

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующая кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов завода «Красный Октябрь»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02 2017.117.00.00 ПЗ ВКР

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

\_\_\_\_\_ А.М. Ершов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Руководитель проекта  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ А.М. Ершов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по экономике  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Е.Ж. Васильев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор проекта  
Студент группы П-475

\_\_\_\_\_ С.А. Валеев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ В.Ф. Бухтояров  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Нормоконтролер  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ Н.Ю. Аверина  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Челябинск 2017

## АННОТАЦИЯ

Валеев С.А. Электроснабжение группы цехов завода «Красный Октябрь». – Челябинск, ЮУрГУ, Э; 2017, 142 с, 40 ил., 23 табл., библиогр. список – 40 наим., 5 прил., 7 листов чертежей ф. А1

В данной выпускной квалификационной работе был произведен расчет нагрузок по механическому цеху и в целом по предприятию. На основе технико-экономического сравнения двух вариантов внешнего электроснабжения был выбран более экономичный и технически выгодный, который обеспечивает надежное электроснабжение радиозавода.. Выбрано оборудование для схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Произведен расчет компенсации реактивной мощности, а так же показателей качества электроэнергии. Генплан завода, полная принципиальная схема, конструктивное исполнение внутрицеховой ТП, плакаты по релейной защите, экономике и безопасности жизнедеятельности представлены в графической части.

					<b>13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ</b>									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Электроснабжение группы цехов завода «Красный Октябрь»</b>									
Разраб.	Валеев									Лит.			Лист	Листов
Провер.	Ершов									В	К	Р	3	142
Реценз.										<b>ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»</b>				
Н. Контр.	Аверина													
Утверд.	Кирпичникова													

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	6
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	10
КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА И КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ..	11
ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	13
Выводы по разделу 1.....	15
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК .....	16
2.1 Расчет электрических нагрузок по цеху .....	16
2.2 Расчет низковольтных нагрузок по предприятию .....	18
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	22
Выводы по разделу 2.....	25
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	27
3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов .....	27
3.2 Выбор количества и мощности цеховых трансформаторов .....	27
Выводы по разделу 3.....	30
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ .....	33
4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения .....	33
4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной пониЗИТЕЛЬНОЙ подстанции .....	34
Выводы по разделу 4.....	35
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	36
5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 220 кВ.....	36
5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.....	48
5.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия .....	55
Выводы по разделу 5.....	55
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	57
6.1 Выбор напряжения внутреннего электроснабжения.....	57
6.2 Построение схемы электроснабжения .....	57
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети .....	57
6.4 Расчет питающих линий.....	57
Выводы по разделу 6.....	60
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	63
7.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1000 В.	63
Выводы по разделу 7.....	74

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	75
8.1 Выбор токопровода.....	75
8.2 Выбор комплектных распределительных устройств 10 кВ.....	76
8.3 Выбор вводного и секционного выключателя 10 кВ .....	76
8.4 Выбор измерительных приборов 10 кВ .....	77
Выводы по разделу 8.....	87
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС..	88
9.1 Влияние ДСП на ПКЭ.....	88
9.2 Влияние преобразовательных агрегатов на ПКЭ .....	91
Выводы о разделе 9.....	95
10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	96
10.1 Составление расчетной схемы и определение ее параметров.....	96
10.2 Расчет компенсации реактивной мощности.....	97
Выводы по разделу 10 .....	109
11 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ.....	110
11.1 Организация работы релейной защиты и автоматики .....	110
11.2 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени .....	111
11.3 Мгновенная токовая отсечка.....	113
11.4 Расчёт защиты магистральной линии от однофазных замыканий на землю .....	114
Вывод по разделу 11: .....	116
12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ .....	119
12.1 Экономический расчет затрат на разработку проекта СЭС. ....	119
12.2 Расчёт сметной стоимости материалов.....	122
Вывод по разделу 12 .....	126
13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	127
13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции .....	127
13.2 Электробезопасность .....	129
13.3 Расчет защитного заземления ГПП.....	130
13.4 Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ и анализа возникновения аварийных ситуаций. ....	133
13.5 Расчет освещения ОРУ 220 кВ .....	134
13.6 Расчет молниезащиты ГПП.....	136
13.7 Пожарная безопасность .....	137
Выводы по разделу 13 .....	138
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	139
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	140

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Выполнить проект электроснабжения группы цехов завода «Красный Октябрь» в объеме, указанном во введении к сборнику заданий. Завод расположен в г. Волгоград.

Генплан группы цехов представлен в варианте исходных данных. В таблице 1 приведены сведения об установленной мощности цехов и другие данные для электроприёмников напряжением до 1000 В, в таблице 2 – для электроприёмников выше 1000 В и в таблице 3 – дополнительные данные. Исходные данные для расчета электрических нагрузок по цеху приведены в таблице 4.

Таблица 1

Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, $n_э$	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$
1 Кислородно-конверторный цех	9325,0	145	0,85	0,85
2 Сталеплавильный цех	8340,0	300	0,57	0,79
3 Фасонолитейный цех	6550,0	190	0,47	0,74
4 ЦЗЛ	1010,0	140	0,56	0,80
5 Насосная станция	2650,0	100	0,85	0,85
6 Склад слябов	1650,0	100	0,85	0,85
7 Компрессорная станция	1390,0	150	0,85	0,85
8 Цех подготовки составов	525,0	90	0,70	0,60
9 Механический цех	2155,3	83	0,28	0,72
10 Административно-бытовой корпус	290,0	31	0,35	0,80
11 Склад готовой продукции	1135,0	16	0,25	0,65

Таблица 2

Номер цеха на плане, наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Кол-во электроприёмников	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$
1 Кислородно-конверторный цех	Синхронные двигатели	2000	6	0,90	0,85
		1250	4	0,90	0,85
2 Сталеплавильный цех	ДСП	1800	8	0,45	0,60
3 Фасонолитейный цех	Преобразовательные агрегаты	1600	4	0,75	0,90
5 Насосная станция	Синхронные двигатели	250	6	0,90	0,85
		500	4	0,90	0,85

Таблица 3

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		15
Существующие уровни напряжений $U_1$ и $U_2$ на подстанции энергосистемы, кВ		220 и 110
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	$U_1$	6000
	$U_2$	3000
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	за 1 кВт максимальной нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$	Согласно действующим тарифам
	за 1 потребленный кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	22,6
	почвы (на глубине 0,7 м)	14,2
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Нет
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть

Таблица 4

Наименование оборудования	Мощность одного электроприемника, кВт	Количество потребителей
		Номер варианта 2
1	2	3
Термическое отделение		
1. Печь сопротивления	55,0	2
2. Молот пневматический	20,0	3
3. Молот пневматический	10,0	3
4. Пресс гидравлический	10,0	1
5. Вентилятор	2,8	2
6. Вентилятор поддува	4,5	3
Заготовительное отделение		
7. Сварочный аппарат	30,0	4
8. Ножницы гильотинные	7,0	4
9. Вальцы листогибочные	22,0	2
10. Пресс гидравлический	10,0	4
11. Пресс гидравлический	27,0	3
12. Станок радиально-сверлильный	12,0	4
13. Вентилятор - калорифер	14,0	3
14. Станок наждачный	5,0	3
15. Вентилятор наждака	2,8	3
16. Вентилятор	10,0	4
17. Кран-балка	12,0	2
Инструментальное отделение		
18. Станок токарно-винторезный	16,2	4
19. Станок токарно-винторезный	30,0	3
20. Станок токарно-винторезный	42,4	3
21. Станок радиально - сверлильный	12,0	4
22. Станок кругло-шлифовальный	7,2	2
23. Станок вертикально-сверлильный	1,0	3
24. Станок заточной	1,0	3
25. Станок наждачный	4,5	2
26. Вентилятор наждака	10,0	2
27. Станок продольно - строгальный	48,2	2
28. Станок плоскошлифовальный	15,8	4
29. Станок токарно-револьверный	13,0	1
30. Станок расточной	11,9	2
31. Станок зубофрезерный	15,8	4
32. Станок зубодолбежный	11,7	3
33. Станок горизонтально фрезерный	13,1	3
34. Станок вертикально - фрезерный	13,0	4
35. Станок долбежный	10,9	2
36. Станок строгальный	8,0	3
37. Установка высокочастотная	60,0	2
38. Станок импульсный	40,0	1
39. Станок отрезной ножовочный	2,7	4
40. Станок отрубной	5,0	3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

Лист

8

Окончание таблицы 4

1	2	3
41. Кран-балка	12,0	2
Сварочное отделение		
43. Манипулятор сварочный	41,7	2
44. Преобразователь сварочный	30,0	3
46. Ножницы гильотинные	7,0	3
47. Вентилятор	20,0	2
48. Кран-балка	12,0	2
Отделение металлоконструкций		
49. Аппарат сварочный	30,0	2
50. Вентилятор	7,5	4
51. Вентилятор- калорифер	14,0	2
52. Кран - балка	12,0	2
49. Аппарат сварочный	30,0	2



## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные данные потребителя системы электроснабжения группы цехов завода «Красный Октябрь».

1 Суммарная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 17493 кВт.

2 Суммарная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 29730 кВт.

3 Коэффициенты реактивной мощности:

– заданный энергосистемой  $\text{tg}\varphi_{\text{Э.Зад}} = 0,5$ ;

– энергосистемы расчетный  $\text{tg}\varphi_{\text{Э.Р}} = 0,46$ .

4 Напряжение внешнего электроснабжения: 220 кВ.

5 Мощность КЗ в точке присоединения питающих предприятия линий к точке энергосистемы: 6000 МВ·А.

6 Предприятие питается от двух подстанций и способно оказывать транзит электроэнергии.

7 Длина питающей линии от точки энергосистемы до промышленного предприятия – 15 км; питающая линия представлена воздушной линией марки АС-240/32.

8 К установки трансформаторов на главной понизительной подстанции принимаем два трансформатора типа ТРДНС-40000/220.

9 Для внутреннего электроснабжения принимаем величину напряжения СЭС промышленного предприятия: 10 кВ.

10 К установки на главной понизительной подстанции принимаем ячейки: КРУ–СЭЩ–70.

11 Низковольтное питание (меньше 1 кВ) к установки внутрицеховых ТП принимаем 12 трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ номинальной мощностью: 400, 630, 1000, 1600 и 2500 кВ·А, а также 1 распределительный пункт низковольтный.

12 Внутризаводское электроснабжение выполнено кабельной линией марки: АПвБП, сечениями: 70, 120, 185, 240 мм<sup>2</sup> (КЛ были проверены на термическую стойкость).

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА И КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

«Волгоградский металлургический комбинат «Красный Октябрь» один из крупнейших производителей качественного металлопроката специальных марок стали для предприятий автомобилестроения и авиационной промышленности, химического, нефтяного, энергетического машиностроения и нефтедобывающей промышленности в нашей стране.

На данном промышленном имеется две производственные площадки:

1 Производство площадки №1: производство стали, прокатное производство, отделочное производство

2 Производство площадки №2: кузнечно-прессовое производство, кузнечно-штамповочное производство, литейное производство, механические цеха, окончательная термообработка.

Исходя из данных производственных площадок, можно выделить основные цеха на производстве, такие как: сталеплавильный цех, фасонолитейный цех, кислородно-конверторный цех. Данные цеха являются представителями первой категории надежности электроснабжения [1].

Вспомогательными цехами являются: механический цех, компрессорная станция, насосная станция, ЦЗЛ, электроремонтный цех, тарный цех. Данная группа осуществляет работу, которая существенно влияет на сам процесс производства, а как следствие на прибыль предприятия и ее следует отнести к первой категории надежности электроснабжения.

Остальные цеха, обслуживающие: административный корпус, склад слябов, склад готовой продукции, могут быть отнесены к третьей категории надежности электроснабжения.

Производство основывается на переплавке железистых руд, с последующей выплавкой металла. После расплава из руды удаляются примеси, шлаки, и прочие компоненты, негативно влияющие на производство готового продукта. Далее в металл добавляют необходимые компоненты: хром, вольфрам, ванадий, алюминий, цинк, и т.д. в зависимости от свойств и состава необходимой продукции. Следующей стадией производства стали, производится рафинированием, этот процесс при котором жидкий металл, перемешивается, изменяет кристаллическую решётку, и приобретает необходимые свойства.

После производства стали, его обработка, в зависимости от вида продукции. Сталь может быть: горячего, холодного проката, листопрокатного, производств труб, рельс, литье заготовок, кузнечные работы, прессование продукции и т.д.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

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

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Для энергокомпаний вопрос качественного учета электроэнергии и, в конечном счете, минимизации затрат рано или поздно упирается в обеспечение сетей точными измерительными трансформаторами.

Измерительный трансформатор – электромагнитное преобразующее устройство для контроля уровня напряжения или величины тока в высоковольтной сети. Он преобразует ток или напряжение до значения, удобного для измерения. Благодаря его наличию можно измерять ток, напряжение и мощность в высоковольтных цепях с помощью приборов, имеющих относительно небольшие пределы измерений. Кроме того, такой трансформатор изолирует измерительную цепь от первичной цепи высокого напряжения, обеспечивая тем самым безопасность измерений. В зависимости от измеряемого значения измерительные трансформаторы делят на трансформаторы тока и напряжения.

Измерительный трансформатор тока с элегазовой изоляцией на 220кВ.

Элегазовые трансформаторы появились в России около 10 лет назад. Их поставляли зарубежные производители. Сейчас и отечественные изготовители освоили данный вид продукции. Тем не менее, говорить о вытеснении масляных трансформаторов элегазовыми преждевременно. Главная проблема эксплуатации элегазовых трансформаторов в том, что не всегда можно отследить утечку элегаза. Если утечка все же произошла, необходимо восстановить потери. Однако, как показывает практика, не всегда у эксплуатационной службы в наличии есть необходимое оборудование и газ для восполнения потерь. Таким образом, при закупках элегазовых трансформаторов необходимо заранее озаботиться этим вопросом и заказать с поставкой трансформатора соответствующее оборудование. Нельзя однозначно сказать, какой тип измерительных трансформаторов лучше. В большинстве случаев стараются применять антирезонансные трансформаторы с литой или элегазовой изоляцией. Связано это с тем, что у маслонеполненных трансформаторов напряжения наблюдаются течи масла. К сожалению, данный недостаток встречается почти у всех производителей. Также были утечки элегаза и у элегазовых трансформаторов тока, но это исключительные случаи. Сегодня на рынке представлен широкий ассортимент импортного и отечественного оборудования, он позволяет более конструктивно подходить к вопросу выбора. Между тем, спрос на трансформаторы с масляной изоляцией на мировом рынке стабильно растет, и связано это прежде всего со значительным улучшением их характеристик. Современные высоковольтные измерительные трансформаторы с масляной изоляцией стали взрывобезопасными, хорошо работают при низких температурах и при этом обладают сравнительно низкой ценой. К тому же они дешевле в эксплуатации, так как требуют минимум специального обслуживания.

Однако, по мнению экспертов, для целей АИИС КУЭ (совокупность аппаратных и программных средств, обеспечивающих дистанционный сбор, хранение и

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

обработку данных об энергетических потоках в электросетях.) масляные измерительные трансформаторы будут постепенно заменяться на элегазовые и маломасляные с повышенным количеством обмоток и обмотками повышенной точности.

#### Опорный трансформатор тока ТОЛ-10-1

Производство измерительных трансформаторов с литой изоляцией до 35 кВ было организовано в СССР на высоком уровне. С распадом СССР производство было снижено, но потребности России, Украины, Белоруссии, Казахстана и сейчас обеспечиваются отечественными измерительными трансформаторами. Попытки выйти на российский рынок иностранных компаний по трансформаторам с литой изоляцией не увенчались успехом, так как отечественные аппараты ничем не уступают иностранным, а по цене остаются дешевле. К тому же за последние годы значительно обновилась номенклатура продукции.

Встроенный трансформатор серии ТВ наружной установки Трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛК-СЭЦ-0,66 [2].

Есть несколько ключевых направлений, в которых развивается рынок трансформаторов тока и напряжения с литой изоляцией. Во-первых, определенные виды литых трансформаторов с успехом применяются на классы напряжения 35, 110 и 220 кВ.

Во-вторых, разрабатываются трансформаторы, оптимально подходящие для систем коммерческого учета электроэнергии. Для них увеличивается число вторичных обмоток и вводится пломбирование выводов измерительных обмоток защитной крышкой, предохраняющей от несанкционированного доступа

#### Оптические трансформаторы

В последние 10 лет в мире стал активно развиваться новый вид измерительных приборов - так называемые оптические, или оптоволоконные, трансформаторы напряжения и тока, в основе действия которых лежат эффекты Поккельса и Фарадея. Подобные трансформаторы производит несколько зарубежных фирм, к примеру, NXTRPhase, АВВ, DynAmp и др.

В последнее время аналогичные разработки появились и в России.

Их ведут ФГУП «Всероссийский электротехнический институт», ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», ЗАО «Электро».

А российская компания ЗАО «Профотек» уже разворачивает производство волоконно-оптических преобразователей тока и напряжения.

Толчком к поискам новой технологии производства измерительных трансформаторов стали слабые места традиционных аппаратов. Благодаря новому принципу работы оптические трансформаторы имеют более высокий класс точности измерений и могут передавать цифровой сигнал неограниченному количеству принимающих устройств. Кроме того, технология позволяет совместить в одном аппарате измерители тока и напряжения. В числе основных преимуществ оптических трансформаторов также их низкие массогабаритные показатели, широкий динамический и частотный диапазон измерений, устойчивость к явлениям феррорезонанса, взрывопожаробезопасность и простота эксплуатации, обусловленные отсутствием

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

масла и элегаза. Этот новый класс изделий, использующий последние достижения в оптике, электронике и системах цифровой обработки и передачи сигналов, может получить широкий спектр применений. Так, уникальные свойства волоконно-оптических измерительных трансформаторов (компактность, небольшой вес, полная гальваническая развязка) позволяют использовать эти устройства на ОРУ 110-750 кВ, в мобильных передвижных метрологических лабораториях, прочих энергетических объектах. Применение оптических трансформаторов напряжения позволит облегчить (ускорить) создание систем АИИС КУЭ, т.к. они имеют не только аналоговые, но и цифровые интерфейсы, которые полностью совместимы с существующими (и проектируемыми) системами АИИС КУЭ.

#### Принципиальная разница ГОСТ и МЭК

Производители измерительных трансформаторов всерьез обеспокоены попыткой заменить существующие ГОСТы на стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК). Российские ГОСТы предъявляют более жесткие требования к трансформаторам, чем международные. Отступление от этих требований может привести к выходу из строя трансформаторов, хотя они и будут соответствовать международным стандартам. Проблемы могут возникнуть в первую очередь с иностранными трансформаторами. Потребность переработки ГОСТов по измерительным трансформаторам в России появилась в связи появлением новых материалов, обеспечивающих улучшенные характеристики, не предусмотренные существующими стандартами. Сейчас производители трансформаторов совместно берутся за переработку ГОСТов.

Основной характеристикой измерительного трансформатора остается точность, гарантировать которую может только регулярная метрологическая поверка. Для эксплуатирующих организаций она является определяющим фактором необходимости замены оборудования.

#### Выводы по разделу один

На основе сравнительного анализа измерительных трансформаторов была выявлена существенная разница между трансформаторами, На основе полученных данных и выявлении преимуществ измерительных трансформаторов к установке предусматривается установить измерительные трансформаторы СЭЩ.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Расчет электрических нагрузок по цеху

Согласно исходным данным, необходимо рассчитать электрическую нагрузку по электроремонтному цеху. Рассмотрим расчет нагрузки трехфазных электроприемников на примере электроснабжения отделения пропитки от распределительного шинпровода. Суммарная установленная мощность электроприемников  $i$ -го типа находится по формуле [4]:

$$P_{Hi} = n_i \cdot p_{Hi}, \quad (2.1)$$

где  $n_i$  – число электроприемников  $i$ -го типа;

$p_{Hi}$  – номинальная мощность одного электроприемника  $i$ -го типа.

Зная (2.1), расчетные активная и реактивная нагрузки участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода, могут быть найдены по формулам [4, 3.2.7, 3.2.8]:

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^m K_{iai} \cdot P_{Hi}, \quad (2.2)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^m K_{iai} \cdot P_{Hi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (2.3)$$

где  $m$  – число типов электроприемников, подключенных к распределительному шинпроводу данного участка цеха;

$K_{pa}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ в зависимости от  $n_3$  и  $K_{и}$ ;

$K_{pp}$  – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, определяемый как  $K_{pp} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}$ ;

$K_{iai}$  – коэффициент использования электроприемников  $i$ -го типа;

$\operatorname{tg}\varphi_i$  – средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников  $i$ -го типа, найденный по средневзвешанному коэффициенту мощности  $\cos\varphi_i$ , который находится по [5, табл.4-10].

$n_3$  – эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Согласно [4] найдем эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^m P_{ни})^2}{\sum_{i=1}^m [n_i \cdot (P_{ни})^2]} \quad (2.4)$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле [4, 2.8]:

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{иаi} \cdot P_{ни})}{\sum_{i=1}^m (P_{ни})} \quad (2.5)$$

По [5, табл.1] определяем  $n_э$  и  $K_{и}$  находим  $P_p$ .

Зная (2.2) и (2.3) расчетные полную мощность найдем по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2} \quad (2.6)$$

Зная (2.6) найдем расчетный ток по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.7)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети 0,4 кВ.

Расчет нагрузок по цеху заканчивается расчетом электрических нагрузок на шинах цеховой ТП. Учитывая (2.5), расчетная реактивная мощность находится по формуле [4, 3.2.8.2]:

$$Q_p = K_p \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{ни} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (2.8)$$

Расчетная активная мощность также считается по формуле (2.2). При расчете по формулам (2.2) и (2.8) коэффициент  $K_p$  берется [5, табл. 2] в зависимости от средневзвешенного  $K_{и}$  и  $n_э$ .  $n_э$  также находится по формуле (2.4). Величины  $K_{иi} \cdot P_{ни}$  и  $K_{иi} \cdot P_{ни} \cdot \text{tg}\varphi_i$  были найдены при предыдущих расчетах и являются суммарными для электроприемников соответствующих участков и отделений механи-

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17



ческого. То же самое можно и сказать и про величины  $P_{нi}$ , используемые при расчете средневзвешанного по цеху коэффициента использования. Расчетный ток, определяемый по формуле (2.7), понадобится в разделе 6.

Расчет суммарной установленной мощности электроприемников определен по такому алгоритму и приведен в таблице 2.1 и в таблице 2.2.

## 2.2 Расчет низковольтных нагрузок по предприятию

Для остальных цехов предприятия в исходных данных заданы: суммарная установленная мощность электроприемников  $P_n$ , эффективное число электроприемников  $n_э$ , средневзвешенные по цеху коэффициент использования  $K_{и}$  и коэффициент мощности  $\cos\varphi$ . Расчетная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится по несколько преобразованной формуле (2.2):

$$P_{р.сил} = K_p \cdot K_{и} \cdot P_n. \quad (2.9)$$

Коэффициент расчетной нагрузки  $K_p$  для цехов, которые планируется питать с помощью РПН (см. раздел 3), берется по [4, табл.1]. Для цехов, питающихся от собственных ТП  $K_p$  берется по [4, табл.1].

Соответственно вышесказанному, для цехов, питающихся от РПН, расчетная реактивная мощность силовой нагрузки находится по условию:

$$\begin{cases} Q_{р.сил} = 1,1 \cdot K_p \cdot K_{и} \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi & \text{при } n_э \leq 10, \\ Q_{р.сил} = K_p \cdot K_{и} \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi & \text{при } n_э > 10, \end{cases}$$

Для цехов, питающихся от собственных ТП:

$$Q_{р.сил} = K_p \cdot K_{и} \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (2.10)$$

Результаты расчета силовой низковольтной нагрузки цехов по формулам (2.9) и (2.10) цехам представлены в таблице 2.3.

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по формулам:

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_{ц}, \quad (2.11)$$

$$Q_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg}\varphi_о, \quad (2.12)$$

где  $K_{с.о}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки. Определяется по [5, с.36].

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Таблица 2.1 — Расчет электрических нагрузок по механическому цеху

Исходные данные				Расчетные величины									Расчетные мощности			I <sub>p</sub> , А
По заданию технологов			Справочные			P <sub>c</sub> , кВт	Q <sub>c</sub> , квар	n·P <sub>НОМ</sub> <sup>2</sup> кВт	N <sub>эф</sub> , шт	K <sub>РА</sub>	K <sub>РР</sub>	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВ·А		
Наименование электроприемников и узлов СЭС	пЭП	P <sub>НОМ</sub> , прив. к дл.реж. ПВ 100%		k <sub>ИА</sub>	cos(φ)										tg(φ)	
		P <sub>НОМ</sub>	ΣP <sub>НОМ</sub>													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Термическое отделение																
1 Печь сопротивления	2	55,0	110,0	0,80	0,95	0,33	88,00	28,92	6050,00							
2 Молот пневматический	3	20,0	60,0	0,22	0,65	1,17	13,20	15,43	1020,00							
3 Молот пневматический	3	10,0	30,0	0,22	0,65	1,17	6,60	7,72	300,00							
4 Пресс гидравлический	1	10,0	10,0	0,20	0,65	1,17	2,00	2,34	100,00							
5 Вентилятор	2	10,0	20,0	0,70	0,80	0,75	14,00	10,50	200,00							
6 Вентилятор поддува	3	4,5	13,5	0,70	0,80	0,75	9,45	7,09	60,75							
Итого силовой нагрузки по отделению	14	55,0	243,5	0,46	0,86	0,58	113,25	72,00	7910,75	7,50	1,07	1,06	142,58	76,38	161,75	245,76
Заготовительное отделение																
7 Сварочный аппарат	4	30,0	120,0	0,20	0,35	2,68	24,00	64,23	3600,00							
8 Ножницы гильотинные	4	7,0	28,0	0,16	0,50	1,73	4,48	7,76	196,00							
9 Вальцы листогибочные	2	22,0	44,0	0,18	0,65	1,17	7,92	9,26	968,00							
10 Пресс гидравлический	4	10,0	40,0	0,30	0,87	0,57	12,00	6,80	400,00							
11 Пресс гидравлический	3	27,0	81,0	0,30	0,87	0,57	24,30	13,77	2187,00							
12 Станок радиально-сверлильный	4	12,0	48,0	0,13	0,50	1,73	6,24	10,81	576,00							
13 Вентилятор - калорифер	3	14,0	42,0	0,60	0,88	0,54	25,20	13,60	588,00							
14 Станок наждачный	3	5,0	15,0	0,12	0,50	1,73	1,80	3,12	75,00							
15 Вентилятор наждака	3	2,8	8,4	0,12	0,80	0,75	1,01	0,76	23,52							
16 Вентилятор	4	10,0	40,0	0,70	0,80	0,75	28,00	21,00	400,00							
17 Кран - балка	2	12,0	24,0	0,15	0,50	0,73	3,60	6,24	288,00							
Итого силовой нагрузки по отделению	36	2,8/30,0	490,4	0,28	0,66	1,14	138,5	157,34	9301,52	25,86	1,04	1,03	146,86	162,50	219,03	332,79

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Инструментальное отделение																
18 Станок токарно-винторезный	4	16,2	64,8	0,18	0,65	1,17	11,66	13,64	1049,76							
19 Станок токарно-винторезный	3	30,0	90,0	0,18	0,65	1,17	16,20	18,94	2700,00							
20 Станок токарно-винторезный	3	42,4	127,2	0,18	0,65	1,17	22,90	26,77	5393,28							
21 Станок радиально - свер- лильный	4	12,0	48,0	0,13	0,50	1,73	6,24	10,81	576,00							
22 Станок кругло-шлифоваль- ный	2	7,2	14,4	0,13	0,50	1,73	1,87	3,24	103,68							
23 Станок вертикально-свер- лильный	3	1,0	3,0	0,13	0,50	1,73	0,39	0,68	3,00							
24 Станок заточной	3	1,0	3,0	0,13	0,50	1,73	0,39	0,68	3,00							
25 Станок наждачный	2	4,5	9,0	0,13	0,50	1,73	1,17	2,03	40,50							
26 27.Вентилятор наждака	2	10,0	20,0	0,13	0,80	0,75	2,60	1,95	200,00							
27 Станок продольно - строгаль- ный	2	48,2	96,4	0,19	0,65	1,17	18,32	21,41	4646,48							
28 Станок плоскошлифовальный	4	15,8	63,2	0,18	0,65	1,17	11,38	13,30	998,56							
29 Станок токарно-револьвер- ный	1	13,0	13,0	0,18	0,65	1,17	2,34	2,74	169,00							
30 Станок расточной	2	11,9	23,8	0,13	0,50	1,73	3,09	5,36	283,22							
31 Станок зубофрезерный	4	15,8	63,2	0,18	0,65	1,17	11,38	13,30	998,56							
32 Станок зубодолбежный	3	11,7	35,1	0,18	0,65	1,17	6,32	7,39	410,67							
33 Станок горизонтально фре- зерный	3	13,1	39,3	0,18	0,65	1,17	7,07	8,27	514,83							
34 Станок вертикально - фрезер- ный	4	13,0	52,0	0,13	0,80	0,75	6,76	5,07	676,00							
35 Станок долбежный	2	10,9	21,8	0,13	0,80	0,75	2,83	2,13	237,62							
36 Станок строгальный	3	8,0	24,0	0,13	0,80	0,75	3,12	2,34	192,00							
37 Установка высокочастотная	2	60,0	120,0	0,73	0,86	0,59	87,60	51,98	7200,00							
38 Станок импульсный	1	40,0	40,0	0,18	0,65	1,17	7,20	8,42	1600,00							
39 Станок отрезной ножовочный	4	2,7	10,8	0,13	0,50	1,73	1,40	2,43	29,16							
40 Станок отрубной	3	5,0	15,0	0,13	0,50	1,73	1,95	3,38	75,00							
41 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,15	0,50	1,73	3,60	6,24	280,80							
Итого силовой нагрузки по отделе- нию	66	1,0/60,0	1021,0	0,23	0,72	0,98	237,78	232,46	28388,32	36,72	1,04	1,03	247,3	238,86	343,81	522,39
Сварочное отделение																
42 Манипулятор сварочный	2	41,7	83,4	0,10	0,60	1,33	8,34	11,12	3477,78							
43 Преобразователь сварочный	3	30,0	90,0	0,30	0,65	1,17	27,00	31,56	2700,00							
44 Ножницы гильотинные	3	7,0	21,0	0,10	0,50	1,73	2,73	4,72	147,00							
45 Вентилятор	2	20,0	40,0	0,70	0,80	0,75	28,00	21,00	800,00							

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

Лист

20

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
46 Вентилятор	3	14,0	42,00	0,65	0,80	0,75	27,30	20,48	588,00							
47 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,15	0,50	1,73	3,60	6,23	288,00							
Итого силовой нагрузки по отделению	12	7/41,7	258,4	0,27	0,68	1,07	69,67	74,65	7412,78	9,01	1,25	1,06	87,09	78,79	117,44	178,44
Отделение металлоконструкций																
48 Аппарат сварочный	2	30,0	60,0	0,20	0,40	2,29	12,00	27,50	1800,00							
49 Вентилятор	4	7,5	30,0	0,70	0,80	0,75	21,00	15,75	225,00							
50 Вентилятор - калорифер	2	14,0	28,0	0,60	0,88	0,54	16,80	9,07	392,00							
51 Кран - балка	2	12,0	24,0	0,15	0,50	1,73	3,60	6,24	288,00							
Итого силовой нагрузки п отделению	10	7,5/30	142,0	0,38	0,67	1,10	53,40	58,55	2705,00	7,45	1,09	1,06	58,21	62,12	85,13	129,35

Таблица 2.2 — Расчет суммарных электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетные мощности			I <sub>p</sub> , А
По заданию технологов				Справочные			P <sub>c</sub> , кВт	Q <sub>c</sub> , квар	n·P <sub>НОМ</sub> <sup>2</sup> , кВт	N <sub>ЭФ</sub> , шт	K <sub>РА</sub>	K <sub>РР</sub>	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
Наименование электроприемников и узлов СЭС	пЭП	P <sub>НОМ</sub> , прив. к дл.реж. ПВ 100%		k <sub>ИА</sub>	cos(φ)	tg(φ)										
		P <sub>НОМ</sub>	ΣP <sub>НОМ</sub>													
Механический цех																
Термическое отделение	14	10,0/55,0	243,5	0,46	0,86	0,58	113,25	72,00	7910,75							
Заготовительное отделение	36	2,8/30,0	490,4	0,28	0,66	1,14	138,5	157,34	9301,52							
Инструментальное отделение	66	1,0/60,0	1021	0,23	0,72	0,98	237,78	232,46	28388,32							
Сварочное отделение	12	7,0/41,7	258,4	0,27	0,68	1,07	69,67	74,65	7412,78							
Отделение металлоконструкций	10	7,5/30,0	142,0	0,38	0,67	1,10	53,40	58,55	2705,00							
Всего силовой нагрузки по цеху	138	1,0/60,0	1918,8	0,29	0,70	1,03	561,18	579,52	20311,50	181,27	0,70	0,70	392,83	405,67	564,69	857,96

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

Лист

21

$P_{y.o}$  – удельная осветительная нагрузка на 1 м<sup>2</sup> производственной поверхности пола цеха. Определяется согласно [4, табл. 4.16].

$F_{ц}$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>. Определяется графическим путем по исходным данным.  $tg\varphi_o$  – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света.

Все результаты расчета осветительной нагрузки цехов рассчитанных по формулам (2.11) и (2.12) представлены в таблице 2.3.

Расчетная полная мощность для каждого цеха:

$$S_p = \sqrt{(P_{p.сил} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.сил} + Q_{p.o})^2}.$$

Результаты расчетов полной расчетной мощности и расчетного тока для других цехов, а также расчета осветительной нагрузки для освещения территории предприятия, представлены в таблице 2.3.

### 2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. Поскольку в исходным данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах (за исключением электроремонтного), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. Координаторы центров нагрузок соответствующих цехов приведены ниже.

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.13)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}, \quad (2.14)$$

где  $P_{pi}$ ,  $P_{p.ni}$ ,  $P_{p.vi}$ ,  $P_{p.oi}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из таблицы 2.3.

Таблица 2.3 — Расчет электрических нагрузок по радиозаводу

Наименование цехов	$P_{ном}, кВт$	$n_э$	$P_{ном\Sigma}, кВт$	$K_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c, кВт$	$Q_c, квар$	$K_{ра}$	$K_{pp}$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$F_{ц}, м^2$	$P_{уд.осв.}, кВт/м^2$	$tg\varphi_{осв}$	$K_{осв}$	$P_{р.осв.}, кВт$	$Q_{р.осв.}, квар$	$\Sigma P_p, кВт$	$\Sigma Q_p, квар$	$S_p, кВА$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Нагрузка 0,38 кВ																					
1 Кислородно-конверторный цех	64	145	9325	0,85	0,85	0,76	7926	6039	0,80	0,80	6341	4831	1971	0,012	0,3	0,85	20,1	6,0	6361,1	4837,5	7991,6
2 Сталеплавильный цех	28	300	8340	0,57	0,79	0,78	4754	3730	0,75	0,75	3565	2798	22603	0,012	0,3	0,85	230,6	69,2	3795,9	2866,8	4756,8
3 Фасонолитейный цех	34	190	6550	0,47	0,74	0,80	3079	2475	0,70	0,70	2155	1732	2837	0,012	0,3	0,85	28,9	8,7	2183,9	1740,9	2792,9
4 ЦЗЛ	7	140	1010	0,56	0,80	0,78	566	442	0,70	0,70	396	309	3017	0,012	0,3	0,85	30,8	9,2	426,7	318,4	532,4
5 Насосная станция	27	100	2650	0,85	0,85	0,76	2253	1716	0,80	0,80	1802	1373	925	0,020	0,3	0,85	15,7	4,7	1817,7	1377,7	2280,9
6 Склад слябов	17	100	1650	0,85	0,85	0,76	1403	1069	0,80	0,80	1122	855	3680	0,008	0,3	0,60	17,7	5,3	1139,7	860,2	1427,9
7 Компрессорная станция	9	150	1390	0,85	0,85	0,76	1182	900	0,80	0,80	945	720	3915	0,011	0,3	0,85	36,6	11,0	981,8	731,2	1224,2
8 Цех подготовки составов	6	90	525	0,70	0,60	0,86	368	315	0,80	0,80	294	252	4578	0,012	0,3	0,85	46,7	14,0	340,7	266,1	432,3
9 Электроремонтный цех	26	83	2155	0,28	0,72	0,81	603	490	0,68	0,68	410	333	5951	0,012	0,3	0,85	60,7	18,2	471,1	351,2	587,6
10 Административно – бытовой корпус	9	31	290	0,35	0,80	0,78	102	79	0,67	0,67	68	53	3855	0,023	0,3	0,85	75,4	22,6	143,4	75,7	162,1
11 Склад готовой продукции	71	16	1135	0,25	0,65	0,84	284	238	0,83	0,83	236	197	1927	0,008	0,3	0,60	9,3	2,8	244,8	200,2	316,2
Освещение территории													138927	0,004	0,3	1,00	555,7	166,7	555,7	166,7	580,2
Итого нагрузки 380В	298		35020	0,64	0,79	0,78	22517	17493			17334	13454	194187			1,00	1128,1	338,4	18462,4	13792,7	23045,6
Нагрузка 10 кВ																					
Кислородно-конверторный цех																					
СД 2000	2000	6	12000	0,90	0,85	0,62	10800	6693	1,00		10800	6693							10800,0	6693,0	12706,0

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

Окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
СД 1250	1250	4	5000	0,90	0,85	0,62	4500	2789	1		4500	2789							4500	2789	5294
Сталеплавильный цех (ДСП 1800)	1800	8	14400	0,45	0,60	1,33	6480	8640	1		6480	8640							6480	8640	10800
Фасонолитейный цех (Преобразовательные агрегаты)	1600	4	6400	0,75	0,90	0,48	4800	2325	1		4800	2325							4800	2325	5333
СД 250	250	6	1500	0,90	0,85	0,62	1350	837	1		1350	837							1350	837	1588
СД 500	500	4	2000	0,90	0,85	0,62	1800	1116	1		1800	1116							1800	1116	2118
Итого по нагрузке 10 кВ	7400	32	41300	0,72	0,80	0,75	29730	22399			29730	22399							29730	22399	37224
Итого по предприятию			76320			0,76	52247	39892			47064	35853					1128	338	48192	36192	60269

Масштаб  $m$  найдем из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой  $P_{p.min}$  должен быть не меньше  $r_{min} = 5$  мм. Тогда масштаб  $m$  находится по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot (r_{min})^2}. \quad (2.15)$$

Расчетная мощность по цеху определяется по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.ni} + P_{p.oi} + P_{p.vi}.$$

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет склад металла реактивов.

По формуле (2.15):

$$m = \frac{143,4 \text{ кВт}}{\pi \cdot (5 \text{ мм})^2} = 1,83 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.16)$$

где  $X_i, Y_i$  - координаты центра электрических нагрузок  $i$ -го цеха.

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 2.4.

Поскольку на предприятии расположение центра питания по координатам центра электрических нагрузок невозможно, то для расположения центра питания выберем место рядом с приходом воздушной линии от энергосистемы.

Выводы по разделу два

Был произведен подробный расчёт электрической нагрузки электроремонтного цеха, а также укрупнённый расчёт электрических нагрузок остальных цехов. Также были рассчитаны символические центры электрических нагрузок цехов. Координаты центра электрических нагрузок согласно (2.16) предприятия равны:  $X_0 = 366,37$  м,  $Y_0 = 134,12$  м.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



Изм.  
Лист  
№ ДОКУМ.  
Подпись  
Дата

Таблица 2.4 – Расчет картограммы нагрузок

Наименование подразделения	$P_{p,\Sigma}$ , кВт	$P_{p,n}$ , кВт	$P_{p,v}$ , кВт	$P_{p,o}$ , кВт	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	R, мм	$\alpha_n$ , град	$\alpha_b$ , град	$\alpha_o$ , град
1 Кислородно- конверторный цех	21661,1	6341,0	15300,0	20,1	351,0	107,6	61,5	105,4	254,3	0,3
2 Сталеплавильный цех	10275,9	3565,4	6480,0	230,6	428,2	243,4	42,3	124,9	227,0	8,1
3 Фасонолитейный цех	6983,9	2155,0	4800,0	28,9	472,7	81,9	34,9	111,1	247,4	1,5
4 ЦЗЛ	426,7	395,9		30,8	37,4	271,4	8,6	334,0	0,0	26,0
5 Насосная станция	4967,7	1802,0	3150,0	15,7	280,8	103,0	29,4	130,6	228,3	1,1
6 Склад слябов	1139,7	1122,0		17,7	196,6	107,6	14,1	354,4	0,0	5,6
7 Компрессорная станция	981,8	945,2		36,6	337,0	51,5	13,1	346,6	0,0	13,4
8 Цех подготовки составов	340,7	294,0		46,7	147,4	276,1	7,7	310,7	0,0	49,3
9 Механический цех	471,1	410,4		60,7	205,9	42,8	9,1	313,6	0,0	46,4
10 Административно-бытовой корпус	143,4	68,0		75,4	39,8	140,4	5,0	170,8	0,0	189,2
11 Склад готовой продукции	244,8	235,5		9,3	121,7	203,6	6,5	346,4	0,0	13,6
Итого	47636,7	17334,3	29730,0	572,4						

13.03.02.2017. 117.00.00 ПЗ

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

#### 3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

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

В цехах современных промышленных предприятий используют масляные герметичные трехфазные двухобмоточные трансформаторы типа ТМГ, имеющие существенные преимущества в виде:

1 Не нуждается в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации.

2 Не требуется производить постоянный отбор проб масла в трансформаторе.

3 Нет расходов на предпусковые работы.

4 Трансформаторы изготавливают в герметичном исполнении с полным заполнением масла, без расширителя и воздушной (газовой) подушки.

5 Нет расходов на обслуживании в эксплуатации.

6 Отсутствует контакт масла с окружающей средой, тем самым исключая окисление, увлажнение и шламообразование масла.

К установки в цеховые трансформаторные подстанции примем тип трансформатора ТМГ.

#### 3.2 Выбор количества и мощности цеховых трансформаторов

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п.

Согласно [6, 2.7] выбор типа мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обуславливаться значением и характером электрических нагрузок, размещением их на генеральном плане предприятия.

При этом должны учитываться также архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования взрывопожарной и экологической безопасности. Согласно исходным данным, перечисленные цеха территориально расположены близко друг к другу.

Удельная плотность нагрузки может быть найдена по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}$$

где  $\sigma$  – удельная плотность нагрузки, кВ·А/м<sup>2</sup>;

$S_p$  – расчетная нагрузка цеха 0,4 кВ; кВ·А;

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$F_{ц}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Учитывая первую категорию по надежности электроснабжения электроприемников, к установке в цеховую ТП принимаем трансформаторы типа ТМГ.

Согласно [7, 6.4.5] допустимый коэффициент загрузки в нормальном режиме масляного трансформатора для двухтрансформаторной подстанции  $K_{з.д} = 0,7$ .

Согласно количеству трансформаторов в цеховой ТП по условию экономической целесообразности определяется по формуле:

$$N_{Т.мин}^э = \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot S_{н.т.}^э} + \Delta N_T, \quad (3.1)$$

где  $N_{Т.мин}^э$  – количество трансформаторов цеховой ТП;

$P_p$  – расчетная нагрузка ТП от потребителей 0,4 кВ;

$S_{н.т.}^э$  – экономически целесообразная мощность одного трансформатора.

Мы получили, что количество трансформаторов в цеховой ТП по условию экономической целесообразности удовлетворяет условию надежности электроснабжения.

Поэтому к установке принимаем 2 трансформатора. Рассчитав (3.1) найдем мощность одного трансформатора по формуле:

$$S_{н.т.} \geq \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot N_{Т.мин}^н},$$

где  $N_{Т.мин}^н$  – минимальное число трансформаторов по условию надежности электроснабжения,  $N_{Т.мин}^н = 2$ .

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети внутреннего электроснабжения предприятия в сеть напряжением 0,4 кВ находится по формуле:

$$Q_{1р} = \sqrt{(n_i \cdot K_{з.д} \cdot S_{н.т.})^2 - P_p^2},$$

где  $n_i$  – число трансформаторов цеховой ТП.

Если наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы ТП способны пропустить меньше значения расчетной реактивной мощности цеховой ТП.

Реактивная нагрузка трансформаторов  $Q_1$  принимается равной  $Q_1 = Q_{1р}$ , квар.

В этом случае мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на стороне 0,4 кВ цеховой ТП, определяется по формуле:

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$Q_k = Q_p - Q_1.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах могут быть найдены согласно [5] по формулам:

$$K_{3.н} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_1)^2}}{n_i \cdot S_{н.т}}, \quad (3.2)$$

$$K_{3.п} = \frac{S_{р.т} \cdot n_i}{(n_i - 1) \cdot S_{н.т}}, \quad (3.3)$$

где  $S_{р.т}$  – полная расчетная мощность, приходящаяся на один трансформатор ТП.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах можно найти по известным формулам:

$$\Delta P_T = n_i \cdot (\Delta P_{xx} + (K_{3.н})^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_T = \frac{n_i \cdot S_{н.т}}{100} \cdot (I_{xx} + (K_{3.н})^2 \cdot U_k). \quad (3.5)$$

Из формул (3.4) и (3.5) потери мощностей в трансформаторах можем найти активную и реактивную мощность соответственно, потребляемые ТП из сети внутривозовского электроснабжения, определяемых по формулам:

$$P_p = P_p + \Delta P_T,$$

$$Q_p = Q_1 + \Delta Q_T.$$

Полная мощность, потребляемая ТП из сети внутривозовского электроснабжения, может быть найдена по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}. \quad (3.6)$$

Рассматривая экономическую целесообразность питания цеха ТП, прими во внимание, что согласно [6, 4.5] питание от соседней ТП.

Установка РПН в цехе экономически выгодна, если выполняется соотношение [5, ф. 4.28]:

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}, \quad (3.7)$$

где  $S_p$  – полная расчетная нагрузка цеха, найденная по (3.6), кВ·А;

$l$  – расстояние от ТП цеха до питающейся РПН, м.

Чтобы определить расстояние  $l$  от РПН до ТП, разместим указанные подстанции на плане предприятия.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах, найденные по формулам (3.2) и (3.3) отобразим в таблице 3.1.

#### Выводы по разделу три

Таким образом были выбраны трансформаторы цеховых ТП для всех цехов. Результаты выбора приведены в таблице 3.1.

Был проведён расчёт цеховых трансформаторных подстанций, выбор типа трансформаторов, их мощности, а также РПН. Объект, питающийся через РПН, был проверен на экономическую целесообразность данного вида электроснабжения. Условие выполняется (3.7).

На генеральный план были нанесены местоположения цеховых трансформаторных подстанций.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Таблица 3.1 – Выбор числа, типа и мощности цеховых трансформаторов

Номер цеховой ТП	Наименование цехов и узлов СЭС	Категория	$P_{P+P_0}$ , кВт	$Q_{P+Q_0}$ , квар	$S_{P_0}$ , кВ·А	$F_{Ц}$ , м <sup>2</sup>	$\sigma_{кВ·А·м^2}$	$S_{тэ}$ , кВ·А	Тип тр-ра	Ст. Ном, МВ·А	Кол-во тр-ов	Кз. д. i.	$Q_{IР}$ , квар	$Q_{I_1}$ , квар	$Q_{KУ}$ , квар	$K_{3.Н}$	$K_{3.П}$	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$\Delta P_{K3}$ , кВт	$I_{XX}$ , %	$U_{K3}$ , %	$\Delta P_{T_1}$ , кВт	$\Delta Q_{T_1}$ , квар	$P_{P+\Delta P_{T_1}}$ , кВт	$Q_{I+\Delta Q_{T_1}}$ , квар	$S_{P_0}$ , кВ·А
ТП-1, ТП-2	Кислородно-конверторный цех	1	6361	4837	7992	1971	4,05	2500	ТМГ	2500	4	0,7	2922	2922	1916	0,70	1,40	3,90	17,5	0,8	6,6	49,9	403,4	6411,0	3325,1	7222,0
ТП-3, ТП-4	Сталеплавильный цех	1	3796	2867	4757	22603	0,21	1600	ТМГ	1600	4	0,7	2379	2379	487	0,70	1,40	2,75	11,0	0,8	6,0	32,6	239,4	3828,5	2618,8	4638,4
ТП-5	Фасонолитейный цех	1	2184	1741	2793	2837	0,98	2500	ТМГ	1600	2	0,7	498	498	1243	0,70	1,40	2,75	11,0	0,8	6,0	16,3	119,7	2200,2	617,9	2285,3
ТП-6	ЦЗЛ	3	427	318	532	3017	0,18	1000	ТМГ	630	1	0,9	313	313	5	0,84	-	1,45	5,1	1,4	6,3	5,0	36,8	431,7	349,9	555,7
ТП-7	Насосная станция	1	1818	1378	2281	925	2,46	2500	ТМГ	1600	2	0,7	1309	1309	69	0,70	1,40	2,75	11,0	0,8	6,0	16,3	119,7	1834,0	1428,7	2324,8
ТП-8	Склад слябов	3	1140	860	1428	3680	0,39	2500	ТМГ	1600	1	0,9	854	854	6	0,89	-	2,75	11,0	0,8	6,0	11,5	88,8	1151,1	942,6	1487,8
ТП-9	Компрессорная станция	1	982	731	1224	3915	0,31	2000	ТМГ	1000	2	0,7	714	714	17	0,61	1,21	1,85	8,5	0,8	6,8	10,0	66,1	991,8	780,1	1261,8
ТП-10	Цех подготовки составов	2	341	266	432	4578	0,09	630	ТМГ	400	2	0,7	266	266	0	0,54	1,08	1,10	3,2	1,4	4,7	4,1	22,2	344,8	287,8	449,1
ТП-11	Механический цех	3	471	351	588	5951	0,10	630	ТМГ	630	1	0,9	316	316	36	0,90	-	1,45	5,1	1,4	6,3	5,6	41,0	476,7	356,5	595,2
РПН-1	Административно – бытовой корпус	3	143	76	162	3855	-	$S_{p.ц.} \cdot L \leq 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м} \quad 316 \cdot 45 = 14220 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м} \leq 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}$																		
ТП-12	Склад готовой продукции	3	245	200	316	1927	0,16																			
ТП-12, РПН-1	Кислородно-конверторный цех	2	1315	814	1547	459	3,37	1000	ТМГ	630	1	0,9	269	269	6	0,75	-	1,45	5,1	1,4	6,3	4,3	31,1	392,4	300,6	494,4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

Лист

32

## 4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения

Величина напряжения питания главной понижительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами. [7, 4.6]

Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла [5, ф. 4.29]:

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

где  $l$  – длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным  $l=15$  км.

$P_{\text{р.п}}$  – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [3, 3.3.6]:

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{о.м}} \cdot \left[ \sum_{i=1}^{12} P_{\text{р.нв}} + \sum_{i=1}^{32} P_{\text{р.вв}} + \sum_{i=1}^{12} \Delta P_{\text{т}\Sigma} \right] + P_{\text{р.о}},$$

где  $K_{\text{о.м}}$  – коэффициент одновременности максимумов.  $K_{\text{о.м}} = 0,85$ ;

$P_{\text{р.нв}}$  – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП по 12 ТП. Из раздела 2 известно, что  $P_{\text{р.нв}} = 17334$  кВт;

$\sum P_{\text{р.вв}}$  – сумма расчетных активных мощностей высоковольтных электроприемников, из раздела 2 известно,  $\sum_{i=1}^{32} P_{\text{р.вв}} = 29730$  кВт.

$P_{\text{р.о}}$  – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая наружное освещение. Из раздела 2 известно, что  $P_{\text{р.о}} = 1128,1$  кВт;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности в трансформаторах 11 цеховых ТП. Из раздела 2 известно, что  $\Delta P_{\text{т}\Sigma} = 155,5$  кВт.

Число присоединений  $n = m + M = 11 + 32 = 43$ , где  $m$  – число цехов;  $M$  – число высоковольтных электроприемников.

По формуле (2.5):

$$K_{\text{ИА}} = \frac{14990 + 10740}{31429 + 16400} = 0,518.$$

Исходя из [5, табл. 3]  $K_{\text{ОМ}} = 0,85$ .

По формуле (3.5) расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП:

$$\begin{aligned} P_{\text{р.п}} &= 0,85 \cdot (17334 \cdot 10^3 + 29730 \cdot 10^3 + 155,5 \cdot 10^3) + 1128,1 \cdot 10^3 = \\ &= 41264,9 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

По формуле (4.1):

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{15 + 0,016 \cdot 41264,93} = 112,75 \text{ кВ.}$$

#### 4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 110 и 220 кВ.

Поскольку полученное рациональное напряжение схемы внешнего электро-снабжения достаточно удалено от обоих из имеющихся напряжений внешнего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения будем проводить путем технико-экономического сравнения вариантов.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле [6, ф.4.31]:

$$S_{\text{р.п}} = \sqrt{(P_{\text{р.п}})^2 + (Q_{\text{эс}})^2}, \quad (4.2)$$

где  $Q_{\text{эс}}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [6, ф.4.32]:

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

где  $\text{tg}\varphi_{\text{эс}}$  равен 0,4 для напряжения сети 35 кВ и 0,5 для напряжения 110 и 220 кВ.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП:

Для напряжения сети 110 кВ:  $Q_{\text{эс1}} = 41264,93 \text{ кВт} \cdot 0,5 = 20632,5 \text{ квар}$ ;

Для напряжения сети 220 кВ:  $Q_{\text{эс2}} = 41264,93 \text{ кВт} \cdot 0,5 = 20632,5 \text{ квар}$ .

По формуле (4.2):

$$S_{\text{р.п2}} = \sqrt{(41264,93)^2 + (20632,5)^2} = 43534,14 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Различие полных расчетных нагрузок предприятия  $S_{\text{р.п1}}$  и  $S_{\text{р.п2}}$  незначительно и практически не влияет на выбор мощности трансформатора ГПП.

Поэтому примем и будем использовать в дальнейших расчетах наибольшую величину из них. [6, 4.6].

Получим:

$$S_{\text{т}} = \frac{43534,14}{2 \cdot 0,7} = 31810,1 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34



Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП определяется по формуле [6, ф.4.33]:

$$S_T = \frac{S_{p.п}}{n \cdot K_{з,д}},$$

где  $n$  – количество трансформаторов на ГПП,  $n=2$ ;

$K_{з,д}$  – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме,  
 $K_{з,д} = 0,7$ .

Из стандартного ряда мощностей трансформаторов принимаем  $S_{Т.н} = 40$  МВА  
Соответственно для номинальной мощности коэффициенты загрузки трансформаторов изменятся:

Для напряжения сети 110 и 220 кВ:

$$K_{з,н} = \frac{43534,14}{2 \cdot 25000} = 0,54.$$

#### Выводы по разделу четыре

В данном разделе был проведён первичный расчёт высшего напряжения внешнего электроснабжения, а также произведены необходимые расчёты для дальнейшего технико-экономического сравнения двух наиболее подходящих значений высшего напряжения. Коэффициенты загрузки трансформаторов считаем адекватными, так как с развитием предприятия и с ростом объема выпускаемой продукции потребность в электроэнергии увеличится, как следствие – в большую сторону изменится коэффициент загрузки трансформаторов на главной понизительной подстанции.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Для сравнения выбрано 2 варианта схемы электроснабжения.

### 5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 220 кВ

Так как наше предприятие осуществляет транзит электроэнергии, то выбираем схему РУ ВН ГПП – два блока линия-трансформатор с выключателем (110-5Н). Схема РУ НН ГПП – одна секционированная выключателем система шин (10-1). В качестве трансформатора ГПП выбираем ТРДНС-40000/110. [1].

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТРДНС-220/110 приведены в таблице 5.1 [2]. Предпочтение отдаем двухобмоточному трансформатору, тем самым увеличивая мощность короткого замыкания и поднимая показатели качества электроэнергии рассматриваемые в разделе 9.

Таблица 5.1

$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_k$ , %
50	170	0,6	11,5

Потери активной и реактивной мощности определяются по формулам, аналогичным (3.5) и (3.6) [6, ф. 4.34, ф. 4.35].

По формуле (3.5):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (50 + (0,53)^2 \cdot 170) = 195,51 \text{ (кВт)}.$$

По формуле (3.6):

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 40000}{100} (0,6 + (0,53)^2 \cdot 11,5) = 3064,28 \text{ (квар)}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле [6, ф. 4.36]:

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + (K_{3,н})^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (5.1)$$

где  $n$  – число трансформаторов на ГПП;

$T_T$  – число часов в году,  $T_T = 8760$  ч. ;

$\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению [6, ф.4.37]:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot T_T,$$

где  $T_M$  – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [15, табл. 2-3]  $T_M = 7450$  ч.

Годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7450}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5140 \text{ ч.}$$

По формуле (5.1):

$$\Delta W_T = 2 \cdot (50 \cdot 8760 + (0,53)^2 \cdot 170 \cdot 5140) = 1366899 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле [6, ф.4.38]:

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

Получим:

$$S_{p.l} = \sqrt{(41264,93 + 195,51)^2 + (20632,46)^2} = 46310,5 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Расчетный ток одной цепи линии 220 кВ находится по формуле [6, ф.4.39]:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}, \quad (5.2)$$

где  $N$  – число цепей линии,  $N=2$ ;

$U_H$  – номинальное напряжение сети;  $U_H = 220 \text{ кВ}$ .

Расчетный ток одной цепи:

$$I_{p.l} = \frac{46310,5 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220 \text{ кВ}} = 60,77 \text{ (А)}.$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле [6, ф. 4.40]:

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l}. \quad (5.3)$$

Получим:

$$I_{п} = 2 \cdot 60,77 = 121,53 \text{ (А)}.$$

Согласно [6, 4.7] сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [6, ф. 4.40]:

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.4)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>. Согласно [1, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов  $T_{\text{м}} = 5000$  ч. равняется  $j_{\text{э}} = 1$  А/мм<sup>2</sup>.

Сечение проводов ВЛ:

$$F_{\text{э}} = \frac{60,77}{1} = 60,77 \text{ мм}^2.$$

Однако по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 220 кВ составляет 240 мм<sup>2</sup>. Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением  $F = 240$  мм<sup>2</sup>. Параметры провода [8, табл. 3.5, 3.15]: Длительно допустимый ток  $I_{\text{дл.доп}} = 610$  А; удельные активное и индуктивное сопротивления:  $r_0 = 0,118$  Ом/км;  $x_0 = 0,435$  Ом/км.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме [6, ф. 4.42]:

$$I_{\text{дл.доп}} > I_{\text{п}}, \quad (5.5)$$

Получим:

$$610 \text{ А} > 121,53 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах за год [6, ф. 4.43]:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot \left( 3 \cdot (I_{\text{р.л}})^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \right) \cdot 10^{-3}. \quad (5.6)$$

Потери активной энергии в проводах:

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot (60,77 \text{ А})^2 \cdot 0,1182 \cdot 15 \cdot 5140) \cdot 10^{-3} = 201908 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.1

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 220 кВ  $S_{\text{С}} = 6000$  МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных  $S_{\text{Б}} = 1000$  МВА,  $U_{\text{Б}} = 230$  кВ.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

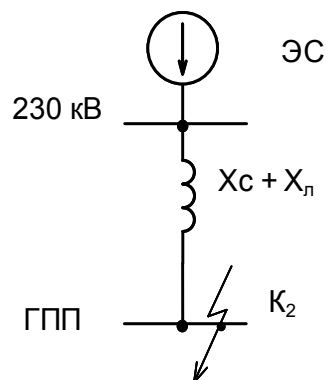


Рисунок 5.1 – Схема для расчета токов КЗ

Сопротивление системы в относительных единицах согласно [6, ф. 4.44]:

$$X_{C*} = \frac{S_B}{S_C}, \quad (5.7)$$

Получим:

$$X_{C*} = \frac{1000}{6000} = 0,17.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле: [6, ф. 4.46]:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{(U_B)^2}, \quad (5.8)$$

По формуле:

$$X_{л*} = \frac{0,435 \cdot 15 \cdot 1000}{(230)^2} = 0,12.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 равен [6, ф. 4.48]:

$$I_{К1} = I_{п0} = \frac{I_B}{X_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{C*}}, \quad (5.9)$$

где  $I_{п01}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Получим:

$$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,17} = 15,06 \text{ (кА)}.$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{K2} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (X_{C*} + X_{Л*})}$$

По формуле:

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot (0,17 + 0,29)} = 8,66 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле [6, ф. 4.49]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K \quad (5.10)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент. Согласно [5, табл 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно:  $K_{y1}=1,72$ ,  $K_{y2}=1,8$ .

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 15,06 = 36,64 \text{ кА,}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,66 = 22,03 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [6, ф. 4.49]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (5.11)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiодической составляющей.

По [9, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2:

$$T_{a1} = 0,03 \text{ с; } T_{a2} = 0,05 \text{ с.}$$

Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП. ГПП предприятия планируется выполнить с помощью КТП-СЭЩ Б(М). [10] К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) может быть принят выключатель ВГТ-220П- 40/2500ХЛ1.

Проверим данный тип выключателя на возможность применения в качестве выключателей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Согласно [6, ф.4.49] выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению [6, ф. 4.51]:

$$U_c \leq U_n \quad (5.12)$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Проверим условие (5.12) [10, 3.1]: 220 кВ = 220 кВ;  
По номинальному току [6, ф. 4.52]:

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{н}}, \quad (5.13)$$

где  $I_{\text{раб.утяж}}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме [6, ф. 4.53]:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{K_{3.ПА} \cdot S_{\text{т.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (5.14)$$

Получим:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^6 \text{ ВА}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3 \text{ В}} = 146,96 \text{ А.}$$

Проверяем условие (5.13) [10, 3.1]: 70,28 А ≤ 2500 А.  
По номинальному току электродинамической стойкости:  
а) симметричному [6, ф. 4.54]:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (5.15)$$

где  $I_{\text{п0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ. Для точек 1 и 2 соответственно  $I_{\text{п01}} = I_{\text{К1}} = 15,06 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{п02}} = I_{\text{К2}} = 8,66 \text{ кА}$ .

$I_{\text{дин}}$  – действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости.

Проверяем условие (5.15) [10, 3.1]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  
36,64 кА ≤ 40 кА;

– Для выключателей на вводе ГПП 8,29 кА ≤ 40 кА.

б) асимметричному [6, ф. 4.55]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}, \quad (5.16)$$

где  $i_{\text{дин.макс}}$  – наибольший пик тока электродинамической стойкости.

Проверяем условие (5.16) [10, 3.1]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  
26,87 кА ≤ 102 кА.

– Для выключателей на вводе ГПП 22,03 кА ≤ 102 кА;

По номинальному току отключения:

а) симметричному [6, ф. 4.56]:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}, \quad (5.17)$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

где  $I_{пт}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для времени  $t$ . Поскольку точки КЗ 1 и 2 связаны с энергосистемой непосредственно, то будем считать, что  $I_{пт} = I_{п0}$ .

Проверим выполнение условия (5.17) [10, 3.1]:

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $11,04 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$ ;
- Для выключателей на вводе ГПП  $8,66 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$ ;
- б) асимметричному [6, ф. 4.57]:

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (5.18)$$

где  $\beta_H$  – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.  $\beta_H = f(\tau)$  [9, рисунок 4.5, с.45]:

$$\tau = t_{з,мин} + t_c, \quad (5.19)$$

где  $t_{з,мин} = 0,01 \text{ с}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_c$  – собственное время отключения выключателя. Согласно [10, 3.1]

$$t_c = 0,035 \text{ с.}$$

Получим:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

По [9, рисунок 4.5] определяем, что номинальное относительное содержание апериодической составляющей  $\beta_H = 35 \%$ , что допустимо для данного выключателя (не более 40%) [10, 3.1].

По формуле (5.11):

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 15,06 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 4,02.$$

- Для выключателей на вводе ГПП:

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 8,66 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 4,98.$$

Проверим условие (5.18) [10, 3.1]:

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$\sqrt{2} \cdot 15,06 + 4,02 = 25,31 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{38}{100}\right) = 78,06 \text{ кА.}$$



– Для выключателей на вводе ГПП:

$$\sqrt{2} \cdot 8,66 + 4,98 = 17,22 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{38}{100}\right) = 78,06 \text{ кА.}$$

По номинальному импульсу квадратичного тока [5, ф. 4.58]

$$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к,доп}, \quad (5.20)$$

где  $t_3$  – время действия защиты, равное ступени селективности (2,1; 2,4; 2,7; и 3 для выключателей установленных на ГПП и 3,3 для выключателей подстанции энергосистемы (См. раздел 8)).

$I_{тер}$  – ток термической стойкости. По [10, 3.1]:

$$I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$t_{тер}$  – время протекания тока термической стойкости. По [10, 3.1]:  $t_{тер} = 3 \text{ с.}$

Проверяем условие (5.20):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$(11,04)^2 \cdot (3,3 + 0,035 + 0,03) = 410,13 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с.}$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$(8,29)^2 \cdot (3 + 0,035 + 0,05) = 212,01 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с.}$$

К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) может быть принят разъединитель РН СЭЩ-220/1250УХЛ1. [11] Проверим данный тип разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Согласно [6, с. 45] разъединители выбираются:

По номинальному напряжению [6] по формуле (4.15):

$$220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ};$$

По номинальному длительному току (формула (4.16)) [6]:

$$146,96 \text{ А} \leq 1250 \text{ А};$$

По электродинамической стойкости (формула (4.19)) [6].

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $36,64 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$

– Для выключателей на вводе ГПП  $22,03 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$

По термической стойкости (формула (4.23)) [6]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

а) Для главных ножей:

$$(15,06)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,03) = 359,48 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

б) Для заземляющих ножей:

$$(15,06)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,03) = 359,48 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

а) Для главных ножей:

$$(8,66)^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,05) = 118,86 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

б) Для заземляющих ножей:

$$(8,66)^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,05) = 118,86 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке в КТП-СЭЩ Б(М) принимается ограничитель перенапряжения ОПНН-П-220 [7]. Примем к установке трансформаторы тока ТФЗМ 220Б. Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1.

Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электро-снабжения с напряжением сети 220 кВ [6, ф. 4.59]:

$$Z_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\varepsilon}, \quad (5.21)$$

где  $E_i$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений.

$$E_i = E_n + E_{oi} + E_{ai},$$

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

$E_{oi}$  – расходы на обслуживание;

$E_{ai}$  – отчисления на амортизацию;

$K_i$  – сумма капитальных затрат  $i$ -й группы одинаковых элементов.

$C_{\varepsilon}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии;

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле [12, 1.6]:

$$K_i = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}}, \quad (5.23)$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

где  $K_{\text{справ}}$  – капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен 2000 г;

$K_{\text{дефл}}$  – коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен. Согласно [13] по Уральскому федеральному округу в Челябинской области:

$$K_{\text{дефл}} = 5,825;$$

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

В [12] приведены укрупненные стоимостные показатели стоимости ячеек выключателя и трансформатора. В стоимость ячейки выключателя включается стоимость высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, оборудования релейной защиты ячейки выключателя, строительно-монтажных работ и т.п. В стоимость ячеек трансформатора включена стоимость трансформатора, кабельного хозяйства, материалы, строительные монтажные работы и т.п. Поэтому, используя данные [12] будем производить расчет капитальных затрат не по отдельным элементам схемы внешнего электроснабжения, а по ячейкам выключателя, трансформатора. Также будет учтена стоимость строительства одноцепной двусторонней ВЛ 220 кВ, соединяющей ГПП с подстанцией энергосистемы.

Ячейка выключателя:

Количество ячеек – 5 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП и секционный). Стоимость ячейки элегазового выключателя согласно [12] –  $K_{\text{справ}} = 7703$  тыс. руб.

По формуле (5.23):

$$K = 11750 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 80763,6 \text{ тыс. руб.}$$

Согласно [4, табл. 2.1]:  $E_a = 0,063$ ;  $E_o = 0,01$ .

По формуле (5.22):

$$E = 0,12 + 0,063 + 0,01 = 0,193.$$

Таким образом годовые затраты выключателя:

$$E \cdot K = 5 \cdot 0,193 \cdot 80763,625 = 77936,9 \text{ тыс. руб.}$$

Ячейка трансформатора:

Количество – 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора мощностью 40 МВА и с высшим напряжением 220 кВ согласно [12 табл.16] –  $K_{\text{справ}} = 7553$  тыс. руб.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

По формуле (5.23):

$$K = K = 10246 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 70425,8 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ячейке выключателя:

$$E = 0,193.$$

Годовые затраты трансформатора:

$$E \cdot K = 2 \cdot 0,193 \cdot 70245,8 = 27184,4 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в элементе СЭС согласно [6, ф. 4.60]:

$$C_3 = \Delta W \cdot C'_0, \quad (5.24)$$

где  $C'_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$C'_0 = \delta \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (5.25)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа, для 220 и 110 кВ  $\alpha = 11509,32$  руб/ (кВт·год);

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии.

Для 110 кВ  $\beta = 1,3488$  руб/(кВт·ч); для 35 кВ  $\beta = 1,3396$  руб/ (кВт·ч) [13];

$K_M$  – отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_3$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия, определяется по таблице [14],  $K_M = 0,79$ ;

$\delta$  – поправочный коэффициент, для напряжения 220 и 110 кВ  $\delta = 1,05$ .

Тогда, по (5.25):

$$C'_{0(110)} = 1,05 \left( \frac{11509,32 \cdot 0,88}{5139,98} + 1,3488 \right) = 3,38 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

$$C'_{0(220)} = 1,05 \left( \frac{11509,32 \cdot 0,88}{5139,98} + 1,3488 \right) = 3,38 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

По (5.24) для трансформатора:

$$C_3 = 1\,366\,899,2 \cdot 3,38 \cdot 10^{-3} = 4\,644 \text{ тыс. руб.}$$

ВЛ 110 кВ: Длина одной ВЛ – 15 км. Стоимость строительства одного километра одноцепной линии напряжением 220 кВ.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Согласно [12]:

$$k_{\text{справ0}} = 893 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{км}};$$

$$K_{\text{справ}} = k_{\text{справ0}} \cdot l \cdot n = 893 \cdot 15 \cdot 2 = 26790 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.23):

$$K = 26790 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 184141,1 \text{ тыс. руб.}$$

Согласно [15, табл. 2.1]:  $E_a = 0,024$ ;  $E_o = 0,004$ .

По формуле (5.22):

$$E = 0,12 + 0,024 + 0,004 = 0,148.$$

Годовые затраты  $E \cdot K = 0,148 \cdot 184141,1 = 27252,8$  тыс. руб.

По (5.24) для ВЛ:

$$C_3 = 201\,566,5 \cdot 3,38 \cdot 10^{-3} = 681,3 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 220 кВ в таблицу 5.2.

По формуле (5.21):

$$Z = (77936,9 + 27184,4 + 27252,8) + (4\,764 + 681,3) = 137\,874,2 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 5.2 – Годовые приведенные затраты для схемы 220 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб	ΔW, кВт·ч	С <sub>3</sub> , тыс. руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.Ячейка трансформатора	шт.	2	70425,8	140851,7	0,193	27184	1 366 899	4 764,0
2.Ячейка выключателя	шт.	5	80763,6	403818,1	0,193	77937		

Окончание таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3. ВЛ 220 кВ	км	15	184141,0	184141,0	0,148	27253	201 566	681,3
Итого				728 811,0		132 374	1 568 465	5445,3

5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ

Схема РУ ВН ГПП – два блока линия-трансформатор с выключателем (110-5Н).  
Схема РУ НН ГПП – одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1).  
В качестве трансформатора ГПП выбираем ТДН-40000/110. [2].

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДН-40000/110 приведены в таблице 5.3 [2, табл.5].

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДН-40000/110 приведены в таблице 5.3 [2]

Таблица 5.3

$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_k$ , %
22	170	0,28	10,5

По формуле (3.4):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (22 + (0,53)^2 \cdot 170) = 139,51 \text{ кВт.}$$

По формуле (3.5):

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 40000}{100} (0,28 + (0,53)^2 \cdot 10,5) = 2583,56 \text{ квар.}$$

Аналогично потери электроэнергии в трансформаторе по формуле (5.1):

$$\Delta W_T = 2 \cdot (22 \cdot 8760 + (0,53)^2 \cdot 170 \cdot 5140) = 876339 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.  
Нагрузка в начале линии находится по формуле (4.2):

$$S_{p.l} = \sqrt{(41264,93 + 139,51)^2 + (20632,46)^2} = 46260,4 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится аналогично по формуле (5.2):

$$I_{p.l} = \frac{46260,4 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110 \text{ кВ}} = 121,4 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле (5.3):

$$I_{\Pi} = 2 \cdot 121,4 = 242,8 \text{ А.}$$

Сечение проводов ВЛ находим аналогично по формуле (5.4).

$$F_{\text{э}} = \frac{121,4 \text{ А}}{1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}} = 121,4 \text{ мм}^2.$$

В качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением  $F = 70 \text{ мм}^2$ . Параметры провода [8, табл. 3.5, 3.15]: Длительно допустимый ток  $I_{\text{д}} = 390 \text{ А}$ ; удельные активное и индуктивное сопротивления:  $r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$ .

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме по формуле (5.5):

$$390 \text{ А} > 61,17 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах за год по формуле (5.6):

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot (121,4)^2 \cdot 0,244 \cdot 15 \cdot 5140) \cdot 10^{-3} = 1527227 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Рассчитаем тока короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.2

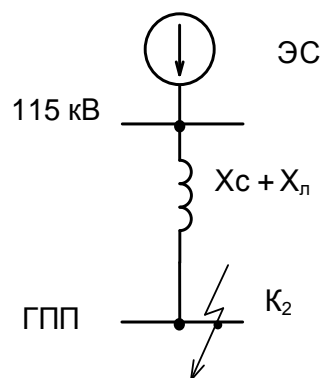


Рисунок 5.2 – Схема для расчётов токов КЗ на напряжении 110 кВ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 35 кВ  $S_{\text{с}} = 3000 \text{ МВА}$ .

Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных  $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}$ .

Сопротивление системы в относительных единицах по формуле (5.7):

$$X_{C*} = \frac{1000}{3000} = 0,33.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле (5.8):

$$X_{л*} = \frac{0,244 \cdot 15 \cdot 1000}{(115)^2} = 0,48.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 находится по формуле (5.9):

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,33} = 15,06 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле (4.12):

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,33 + 0,48)} = 6,14 \text{ кА.}$$

Согласно [9, табл 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно:  $K_{y1}=1,72$ ,  $K_{y1}=1,8$ ;  $T_{a1} = 0,03 \text{ с}$ ;  $T_{a2} = 0,05 \text{ с}$ .

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле (5.10):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 15,06 = 36,64 \text{ кА,}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,14 = 15,63 \text{ кА.}$$

Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

ГПП предприятия планируется выполнить с помощью КТП-СЭЩ Б(М). [7] К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) может быть принят выключатель ВГТ-110П\*-40/2500 УХЛ1.

Проверим данный тип выключателя на возможность применения в качестве выключателей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП:

По номинальному напряжению по условию (5.12) [10, с.38]:

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

По формуле (5.14) рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^6 \text{ ВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \text{ В}} = 390,93 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50



Проверяем условие (5.13) [16, с.38]:  $293,92 \text{ A} \leq 2500 \text{ A}$ .

По номинальному току электродинамической стойкости:

а) симметричному

Проверяем условие (5.15) [16, с.38]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $15,06 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}$ ;

– Для выключателей на вводе ГПП  $8,84 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}$ ;

б) асимметричному

Проверяем условие (5.16) [16, с.38]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $27,32 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}$ ;

– Для выключателей на вводе ГПП  $6,14 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$ ;

По номинальному току отключения:

а) симметричному

Аналогично  $I_{пт} = I_{п0}$ .

Проверим выполнение условия (5.17) [16, с.38]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $36,64 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$ ;

– Для выключателей на вводе ГПП  $15,63 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$ ;

б) асимметричному

Согласно [16, с.38] собственное время отключения выключателя  $t_c = 0,035 \text{ с}$ .

По формуле (5.19):

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с},$$

где,  $\beta_n = 35 \%$ .

По формуле (5.11):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 15,06 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 4,02 \text{ кА}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 8,84 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 3,53 \text{ кА}.$$

Проверим условие (5.18) [10, с.38].

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$\sqrt{2} \cdot 15,06 + 4,02 = 25,31 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 76,4 \text{ кА}.$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

По номинальному импульсу квадратичного тока

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$\sqrt{2} \cdot 6,14 + 3,53 = 11,95 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 76,64 \text{ кА}.$$

Согласно [10] ток термической стойкости  $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА}$ ; Время протекания тока термической стойкости  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ .

Проверяем условие (5.20):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$(15,06)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,03) = 59,75(\text{кА})^2 \cdot \text{с} \leq (40)^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$(6,14)^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,05) = 59,75 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \leq (40)^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) может быть принят разъединитель РН СЭЩ-110/1250УХЛ1. [16]

Проверим данный тип разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП:

По номинальному напряжению [16, табл.2] по формуле (5.12):

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}.$$

По номинальному длительному току (формула (5.13)) [16, табл.2]:

$$121,4 \text{ А} \leq 1250 \text{ А}.$$

По электродинамической стойкости (формула (5.19)) [16, табл.2]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $36,64 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$ ;

– Для выключателей на вводе ГПП  $15,63 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$ ;

По термической стойкости (формула (5.20)) [16, табл.2]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

а) Для главных ножей:

$$(15,06)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,03) = 422,98 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \leq (40)^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

б) Для заземляющих ножей:

$$(15,06)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,03) = 422,98 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

а) Для главных ножей:

$$(6,14)^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,05) = 59,75 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,8 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

б) Для заземляющих ножей:

$$(6,14)^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,05) = 59,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке в КТП-СЭЩ Б(М) принимается ограничитель перенапряжения ОПН-Ф-110 [7, 17]. Для измерения тока в цепях вводных выключателей устанавливаются трансформаторы тока ТФЗМ 110Б. Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1.

Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электро-снабжения с напряжением сети 110 кВ.

Аналогично, используя данные [12] и [13] будем производить расчет капитальных затрат по ячейкам выключателя, трансформатора. Также будет учтена стоимость строительства двухцепной ВЛ 110 кВ, соединяющей ГПП с подстанцией энергосистемы.

Ячейка выключателя:

Количество ячеек 5 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП и секционный). Стоимость ячейки элегазового выключателя согласно [12] –  $K_{\text{справ}}=7703$  тыс. руб.

По формуле (4.26):

$$K = 7703 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 52946,57 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично: выключателям 110 кВ:  $E_a = 0,063$ ;  $E_o = 0,03$ ;  $E = 0,213$ .

Таким образом, годовые затраты:

$$E \cdot K = 5 \cdot 0,213 \cdot 52946,57 = 56388,10 \text{ тыс. руб.}$$

Ячейка трансформатора

Количество ячеек – 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора согласно [12] -  $K_{\text{справ}}=7553$  тыс. руб.

По формуле (4.26):

$$K = 7553 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 51915,55 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ячейке выключателя:

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$E = 0,213.$$

Годовые затраты:

$$E \cdot K = 2 \cdot 0,213 \cdot 28181,35 = 22116,02 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе находим по формуле (4.27):

$$C_3 = 876 \ 339,2 \cdot 3,48 \cdot 10^{-3} = 3 \ 054,3 \text{ тыс. руб.}$$

ВЛ 110кВ:

Длина ВЛ – 15 км. Стоимость строительства одного километра двухцепной линии напряжением 110 кВ согласно [12]:

$$K_{\text{справ}} = k_{\text{справ0}} \cdot l \cdot n;$$

$$K_{\text{справ}} = 811,6 \cdot 15 \cdot 2 = 24348 \text{ тыс. руб.}$$

По (4.26):

$$K = 24348 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 167355,978 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ВЛ 220 кВ:  $E_a = 0,028$ ;  $E_o = 0,004$ ;  $E = 0,152$ .

Годовые затраты:

$$E \cdot K = 0,152 \cdot 167355,978 = 25438,1 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.24) для ВЛ 110 кВ:

$$C_3 = 1 \ 527 \ 227 \cdot 3,48 \cdot 10^{-3} = 5 \ 322,7 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ в таблицу 5.4

По формуле (5.21):

$$\begin{aligned} Z &= (25438,1 + 22116,02 + 56388,10) + (5 \ 322,7 + 3 \ 054,3) = \\ &= 116319,2 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

### 5.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия

Приведенные затраты на вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 220 кВ равняются  $Z_{220} = 137819,1$  тыс. руб.

Таблица 5.4 – Годовые приведенные затраты для схемы 110 кВ

Наименование оборудования	Ед.изм	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб	$\Delta W$ , кВт·ч	$C_3$ , тыс.руб
1.Ячейка трансформатора	шт.	2	51915,5	103831	0,213	22116,1	876 339	3 054,3
2.Ячейка выключателя	шт.	5	52946,6	264733	0,213	56388,1	-	-
3. ВЛ 35 кВ	км	15	167355,9	167356	0,152	25438,1	1 527 227	5 322,7

В свою очередь приведенные затраты на вариант с напряжением сети 35 кВ равняются  $Z_{110} = 137819,1$  тыс. руб.

Несмотря на то, что вариант 110 кВ выгоднее варианта 220 кВ почти на 18%, стоит принять окончательное решение с учетом стоимости потребленной электроэнергии.

Таблица 5.3 – Сравнение экономических показателей

Вариант	Кап. затраты, тыс. руб.	Приведённые кап. затраты, тыс. руб.	Потери эл. энергии, кВт·ч	Стоимость потерь, тыс. руб	Приведённые затраты, тыс. руб.
220	728 811	132 374,17	1 568 465,68	5 466,48	137 874,2
110	535 920	103 942,23	2 403 566,43	8 377,00	116 319,6

Уже через год работы предприятия использование варианта внешнего электроснабжения на напряжении равном 220 кВ становится более выгодным на 12,2%.

#### Выводы по разделу пять

На основе проведенного анализа стоимости оборудования, потерь и потребляемой электроэнергии было подтверждено, что схема с напряжением 220 кВ выгоднее схемы с напряжением 110 кВ. Несмотря на общую дешевизну электрооборудования на напряжение 110 кВ, данный вариант оказался невыгоден вследствие больших, чем на напряжении 220 кВ, электрических потерь и затрат на электроэнергию.

ГПП выполнена как КТП-СЭЩ Б(М), установлены: трансформаторы силовые ТРДНС 40000/220, выключатели ВГТ-220П\*-40/2500 УХЛ1, разъединители РН СЭЩ-220/1250УХЛ1, ограничители перенапряжения ОПН-П-220, трансформаторы тока ТФЗМ 220Б.

Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1. Схема электроснабжения на напряжение 220 кВ представлена на рисунке 5.3.

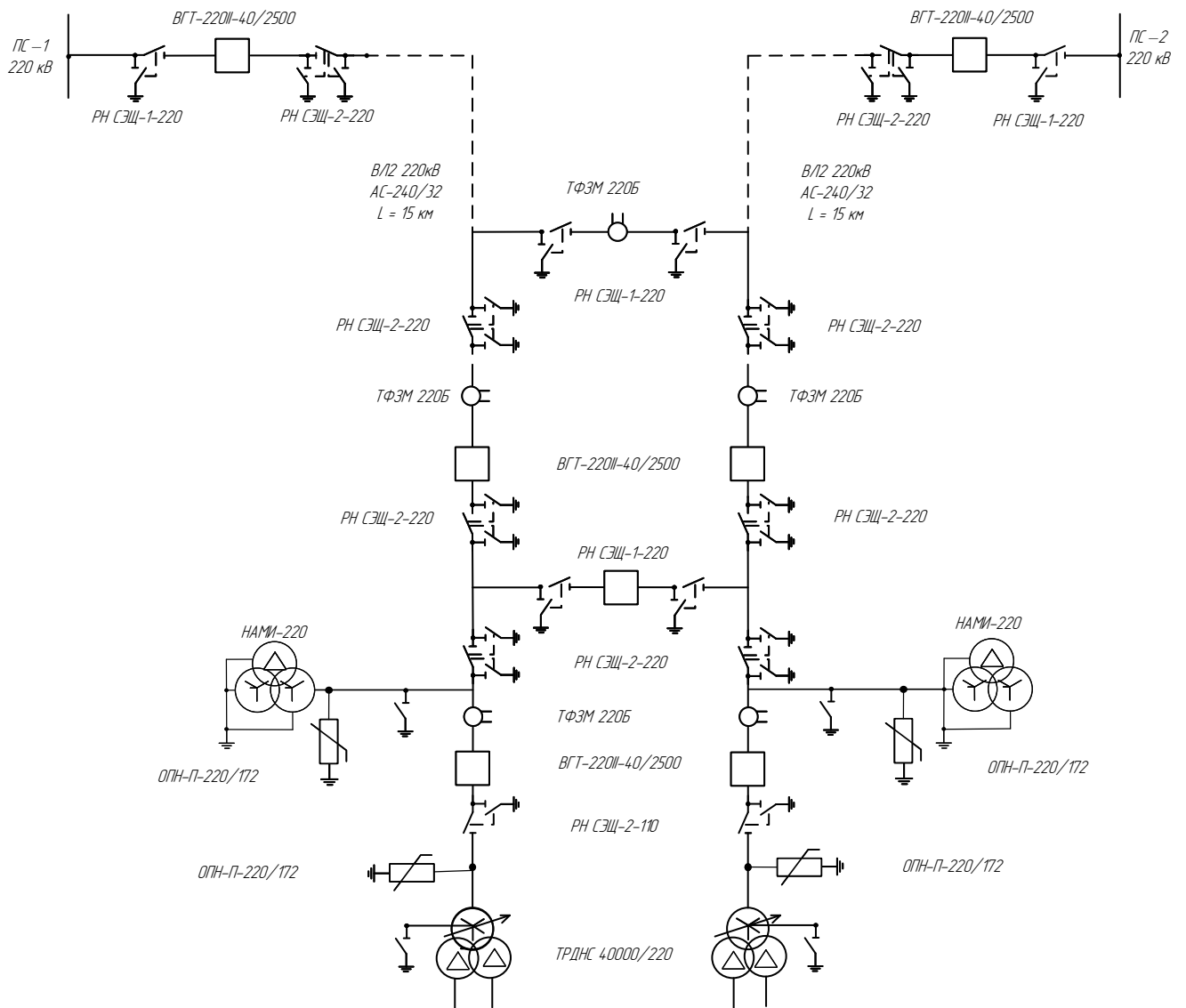


Рисунок 5.3 – Схема электроснабжения на напряжение 220 кВ

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

### 6.1 Выбор напряжения внутреннего электроснабжения

Поскольку в исходных данных нет никакой информации о наличии высоковольтных электроприемников с номинальным напряжением 6 кВ, а так как все высоковольтные электроприемники имеют 10 кВ.

В качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ [6, 5.3].

### 6.2 Построение схемы электроснабжения

Согласно [6, 6.3.11] к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощностью 1000 кВ·А или два трансформатора мощностью 1600 кВ·А.

Учитывая территориальное расположение цеховых ТП и их нагрузки, становится очевидным возможность питания некоторых цеховых ТП по магистральным схемам.

Остальные подстанции подключаем к радиальным линиям ввиду их расположения и мощности трансформаторов.

Разработанная схема электроснабжения предприятия на напряжении 10 кВ представлена на чертеже 2 «Схема электрическая принципиальная».

### 6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает средней коррозионной активностью, присутствуют блуждающие токи в грунте, но отсутствуют колебания и растягивающие усилия.

Согласно [19, табл. 3.48] при применении кабелей с пропитанной бумажной изоляцией для прокладки в траншее при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки АПвБП кабель имеет алюминиевые жилы, изоляция из сшитого полиэтилена, оболочка из полиэтилена. Разработанная схема электроснабжения предприятия на напряжении 10 кВ представлена на чертеже 2 «Схема электрическая принципиальная».

### 6.4 Расчет питающих линий

Расчет питающих линий покажем на примере расчета кабельной линии, питающей ТП5. (КЛ5).

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Расчетный ток кабельной линии в норм. режиме находится по формуле [7, ф.4.62]:

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

где  $S_{p.k}$  – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

$U_H$  – номинальное напряжение сети. Для КЛ1  $U_H = 10$  кВ.

Поскольку ТП1 питается по условиям надежности от двух секций шин ГПП по двум кабельным линиям, то в качестве  $S_{p.k}$  принимаем мощность одного трансформатора ТП1 с учетом потерь. Из раздела 3 известно, что  $S_{p.ТП5} = 22285,3$  кВ·А.

Поэтому:

$$S_{p.k} = \frac{S_{p.ТП5}}{2};$$

$$S_{p.k} = \frac{2285,3 \cdot 10^3}{2} = 1142,65 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме согласно (6.1):

$$I_{p.k} = \frac{1142,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 65,97 \text{ А}.$$

Сечение кабельной линии по формуле [7, ф.4.63]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.k}}{j_{\text{э}}},$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока. По [8, табл. 1.3.16]  $j_{\text{э}} = 1,2 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ ;

Получим:

$$F_{\text{э}} = \frac{65,97}{1,2} = 54,98 \text{ мм}^2.$$

По [20] выбираем максимально близкое к экономическому  $F_{\text{ст}} = 50 \text{ мм}^2$  с длительно табличным допустимым током  $I_{\text{доп}} = 195 \text{ А}$ , для кабеля, проложенного в земле.

Длительно допустимый ток с учетом условий прокладки определяется по формуле [6, ф.4.64]:

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58



$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (6.2)$$

где  $K_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей. Учитывая то, что на одном из участков в траншее проложено 6 кабелей, включая кабели КЛ1, по [6, 2.3.86, табл. 1.3.26; 20, табл. 21.12]  $K_{\text{п}} = 0,92$ ;

$K_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель. Согласно исходным данным, наивысшая температура грунта равна 15 °С. По [20, табл. 21.2] для нормированной температуры жил:  $K_{\text{т}} = 1,03$ ;

$n_{\text{к}}$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.  $n_{\text{к}} = 1$ .

Тогда по (6.2):

$$I'_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1,03 \cdot 195 = 184,78 \geq 65,97 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по условию [6, ф.4.65]:

$$I'_{\text{АВ}} = K_{\text{АВ}} \cdot I'_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{АВ}}}{n_{\text{к}}}, \quad (6.3)$$

где  $K_{\text{АВ}}$  – коэффициент перегрузки, который определяется по [20, табл. 21.1]. Время перегрузки 6 часов (для обеспечения работы трансформатора ТП1 в послеаварийном режиме). Поэтому  $K_{\text{АВ}} = 1,25$ ;

$I_{\text{АВ}}$  – нагрузка на КЛ в послеаварийном режиме. Согласно [15, с.55]

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}} = 2 \cdot 65,97 \text{ А} = 131,94 \text{ А.}$$

По условию (6.3):

$$I'_{\text{АВ}} = 1,25 \cdot 184,87 = 230,98 \text{ А.}$$

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию [6, ф.4.66]:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot l + Q_{\text{р}} \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{к}} \cdot (U_{\text{н}})^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%,$$

где  $P_{\text{р}}$  и  $Q_{\text{р}}$  – расчетные активная и индуктивная нагрузки на кабельную линию.

$$P_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р.ТП5}}}{2} = 1100,08 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{р.ТП5}}}{2} = 308,96 \text{ квар.}$$

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля. Согласно [20, табл. 7.28]  $r_0 = 0,641 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ;  $x_0 = 0,204 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ;

$l$  – длина кабельной линии, км.  $l = 0,02 \text{ км.}$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Получим:

$$\Delta U = \frac{1100,08 \cdot 10^3 \cdot 0,641 \cdot 0,02 + 308,96 \cdot 10^3 \cdot 0,204 \cdot 0,02}{1 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% =$$
$$= 0,01\% \leq 5\%.$$

Выводы по разделу шесть

В результате расчётов, проводимых в данном разделе, было выбрано оптимальное напряжение внутризаводской системы электроснабжения, а также были выбраны и проверены на соответствие исходным условиям кабельные линии, по которым электроприёмники будут снабжены электроэнергией. Марка кабелей АПвП. На генеральный план нанесены рассчитанные кабельные линии и показаны их способы прокладки. Результаты выбора остальных кабельных линий приведены в таблице 6.1. Прокладка кабелей показана в упрощенной схеме электроснабжения радиозавода на рисунке 6.1.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.1 – Расчёт кабельных линий на напряжения 10 кВ и 0,4 кВ

Конечные пункты линии	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p.к.</sub> , кВ·А	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>p.л.</sub> , А	j <sub>3</sub> , А/мм <sup>2</sup>	F <sub>3,5</sub> мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип кабелей	Прокладка	нагрузка на кабель, А		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub>	K <sub>t</sub>	I <sub>доп'</sub> , А	K <sub>ав</sub>	Γ <sub>ав</sub> , А	l, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %
											в норм. режиме	в п/ав режиме										
ГПП-РП2	5676	3397	6615	10,0	381,9	1,2	318	240	АПвБП (3x240/25)	В земле	381,9	509,2	426	0,87	1,03	381,7	1,25	477	0,18	0,13	0,170	0,06
РП2-ТП1	1603	831	1806	10,0	104,2	1,2	87	95	АПвБП(3x95/16)	В земле	104,2	208,5	263	0,92	1,03	249,2	1,25	312	0,06	0,32	0,189	0,02
РП2-ТП2	1603	831	1806	10,0	104,2	1,2	87	95	АПвБП(3x95/16)	В земле	104,2	208,5	263	0,92	1,03	249,2	1,25	312	0,03	0,32	0,189	0,01
РП2-ТП9	496	390	631	10,0	36,4	1,2	30	35	АПвБП(3x35/16)	В земле	36,4	72,9	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,08	0,84	0,218	0,02
ГПП-РП1	5400	3347	6353	10,0	366,8	1,2	306	240	АПвБП (3x240/25)	В земле	366,8	489,0	426	0,87	1,03	381,7	1,25	477	0,03	0,13	0,170	0,01
ГПП-ТП3	1914	1309	2319	10,0	133,9	1,2	112	120	АПвБП(3x120/16)	В земле	133,9	267,8	298	0,92	1,03	282,4	1,25	353	0,15	0,25	0,184	0,05
ТП3-ТП4	957	655	1160	10,0	66,9	1,2	56	50	АПвБП(3x50/16)	В земле	66,9	133,9	195	0,92	1,03	184,8	1,25	231	0,11	0,64	0,204	0,04
ГПП-РП3	3500	1471	3797	10,0	219,2	1,2	183	185	АПвБП(3x185/25)	В земле	219,2	438,4	371	0,81	1,03	309,5	1,25	387	0,26	0,16	0,175	0,11
РП3-ТП5	1100	309	1143	10,0	66,0	1,2	55	50	АПвБП(3x50/16)	В земле	66,0	131,9	195	0,92	1,03	184,8	1,25	231	0,02	0,64	0,204	0,01
ГПП-ТП10	584	469	749	10,0	43,3	1,2	36	35	АПвБП(3x35/16)	В земле	43,3	86,5	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,10	0,84	0,218	0,03
ТП10-ТП6	216	175	278	10,0	16,0	1,2	13	35	АПвБП(3x35/16)	В земле	16,0	32,1	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,10	0,84	0,218	0,01
ТП10-ТП12	196	150	247	10,0	14,3	1,2	12	35	АПвБП(3x35/16)	В земле	14,3	28,5	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,06	0,84	0,218	0,01
ТП12-РПН1	72	38	81	0,4	117,0	1,2	98	95	АПвБП(3x95/16)	В земле	117,0	234,0	263	0,92	1,03	249,2	1,25	312	0,10	0,32	0,189	0,00
ГПП-РП4	3306	2340	4050	10,0	233,8	1,2	195	240	АПвБП(3x240/25)	В земле	233,8	467,7	426	0,87	1,03	381,7	1,25	477	0,22	0,13	0,170	0,09
РП4-ТП7	917	714	1162	10,0	67,1	1,2	56	50	АПвБП(3x50/16)	В земле	67,1	134,2	195	0,92	1,03	184,8	1,25	231	0,02	0,64	0,204	0,01
РП4-ТП8	576	471	744	10,0	42,9	1,2	36	35	АПвБП(3x35/16)	В земле	42,9	85,9	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,08	0,84	0,218	0,02
РП4-ТП11	238	178	298	10,0	17,2	1,2	14	35	АПвБП(3x35/16)	В земле	17,2	34,4	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,12	0,84	0,218	0,01
РП2-СД(2000)	1800	1116	2118	10,0	122,3	1,2	102	95	АПвБП(3x95/16)	Эстакада	122,3	244,5	263	0,92	1,03	249,2	1,25	312	0,04	0,32	0,189	0,02
РП2-СД(1250)	1125	697	1324	10,0	76,4	1,2	64	50	АПвБП(3x50/16)	Эстакада	76,4	152,8	195	0,92	1,03	184,8	1,25	231	0,04	0,64	0,204	0,02
РП1- ДСП(1800)	810	1080	1350	10,0	77,9	1,2	65	50	АПвБП(3x50/16)	Эстакада	77,9	155,9	195	0,92	1,03	184,8	1,25	231	0,18	0,64	0,204	0,07
РП3-АП(1600)	1200	581	1333	10,0	77,0	1,2	64	50	АПвБП(3x50/16)	Эстакада	77,0	154,0	195	0,92	1,03	184,8	1,25	231	0,10	0,64	0,204	0,04
РП4-СД(250)	225	139	265	10,0	15,3	1,2	13	35	АПвБП(3x35/16)	Эстакада	15,3	30,6	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,03	0,84	0,218	0,00
РП4-СД(500)	450	279	529	10,0	30,6	1,2	25	35	АПвБП(3x35/16)	Эстакада	30,6	61,1	172	0,92	1,03	163,0	1,25	204	0,03	0,84	0,218	0,01

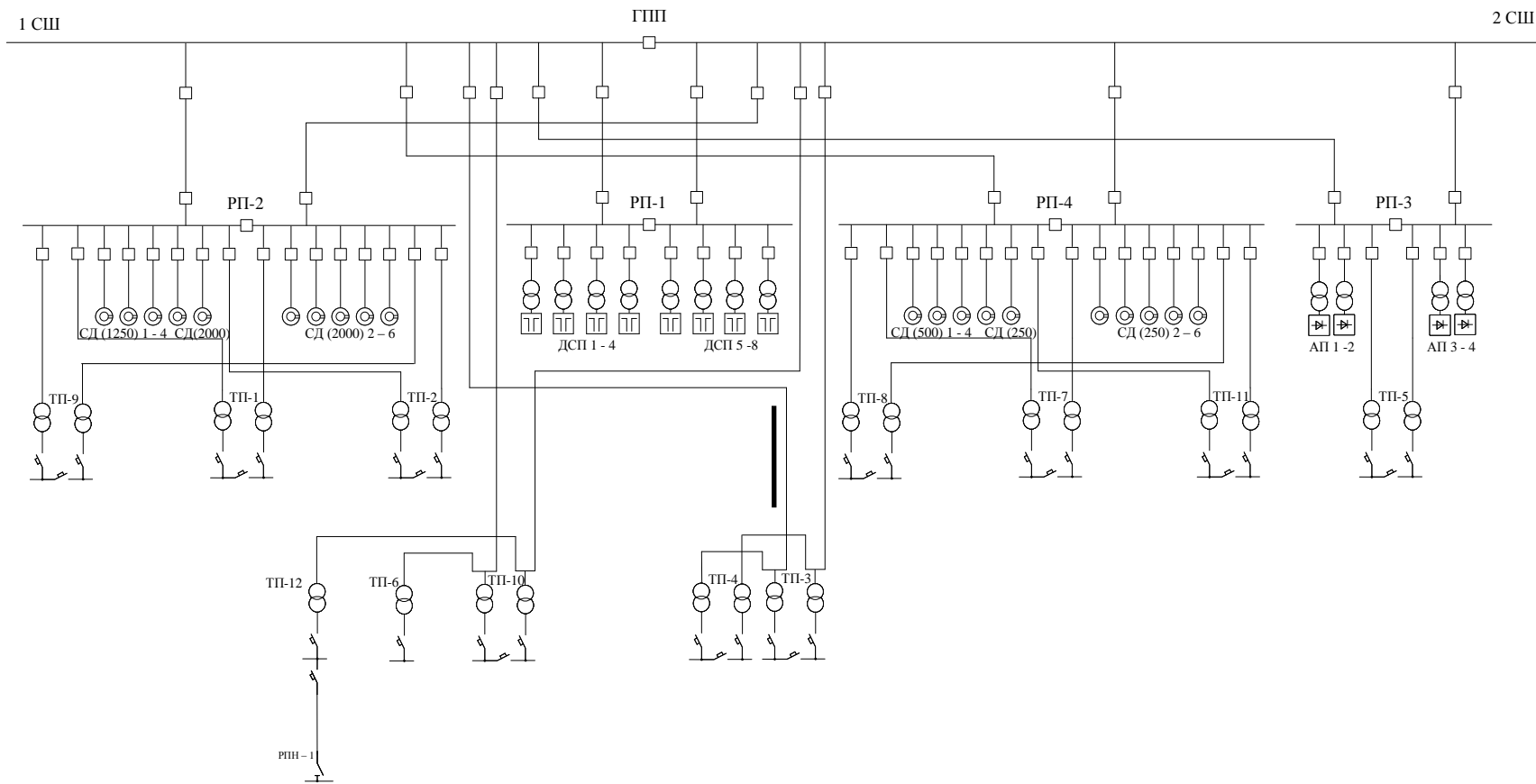


Рисунок 6.1 – Упрощенная схема электроснабжения группы цехов завода «Красный Октябрь»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Согласно [9, 2.1] расчет токов КЗ в работе производится с помощью метода типовых кривых.

На рисунке 7.1 представлена принципиальная электрическая схема СЭС ПП, на которой показаны вышеназванные элементы.

### 7.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1000 В

Согласно [9, 2.2] при определении токов КЗ в точках  $K_1$  и  $K_2$  подпитку от высоковольтных синхронных и асинхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП, можно не учитывать.

Поэтому значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках  $K_1$  и  $K_2$  можно принять из расчета, проведенного в разделе 4:

$$I_{K1} = 15,06 \text{ кА}; i_{уд1} = 36,64 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 8,66 \text{ кА}; i_{уд1} = 22,03 \text{ кА}.$$

Согласно варианту задания, мощность КЗ в точке  $K_1$   $S_{K1}=S_C=6000$  МВА. Мощность КЗ в любой точке КЗ находится по формуле [9, с.9]:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{Ki},$$

где  $U_{cp}$  – среднее номинальное значение ступени напряжения точки КЗ. Для точек  $K_1$  и  $K_2$ :  $U_{cp} = 115$  кВ.

По формуле, для точки  $K_2$ :

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 8,29 = 1651,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для нахождения тока КЗ в точке  $K_3$  составляется схема замещения. Для этого примем в качестве базисных  $S_B = 1000$  МВА,  $U_B = 10,5$  кВ.

Согласно [21, 2.3] сверхпереходная ЭДС, выраженные в относительных единицах, приведенных к базисным условиям для энергосистемы  $E_c'' = 1$ .

Определим сверхпереходные сопротивления для элементов схемы.

Сопротивление системы:

$$X_1'' = X_{C*}'' = \frac{1000}{6000} = 0,167.$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP1}^2},$$

где  $U_{CP1}$  – среднее напряжение воздушной линии 220 кВ,  $U_{CP1} = 230$  кВ,

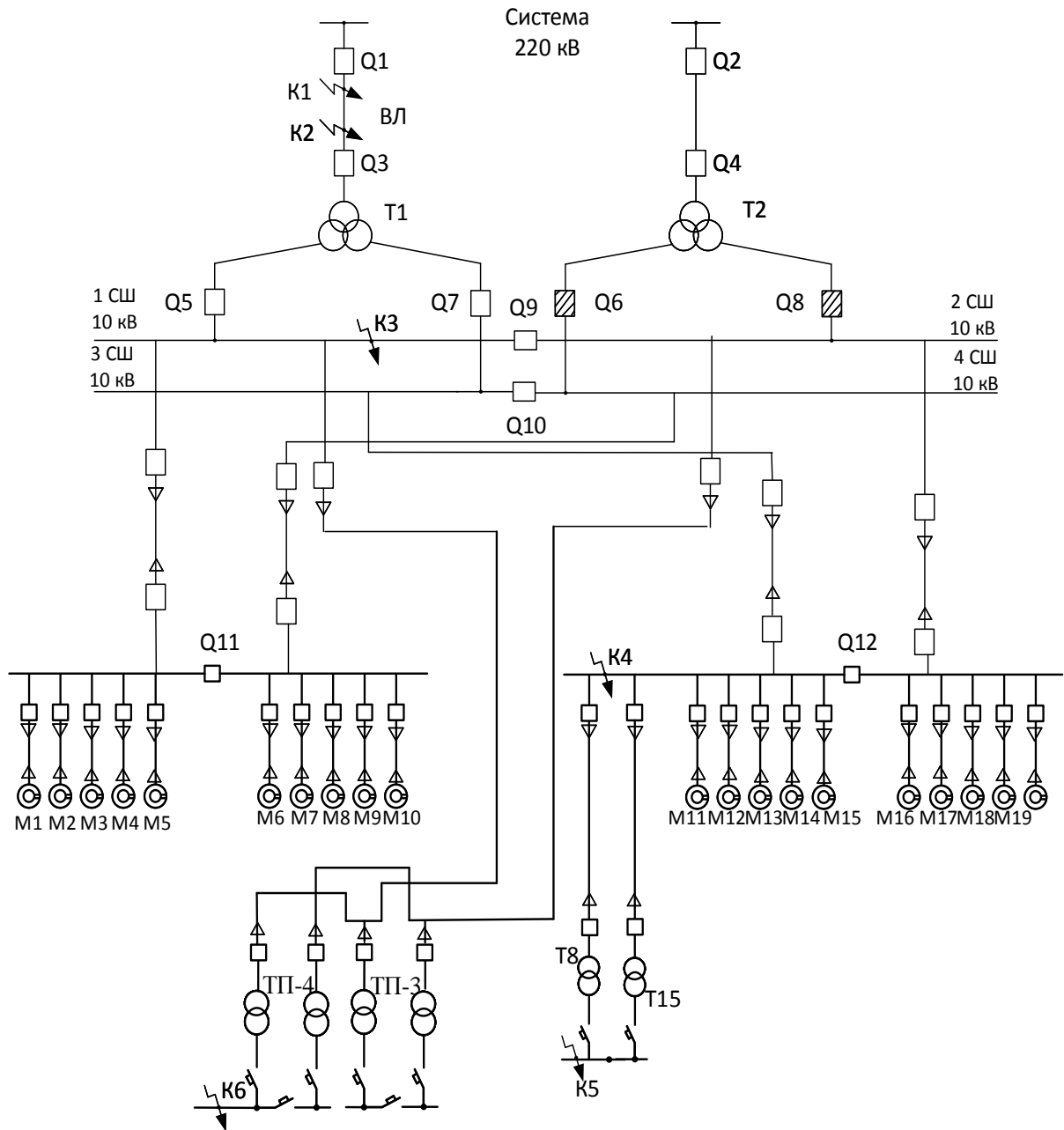


Рисунок 7.1- Принципиальная схема СЭС

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ

Лист

64

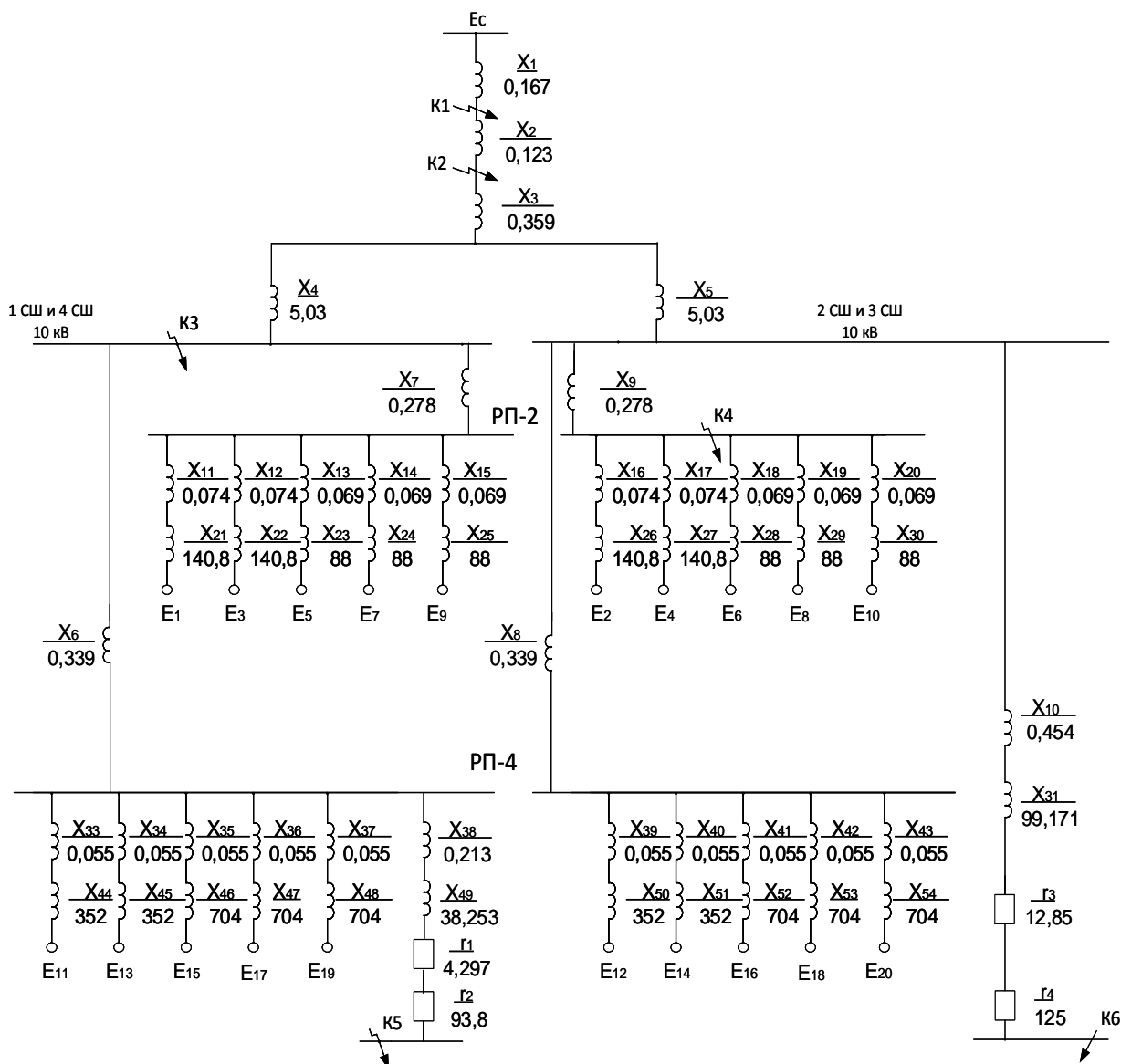


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Данную схему можно преобразовать, сложив последовательно соединённые сопротивления. Таким образом, схема замещения примет вид, как на рисунке 7.3.

$$x_2 = x_{л} = 0,435 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,12.$$

Сопротивление обмотки ВН трансформатора ГПП:

$$X_3 = X_{ТВ} = 0,125 \cdot \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{н.т.}},$$

где  $u_{КЗ}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

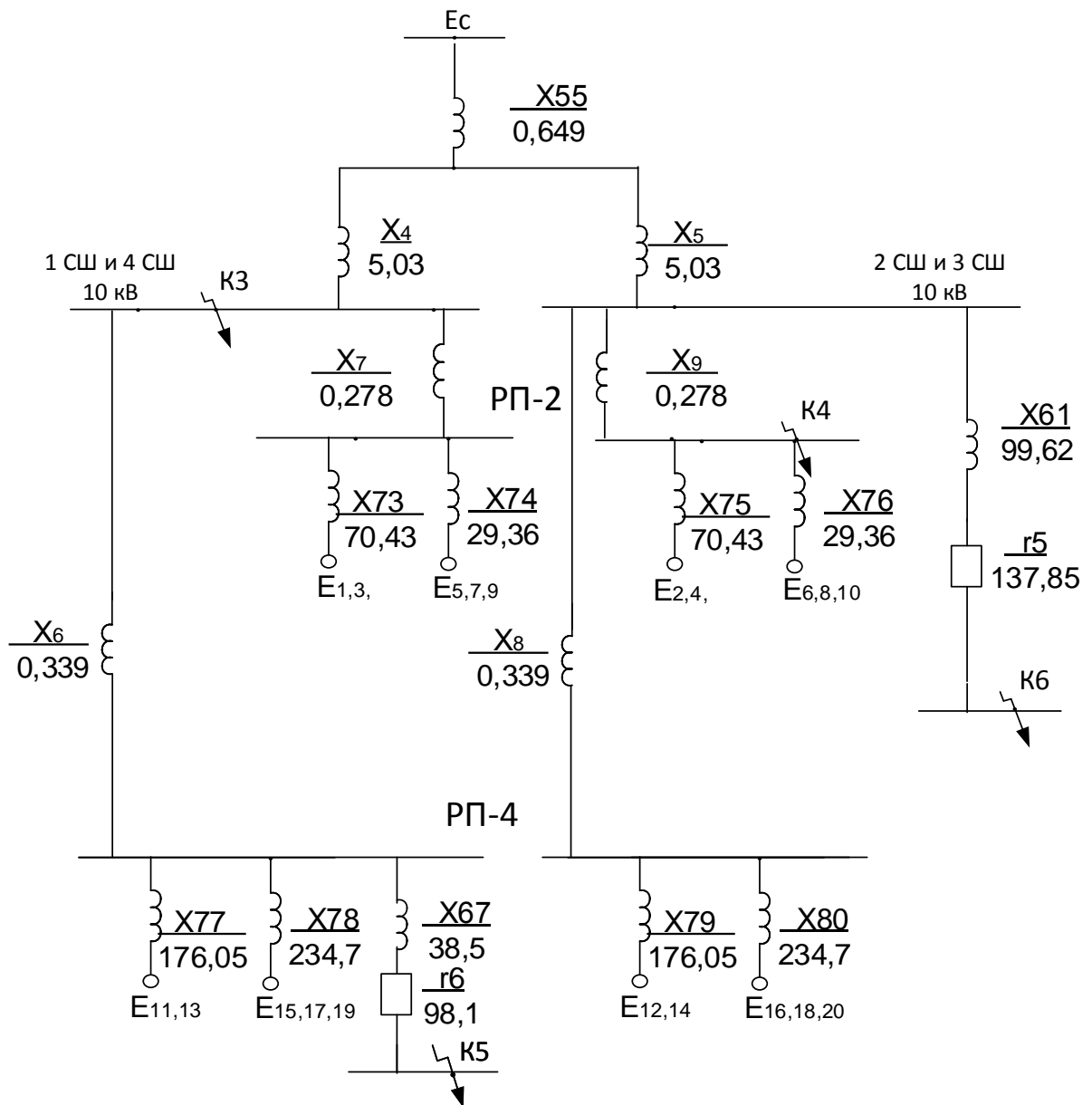


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета токов КЗ

$$x_3 = x_{ТВ} = 0,125 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,359.$$

Сопротивление обмоток НН трансформатора ГПП:

$$x_4 = x_5 = x_{ТН} = 1,75 \cdot \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Н.Т.}};$$

$$x_4 = x_5 = x_{ТН} = 1,75 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,031.$$



Сопротивление кабельных линий, питающих РП и синхронные двигатели:

$$X_{\text{КЛ}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{СР2}}^2},$$

где  $U_{\text{СР2}}$  - среднее напряжение кабельной линии 10 кВ,  $U_{\text{СР2}} = 10,5$  кВ.

$$X_6 = X_8 = X_{\text{КЛ1}} = X_{\text{КЛ2}} = 0,170 \cdot 0,22 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,339;$$

$$X_7 = X_9 = X_{\text{КЛ3}} = X_{\text{КЛ4}} = 0,17 \cdot 0,18 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,278;$$

$$X_{11} = X_{12} = X_{16} = X_{17} = X_{\text{КЛ5}} = X_{\text{КЛ6}} = X_{\text{КЛ7}} = X_{\text{КЛ8}} = 0,204 \cdot 0,04 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,074;$$

$$X_{13} = X_{14} = X_{15} = X_{18} = X_{19} = X_{20} = 0,189 \cdot 0,04 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,069;$$

$$X_{33} = X_{34} = X_{35} = X_{36} = X_{37} = X_{39} = X_{40} = X_{41} = X_{42} = X_{43} = 0,218 \cdot 0,028 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,055.$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$X_{\text{СД}} = X_{\text{д}} \cdot \frac{S_{\text{Б}} \cdot \cos\varphi}{P_{\text{н.СД}}},$$

где  $X_{\text{д}}$  - сверхпереходное сопротивление двигателя, Ом;  $P_{\text{н.СД}}$  - номинальная мощность двигателя, кВт.

Для синхронных двигателей мощностью 1250 кВт:

$$X_{21} = X_{22} = X_{26} = X_{27} = X_{\text{д1}} = X_{\text{д2}} = X_{\text{д3}} = X_{\text{д4}} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{1250} = 140,8.$$

Для синхронных двигателей мощностью 2000 кВт:

$$X_{23} = X_{24} = X_{25} = X_{28} = X_{29} = X_{30} = X_{\text{д5}} = X_{\text{д6}} = X_{\text{д7}} = X_{\text{д8}} = X_{\text{д9}} = X_{\text{д10}} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{2000} = 88.$$

Для синхронных двигателей мощностью 250 кВт:

$$X_{46} = X_{47} = X_{48} = X_{52} = X_{53} = X_{54} = X_{\text{д15}} = X_{\text{д16}} = X_{\text{д17}} = X_{\text{д18}} = X_{\text{д19}} = X_{\text{д20}} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{250} = 70.$$

Для синхронных двигателей мощностью 500 кВт:

$$X_{44} = X_{45} = X_{50} = X_{51} = X_{\text{д11}} = X_{\text{д12}} = X_{\text{д13}} = X_{\text{д14}} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{500} = 352.$$

Точку К5 полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ цеховой ТП с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП-8).

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ				

Сопrotивление кабельной линии от ГПП до ТП-11:

$$x_{38} = 0,055 + 0,218 \cdot 0,08 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,213.$$

В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать и активные сопро-  
тивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{н.т.}},$$

где  $u_{кз}$  – напряжение короткого замыкания, %;  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность транс-  
форматора.

Для трансформатора ТП-8 мощностью 1600 кВА:

$$z_{27} = z_{Т1} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600} = 37,5$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_B}{S_{н.т.}^2},$$

где  $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

$$r_1 = r_{Т1} = 11 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{1600^2} = 4,297.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{49} = x_{Т1} = \sqrt{37,5^2 - 4,297^2} = 37,253.$$

Для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление  
контактов можно принять  $r_K = 0,015$  Ом. Это сопротивление в относительных еди-  
ницах:

$$r_2 = r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2},$$

где  $r_B$  – базисное сопротивление, Ом;  $S_B$  – базисная мощность, МВА;  $U_B$  – базисное  
напряжение, кВ.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_2 = r_{K^*} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Точка  $K_6$  расположена на шинах низковольтного распределительного пункта электроремонтного цеха, питающегося от трансформаторной подстанции ТП-3.

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП-3 складывается из сопротивления кабельной линии ГПП – ТП-3 сопротивления кабельной линии ТП-3 – ТП-4.

Сопротивление кабельной линии ГПП – ТП-3:

$$x_{\text{кл(ГПП-ТП-3)}} = 0,15 \cdot 0,184 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,25.$$

Сопротивление кабельной линии ТП-3 – ТП-4:

$$x_{\text{кл(ТП-3-ТП-4)}} = 0,11 \cdot 0,204 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,204.$$

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП-3:

$$x_{10} = 0,25 + 0,204 = 0,454.$$

Полное сопротивление трансформатора ТП-11 мощностью 630 кВА:

$$z_{29} = z_{\text{Т13}} = \frac{6,3}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630} = 100.$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_3 = r_{\text{Т13}} = 5,1 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{630^2} = 12,85.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{31} = x_{\text{Т13}} = \sqrt{100^2 - 12,85^2} = 99,171.$$

Для цеховых распределительных пунктов переходное сопротивление контактов можно принять  $r_K = 0,02$  Ом. Это сопротивление в относительных единицах:

$$r_4 = r_{K^*} = 0,02 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 125.$$

При расчете тока короткого замыкания использовались следующие величины.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Базисный ток:

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

Сверхпереходная ЭДС синхронных двигателей в относительных единицах:

$$E_{CD*} = \sqrt{(U_H + I_H \cdot x_d'' \cdot \sin\varphi_H)^2 + (I_H \cdot x_d'' \cdot \cos\varphi_H)^2},$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление двигателя, Ом.

Для синхронных двигателей мощностью 2000, 1250, 500 и 250 кВт  $\cos\varphi_H = 0,8$ ,  $\sin\varphi_H = 0,6$ ,  $x_d'' = 0,22$ , тогда:

$$E_{CD*} = \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,22 \cdot 0,6)^2 + (1 \cdot 0,22 \cdot 0,8)^2} = 1,146.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ находится по формуле:

$$I_{п0} = \sum I_{п0i*} \cdot I_B = \sum \frac{E_i''}{X_i} \cdot I_B,$$

где  $I_{п0i*} = \frac{E_{\Sigma i}''}{X_{\Sigma i}}$  – начальное значение тока КЗ, создаваемого  $i$ -й ветвью, выраженное в относительных единицах.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 16,6 = 44,6 \text{ кА.}$$

$$I_{п0} = \left( \frac{1}{5,679} + \frac{1,1}{12,03} + \frac{1,1}{138,26} \right) \cdot 55 = 16,6 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кзз} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 16,6 = 301,54 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

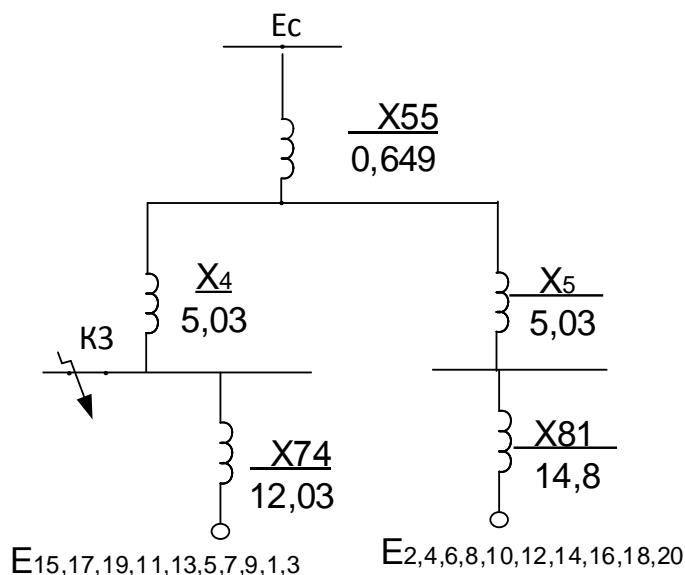


Рисунок 7.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ точки К3

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ находится по формуле:

$$I_{п0} = \sum I_{п0i*} \cdot I_B = \sum \frac{E_i''}{X_i} \cdot I_B,$$

где  $I_{п0i*} = \frac{E_{\Sigma i}''}{X_{\Sigma i}}$  – начальное значение тока КЗ, создаваемого  $i$ -й ветвью, выраженное в относительных единицах.

Получим:

$$I_{п0} = \left( \frac{1}{5,957} + \frac{1,1}{22,368} + \frac{1,1}{50,5} + \frac{1,1}{72,56} \right) \cdot 55 = 14,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 14,7 = 39,5 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{КЗ4} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14,7 = 267,02 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К5.

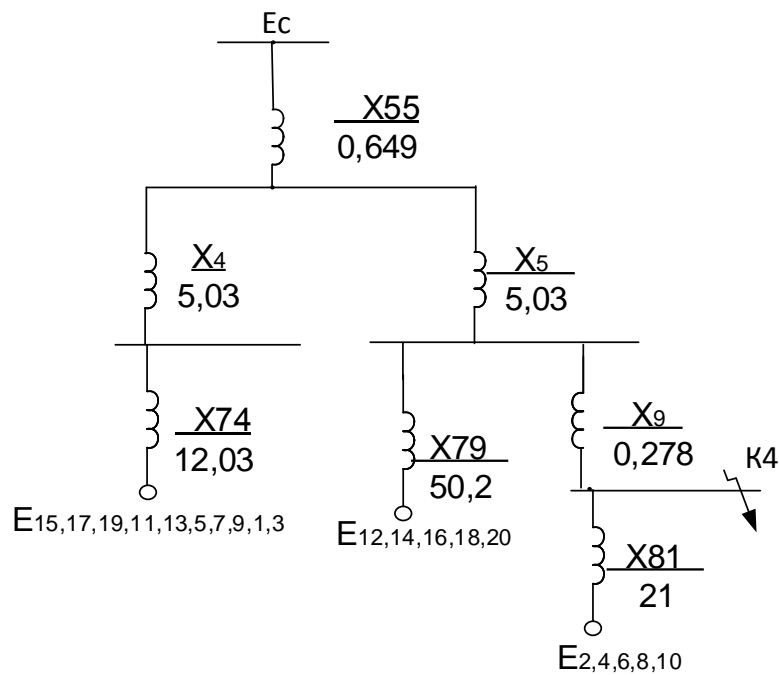


Рисунок 7.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ точки К4

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{4\Sigma} = 4,297 + 93,8 = 98,1.$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{4\Sigma} = 0,167 + 0,123 + 0,359 + 5,031 + 0,339 + 0,213 + 37,25 = 43,482.$$

Полное сопротивление:

$$z_4 = \sqrt{x_{4\Sigma}^2 + r_{4\Sigma}^2};$$

$$z_4 = \sqrt{43,82^2 + 98,1^2} = 107,44.$$

Мощность короткого замыкания в точке К4:

$$S_{K35} = \frac{S_B}{z_4},$$

$$S_{K35} = \frac{1000}{107,44} = 9,31 \text{ МВА.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ

Лист

72

Ток короткого замыкания при базисном напряжении  $U_B = 0,4$  кВ:

$$I_{K5} = I_{I,0} = I_{It} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B},$$
$$I_{K5} = I_{I,0} = I_{It} = \frac{9,31}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 13,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{yд5} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K5},$$

где ударный коэффициент  $K_y$  принят 1,6.

$$i_{yд5} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,4 = 30,32 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке  $K_6$ .

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{5\Sigma} = r_3 + r_4,$$

$$r_{5\Sigma} = 12,85 + 125 = 137,85.$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{5\Sigma} = x_1 + x_2 + x_3 + x_5 + x_{10} + x_{31},$$

$$x_{5\Sigma} = 0,167 + 0,123 + 0,359 + 5,03 + 0,454 + 99,171 = 105,304.$$

Полное сопротивление:

$$z_5 = \sqrt{105,304^2 + 137,85^2} = 173,5.$$

Мощность короткого замыкания в точке  $K_5$ :

$$S_{K36} = \frac{1000}{173,5} = 5,76 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении  $U_B = 0,4$  кВ:

$$I_{K6} = I_{I,0} = I_{It} = \frac{5,76}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8,314 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд6} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,314 = 18,8 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п0}$	$I_{пт}$	$i_{уд}$	
К <sub>1</sub>	230,0	15,06	15,06	36,64	6000,00
К <sub>2</sub>	230,0	8,66	8,66	22,03	3000,00
К <sub>3</sub>	10,5	16,60	16,60	44,60	301,54
К <sub>4</sub>	10,5	14,70	14,70	39,50	267,02
К <sub>5</sub>	0,4	13,40	13,40	30,32	9,31
К <sub>6</sub>	0,4	8,31	8,31	18,80	5,76

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы системы электроснабжения необходимо найти время отключения КЗ.

Выводы по разделу семь

Произведен расчёт токов короткого замыкания во всех характерных точках системы электроснабжения, благодаря чему стал возможен выбор внутриводского электрооборудования.



## 8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор основного электрооборудования схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 5. В этом разделе будет произведен выбор электрооборудования напряжением 10 и 0,4 кВ.

### 8.1 Выбор токопровода

Выбор токопровода соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Токопровод 10 кВ выбирается по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, экономической плотности тока, потере напряжения, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ.

К установке намечается комплектный токопровод типа ТЗК-10-4000-170 УХЛ1 [21, 2.3]

Проверим данный токопровод:

1 По номинальному току

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 3233,16 \text{ А.}$$

По условию (4.16):  $3233,16 \text{ А} \leq 4000 \text{ А}$ ;

2 По асимметричному току электродинамической стойкости:

Согласно [7, 2.2] выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ производится по току КЗ в точке К<sub>3</sub>. Согласно разделу 6, ударный ток в точке К<sub>3</sub>:  $i_{\text{уд}} = 44,6 \text{ кА}$ .

По условию (4.19):

$$44,6 \text{ кА} \leq 170 \text{ кА.}$$

По термической стойкости к току КЗ.

Согласно разделу 6 время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП  $t_{\text{р.з}} = 2,1 \text{ с}$ . Собственное время отключения вводного выключателя РУ НН ГПП (см. ниже)  $t_{\text{с}} = 0,03 \text{ с}$ . Постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [5, табл. 2.45]  $T_{\text{а}} = 0,12 \text{ с}$ .

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К<sub>3</sub>:  $I_{\text{п0}} = 16,6 \text{ кА}$

По условию (4.23):

$$(16,6)^2 \cdot (1,2 + 0,05 + 0,12) = 377,52 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (67)^2 \cdot 3 = 13467 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Комплектный токопровод по экономической плотности тока проверять не требуется. Учитывая относительно малое расстояние от трансформаторов ГПП до ячеек РУ НН ГПП по потере напряжения данный токопровод можно также не проверять.

## 8.2 Выбор комплектных распределительных устройств 10 кВ

Согласно [19, 7.1] при выполнении ГПП предприятия с помощью принятой ранее КТПБ-110, если в состав поставки не входит КРУ это нужно указать в опросном листе. В качестве РУ НН ГПП может быть использовано комплектное распределительное устройство 10 кВ серии КРУ-СЭЩ-70 [17]. Согласно [19, табл.3.1] ячейки КРУ выбирается по номинальному напряжению, номинальному току и току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Поскольку по перечисленным параметрам также проверяются и выключатели, установленные в КРУ, проверка ячеек КРУ будет осуществлена совместно с выбором выключателей.

## 8.3 Выбор вводного и секционного выключателя 10 кВ

К установке в качестве вводного и секционного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-50/4000 У2 [17, табл.16]. Согласно [19, табл.3.1] проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. При его проверке по номинальному току используется формула (5.14)

При проверке выключателя аналогично разделу 4 использовались условия (5.12), (5.13), (5.15) – (5.20). Результаты выбора выключателя сведены в таблицу 8.2. [19, форма 3.1]

Таблица 8.1 Выбор выключателя 10 кВ

Условия выбора вводного выключателя РУ-НН-ГПП: ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/2500 У2	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
1	2	3
$U_c \leq U_{н'}$	10,0 кВ	10,0 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{н'}$	16,6 кА	50,0 кА
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин'}}$	44,6 кА	125,0 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс'}}$	16,6 кА	50,0 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк'}}$	40,1 кА	98,9 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq$ $\leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н'}}{100}\right);$	$377,5 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$13467,0 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$
$B_{\text{к}} = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к.доп}}$	16,6 кА	50,0 кА

Окончание таблицы 8.2

1	2	3
Условия выбора секционного выключателя РУ-НН-ГПП: ВВУ-СЭЦ-Э-10-40/2000 У2	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_{н'}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \cdot 0,7 \leq I_{н'}$	1414,51 А	2000
$I_{п0} \leq I_{\text{дин}'}$	10,91 кА	40 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}'}$	29,61 кА	128 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}'}$	10,91 кА	40 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq$ $\leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н'}}{100}\right);$	25,59 кА	95 кА
$W_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = W_{\text{к.доп}}$	270,19 (кА) <sup>2</sup> · с	1200 (кА) <sup>2</sup> · с

8.4 Выбор измерительных приборов 10 кВ

Согласно [17, 3] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке). В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ-СЭЦ-10-11-0,2с/0,5/10Р-5/10/15-2500/5 У2 с коэффициентом трансформации 1500/5 [18] Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя РУ НН ГПП, произведен в таблице 8.2 по форме [19, Форма 2.1].

На подстанциях 110 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, счетчики активной и реактивной энергии. В качестве амперметра будем использовать цифровой многофункциональный электроизмерительный прибор ЩМ120 [17].

Таблица 8.3

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_{н'}$	10,0 кВ	10,0 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{н'}$	3233,2 А	4000,0 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}'}$	44,6 кА	100,0 кА
$W_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = W_{\text{к.доп}}$	270,2 (кА) <sup>2</sup> · с	1600,0 (кА) <sup>2</sup> · с

В качестве счетчика активной и реактивной энергии будем использовать счетчик ЕвроАЛЬФА ЕА2 [22, 1.6]. Схема подключения выбранных контрольно-измерительных приборов к обмоткам трансформатора тока приведена на рисунке 8.1

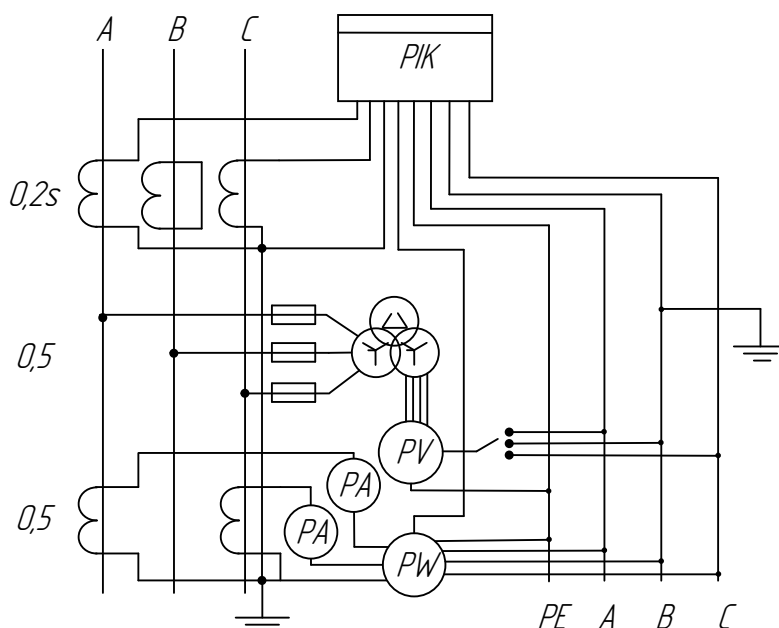


Рисунок 8.1 – Схема подключения контрольно-измерительных приборов

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 8.3 [19, форма 3.8]

Таблица 8.4

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	1	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	«ЕвроАльфа»	1	2,5	-	2,5
Итого:			4	-	3,5

Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по известной формуле:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{(I_{2\text{НОМ}})^2}$$

где  $I_{2\text{НОМ}}$  – номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ.  $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$  [22, 8]

Согласно [19, ф 3.33] допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (8.1)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление подключенных к данной обмотке ТТ приборов, которое находится по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ном}})^2},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая подключенным к данной обмотке ТТ прибором;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов, равно 0,01 Ом.

Найдем по формуле:

1) Для обмотки 0,2s:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

По формуле (8.1):

1) Для обмотки 0,2s:

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,16 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле [19, ф 3.34]:

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

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве соединительных выбираем медные провода, то  $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;

$L_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока. Для нашей схемы [19, рис. 3.2]:  $L_{\text{расч}} = \sqrt{3}L$ , где  $L$  – длина соединительных проводов от обмотки трансформатора тока до приборов. Для линий 10 кВ к потребителям  $L = 6 \text{ м}$  [19, табл. 3.1].

В цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять  $l = 5 \text{ м}$ .

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Расчетная длина проводов:

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot l,$$

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м.}$$

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}},$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 8,66}{0,54} = 0,28 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

Выбор остальных выключателей и трансформаторов тока произведем в таблице 8.5 [19, форма 3.2]

Выбор установленных в ячейках секционных выключателей трансформаторов тока приведен в таблице 8.5. При этом учтено, что ток, протекающий через секционный выключатель ГПП в послеаварийном режиме (после отключения КЗ и включения секционного выключателя с помощью АВР), равен току, протекающему через вводной выключатель в нормальном режиме.

В начале перечисленных в таблице 8.5 кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТОЛ-СЭЩ [23].

Выключатели нагрузки устанавливаются на вводах цеховых ТП при питании последних по магистральным схемам.

Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ГПП.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАМИ-10 УХЛ2 [23, табл.2.2; 51].

Согласно [19, табл.3.1] трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению и проверяются по классу точности (по допустимой вторичной нагрузке). Как уже было сказано, на стороне НН трансформаторов ГПП установлен счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАЛЬФА ЕА02. Согласно [19] на линиях 10 кВ, отходящих к потребителям, устанавливаются, помимо амперметра, счетчики активной и реактивной энергии. На стороне НН трансформаторов собственных нужд устанавливаются счетчики активной энергии. Кроме того, на секциях шин 10 кВ необходимо установить вольтметр для измерения междуфаз-

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

ного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений. Как и раньше, в качестве счетчиков энергии (активной или одновременно активной и реактивной энергии) будем использовать счетчики ЕвроАЛЬФА ЕА02. В качестве вышеназванных вольтметров будем использовать цифровые электроизмерительные приборы ЦМ120.

Схема подключения вышеназванных приборов к вторичным обмоткам трансформатора напряжения секций шин ГПП представлена на рисунке 8.1

Произведем проверку трансформаторов напряжения, установленных на шинах ГПП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице 8.3 [19, форма 3.9]

При работе основной вторичной обмотки данного ТН в классе точности 0,5 максимально допустимая трехфазная нагрузка составляет 200 МВА. Исходя из этого, считаем, что выбранный трансформатор напряжения работает в заданном классе точности.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока на 10 кВ

Кабельные линии	$I_p$ , А	$I_{утяж}$ , А	$I_{п0}$ , кА	$t_{сз}$ , с	$I_{уд}$ , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП-РП2	381,88	509,18	16,6	0,9	44,6	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-600/5
РП2-ТП1	104,24	208,48	14,7	0,6	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-300/5
РП2-ТП2	104,24	208,48	14,7	0,6	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-600/5
РП2-ТП9	36,41	72,82	14,7	0,6	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-100/5
ГПП-РП1	366,79	489,05	16,6	0,9	44,6	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-500/5
ГПП-ТП3	133,90	267,80	16,6	0,6	44,6	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-300/5
ГПП-РП3	219,21	438,41	16,6	0,9	44,6	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-500/5
РП3-ТП5	65,97	131,94	14,7	0,6	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-150/5
ГПП-ТП10	43,49	86,99	16,6	0,6	44,6	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-100/5
ГПП-РП4	233,96	467,91	16,6	0,9	44,6	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-500/5
РП4-ТП7	67,11	134,22	14,7	0,6	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-150/5
РП4-ТП8	43,07	86,13	14,7	0,6	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-100/5
РП4-ТП11	17,19	34,38	14,7	0,6	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-40/5
РП2-СД (2000)	122,26	244,52	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-300/5

Окончание таблицы 8.5

Кабельные линии	$I_p$ , А	$I_{утяж}$ , А	$I_{п0}$ , кА	$t_{сз}$ , с	$I_{уд}$ , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
1	2	3	4	5	6	7	8
РП2-СД (1250)	76,41	152,83	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-200/5
РП1-ДСП (1800)	77,94	155,88	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-200/5
РП3-ПА (1600)	76,98	153,96	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-200/5
РП4-СД (250)	15,28	30,57	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-40/5
РП3-ПА (1600)	76,98	153,96	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-200/5
РП4-СД (250)	15,28	30,57	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-40/5
РП4-СД(500)	30,57	61,13	14,7	0	39,5	ВВУ-СЭЩ-П-10-40-/1600У2	ТОЛ-СЭЩ-10-70/5

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателя нагрузки представлены в таблицах 8.6 и 8.7 соответственно.

Выбор остальных выключателей нагрузки и предохранителей приведен в таблице 8.8.

8) Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ГПП.

Таблица 8.6 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВППз
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 129,32 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 129,32 \text{ А}$	$I_{НОМ. ОТКЛ.} = 630 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 44,6 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 51 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 377,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР} = 67^2 \cdot 1 = 4489 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8.7 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ-103-10-160-31,5У3
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 129,32 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 160 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_K$	$I_K = 16,6 \text{ кА}$	$I_{НОМ. ОТКЛ.} = 31,5 \text{ кА}$



В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАМИ-10 УХЛ2 [23].

В качестве соединительных проводов выбираем медные провода сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Произведем выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Расчет нагрузки потребителей собственных нужд произведем в таблице 8.9 по данным [19 Пб.1 и Пб.2]. Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин.

Таблица 8.8 – Выбор вакуумных выключателей на вводах цеховых ТП

Номер ТП	Un, кВ	Ip, А	Iутяж, А	Iпо, кА	Тип выключателя нагрузки
ТП1	10	104,24	208,48	16,6	ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП2	10	104,24	208,48		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП3	10	133,90	267,80		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП4	10	66,95	133,90		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП5	10	65,97	131,94		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП6	10	16,04	-		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП7	10	67,11	134,22		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП8	10	42,95	85,90		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП9	10	36,43	72,85		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП10	10	43,27	86,54		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП11	10	17,18	34,37		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ТП12	10	14,27	-		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
ДСП	10	77,94	-		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
СД2000	10	122,26	-		ВВМ-СЭЩ-10-20/630
СД1250	10	76,41	-	ВВМ-СЭЩ-10-20/630	
СД500	10	15,28	-	ВВМ-СЭЩ-10-20/630	
СД250	10	30,57	-	ВВМ-СЭЩ-10-20/630	

Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Таблица 8.9

Вид потребителя	P <sub>ном</sub> , кВт	cosφ	tgφ	P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , квар	S <sub>уст</sub> , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7
Обдув и охлаждение трансформаторов ТРДНС-40000/220	13,1	0,85	0,62	13,1	8,12	
Электрическое отопление ЗРУ	11,8	1	-	11,8		
Вентиляция и кондиционирование	2,3	0,9	0,48	2,3	1,10	
Освещение	4,4	0,93	0,3	4,4	1,32	

Окончание таблицы 8.9

1	2	3	4	5	6	7
Оперативные цепи и цепи управления	2,3	1	-	2,3		
Аппаратура связи и телемеханики	1,9	1	-	1,9		
Прочие (аварийное освещение, небольшой ремонт)	2,2	1	-	2,2		
Итого:				38	10,54	39,5

Согласно [19, 5.12] при двух трансформаторах собственных нужд на ГПП без постоянного дежурного персонала номинальная мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по условию:

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{S_{РАСЧ}}{N_T \cdot k_{3Н}}$$

По данному условию согласно [2, табл. 2.2] выбираем два трансформатора собственных нужд ТМГ-40/10/0,4.

11) Произведем проверку кабелей 10 кВ по условию термической стойкости к току КЗ. При этом термически стойкое сечение кабеля находится по формуле:

$$F_{Т.С} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.3)$$

где  $B_k$  – импульс квадратичного тока КЗ;  
 $C$  – термическая функция.

Произведем проверку на примере кабеля, соединяющего ГПП и ТП5. Из формулы (5.20):

$$B_k = (16,6)^2 \cdot (1,5 + 0,03 + 0,12) = 372 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Согласно [19, табл. 3.14] для алюминиевых многопроволочных кабелей с полиэтиленовой изоляцией 10 кВ  $C = 65 \text{ A} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}/\text{мм}^2$ .

По формуле (8.3):

$$F_{Т.С} = \frac{\sqrt{372 \cdot 10^6}}{65} = 145,36 \text{ мм}^2.$$

Из подраздела 6.4 известно, что КЛ ГПП-ТП1 выполнена кабелем АПвБП (3x70). Данное сечение не удовлетворяет условию термической стойкости к КЗ.

Результаты проверки остальных кабельных линий приведены в таблице 8.10 [19, форма 3.6].

Таблица 8.10 – Проверка кабелей 10 кВ по условию термической стойкости

Конечные пункты линии	$I_{п0}$ , кА	$t_{з,с}$	$t_{с, с}$	$T_a, с$	$B_k$	$C$	$F_{т,с}$	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-РП2	16,6	1,5	0,03	0,12	454,7	94	226,8	АПвБП (3x240)
РП2-ТП1	14,7	0,9	0,03	0,12	226,9	94	160,2	АПвБП(3x185)
РП2-ТП2	14,7	0,9	0,03	0,12	226,9	94	160,2	АПвБП(3x185)
РП2-ТП9	14,7	0,9	0,03	0,12	226,9	94	160,2	АПвБП(3x185)
ГПП-РП1	16,6	1,5	0,03	0,12	454,7	94	226,8	АПвБП (3x185)
ГПП-ТП3	16,6	0,9	0,03	0,12	289,3	94	181,0	АПвБП (3x185)
ТП3-ТП4	16,6	0,6	0,03	0,12	206,7	94	152,9	АПвБП(3x185)
ГПП-РП3	16,6	1,5	0,03	0,12	454,7	94	226,8	АПвБП(3x240)
РП3-ТП5	14,7	0,9	0,03	0,12	226,9	94	160,2	АПвБП(3x185)
ГПП-ТП10	16,6	0,9	0,03	0,12	289,3	94	181,0	АПвБП(3x185)
ТП10-ТП6	16,6	0,6	0,03	0,12	206,7	94	152,9	АПвБП(3x185)
ТП10-ТП12	16,7	0,6	0,03	0,12	209,2	94	153,9	АПвБП(3x3185)
ТП12-РПН1	16,7	0,3	0,03	0,12	125,5	94	119,2	АПвБП(3x120)
ГПП-РП4	16,6	1,5	0,03	0,12	454,7	94	226,8	АПвБП(3x240)
РП4-ТП7	14,7	0,9	0,03	0,12	226,9	94	160,2	АПвБП(3x185)
РП4-ТП8	14,7	0,9	0,03	0,12	226,9	94	160,2	АПвБП(3x185)
РП4-ТП11	14,7	0,9	0,03	0,12	226,9	94	160,2	АПвБП(3x185)
РП2-СД(2000)	14,7	0	0,03	0,12	32,4	94	60,6	АПвБП(3x70)
РП2-СД(1250)	14,7	0	0,03	0,12	32,4	94	60,6	АПвБП(3x70)
РП1-ДСП(1800)	14,7	0	0,03	0,12	32,4	94	60,6	АПвБП(3x70)
РП3-ПА(1600)	14,7	0	0,03	0,12	32,4	94	60,6	АПвБП(3x70)
РП4-СД(250)	14,7	0	0,03	0,12	32,4	94	60,6	АПвБП(3x70)
РП4-СД(500)	14,7	0	0,03	0,12	32,4	94	60,6	АПвБП(3x70)

В соответствии с результатами проверки кабельных линий на термическую стойкость к токам КЗ, в таблице 8.10 перечислены кабельные линии, сечение жил кабелей которых были соответственно увеличены.

Произведем выбор цеховых ТП, РПН и коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ. Трансформаторы цеховых ТП были выбраны в разделе 3.

Цеховые ТП реализуются с помощью КТП 400/10/0,4; КТП 1000/10/0,4, КТП 630/10/0,4; КТП 1600/10/0,4; КТП 2500/10/0,4. РУ НН цеховых ТП реализуются с помощью низковольтных шкафов ПРЦ01.

РПН также реализуются с помощью низковольтных шкафов ПРЦ01.

Произведем выбор вводных и секционного автоматических выключателей ТП5.

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу (5.14):

$$I_{\text{ВВ.УТЯЖ}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5051,8 \text{ А.}$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП, считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП1 равен:

$$I_{\text{СЕКЦ}} = I_{\text{ВВ.НОРМ}} = \frac{k_{\text{з.н.}} \cdot S_{\text{Н,Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

Тогда по формуле:

$$I_{\text{СЕКЦ}} = \frac{0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2525,9 \text{ А.}$$

В качестве вводных и секционного выключателя ТП1 выбираем автоматические выключатели ВА-45 5000/5000А 3Р линейки PROxima производства ЕКФс номинальными токами от 630 до 5000 А соответственно [24].

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей остальных ТП и РПН произведен в таблице 8.11.

Таблица 8.11

Номер ТП, РПН	Место установки выключателя	$I_p$ , А	$I_{\text{Утяж}}$ , А	Тип выключателя
1	2	3	4	5
ТП1	Вводной	2525,9	5051,8	ВА-45 5000/5000А
	Секционный	2525,9	5051,8	ВА-45 5000/5000А
ТП2	Вводной	2525,9	5051,8	ВА-45 5000/5000А
	Секционный	2525,9	5051,8	ВА-45 5000/5000А
ТП3	Вводной	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
	Секционный	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
ТП4	Вводной	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
	Секционный	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
ТП5	Вводной	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
	Секционный	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
ТП6	Вводной	636,5	1273,0	ВА-45 2000/1600А
	Секционный	636,5	1273,0	ВА-45 2000/1600А
ТП7	Вводной	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
	Секционный	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
ТП8	Вводной	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
	Секционный	1616,6	3233,2	ВА-45 4000/4000А
ТП9	Вводной	2020,7	4041,5	ВА-45 4000/4000А

Окончание таблицы 8.11

1	2	3	4	5
	Секционный	2020,7	4041,5	ВА-45 4000/4000А
ТП10	Вводной	808,3	1616,6	ВА-45 2000/1600А
	Секционный	808,3	1616,6	ВА-45 2000/1600А
ТП11	Вводной	636,5	1273,0	ВА-45 2000/1600А
	Секционный	636,5	1273,0	ВА-45 2000/1600А
ТП12	Вводной	636,5	1273,0	ВА-45 2000/1600А
	Секционный	636,5	1273,0	ВА-45 2000/1600А
РПН-1*	Вводной	117,1	234,02	ВА-99С 400/300

Выводы по разделу восемь

В данном разделе был произведен выбор всего необходимого для снабжения электроэнергией внутризаводского оборудования, на основе которого была составлена и дополнена принципиальная электрическая схема предприятия.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

## 9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

### 9.1 Влияние ДСП на ПКЭ

В качестве высоковольтной нагрузки на предприятии выступают ДСП. ДСП вносят существенные искажения в питающее напряжение, тем самым ухудшают показатели качества напряжения питающей сети. В результате работы ДСП появляются колебания напряжения, несинусоидальность сети и несимметрия сети.

Колебания напряжения возникают в результате резких изменений активной и реактивной мощностей. Толчки мощности приводят к значительным колебаниям токов фаз печи. Теоретически броски тока могут достигать  $3,5-4I_{НОМ}$ . Реально броски не превышают  $I_{НОМ}$  в режиме расплава, а в режимах окисления и рафинирования броски меньше  $0,5I_{НОМ}$ .

Способы вычисления показателей качества установлены ГОСТ 32144-2013 (так как 3 класс электромагнитной обстановки на СШ РП2). Колебания напряжения характеризуются величиной размаха изменения напряжения  $\delta U_t$ .

Для группы однотипных печей согласно [25]:

$$\delta U_{МАХ} = \frac{S_{Т.Н.}}{S_k} \cdot \sqrt[4]{n} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

где  $S_k$  – мощность к.з. в точке подключения печей из таблицы,  $S_k=301,54$  МВА;  
 $S_{Т.Н.}$  – номинальная мощность печного трансформатора,  $S_{Т.Н.}=1800$  кВ·А;  
 $n$  – количество печей на секции 1СШ РП2,  $n=4$ .

Согласно (9.1):

$$\delta U_{МАХ} = \frac{1800 \cdot 10^3}{301,54 \cdot 10^6} \cdot \sqrt[4]{4} \cdot 100\% = 0,844 \%$$

Тогда колебания напряжения на секции со спокойной нагрузкой определяется из выражения:

$$\delta U_{СП} = \delta U_{МАХ} \cdot \frac{4 - k_{РАС}}{4 + k_{РАС}}, \quad (9.2)$$

где  $k_{РАС}$  – коэффициент расщепления,  $k_{РАС}=3,5$ .

Тогда по (9.2):

$$\delta U_{СП} = 0,844 \cdot \frac{4 - 3,5}{4 + 3,5} = 0,056 \%$$

Колебания напряжения на нагрузке находятся на допустимом уровне.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Нелинейные искажения в напряжении питающей сети появляются за счет нелинейности ВАХ дуги. В сеть генерируются гармоники, начиная со второй. Произведем оценку максимального значения коэффициента несинусоидальности напряжения, исходя из того, что максимальные значения токов эксплуатационных к.з. ограничиваются на уровне  $3,5I_{НОМ}$ .

$$K_{НСv} = k_c \cdot I_k, \quad (9.3)$$

где  $k_c$  – коэффициент схемы:

$$k_c = \frac{66,6}{I_{удз}}, \quad (9.4)$$

$$I_k = 3,5 \cdot I_{НОМ} \cdot \sqrt[4]{n},$$

где  $I_{НОМ}$  – номинальный ток печного трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{Т.Н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1800 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 103,9 \text{ А.}$$

Согласно (9.4) и (9.5)

$$I_k = 3,5 \cdot 103,9 \cdot \sqrt[4]{4} = 514,3 \text{ А.}$$

$$k_c = \frac{66,6}{44,6 \cdot 10^3} = 0,001 \frac{\%}{\text{А}}.$$

Тогда согласно (9.3) коэффициент несинусоидальности на секции с ДСП:

$$K_{НСv} = 0,00225 \cdot 300,4 = 0,675 \text{ \%}.$$

Коэффициент несинусоидальности на секции со спокойной нагрузкой:

$$\begin{aligned} K_{НСvсп} &= K_{НСv} \cdot \frac{X_C + X_{ВЛ} + X_T + X_{КЛ.РП2}}{X_C + X_{ВЛ} + X_T + X_{КЛ.РП2} + X_{КЛ.ДСП}} = \\ &= 0,514 \cdot \frac{0,167 + 0,123 + 0,359 + 5,03 + 0,045}{0,167 + 0,123 + 0,359 + 5,03 + 0,045 + 0,327} = 0,486 \text{ \%}. \end{aligned}$$

Несимметрия напряжения при работе ДСП возникает за счет несимметрии короткой сети и характеризуется коэффициентом обратной последовательности.

Напряжение обратной последовательности:

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot X_{2\Sigma}, \quad (9.5)$$

где:  $I_2$  – ток обратной последовательности, А:

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$I_2 = \frac{S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (9.6)$$

где  $S_{\Pi}$  – мощность печи пульсирующая, ВА:

$$S_{\Pi} = \frac{\sqrt{(2 \cdot P' - P'')^2 + (3 \cdot P'')^2}}{\cos\varphi}, \quad (9.7)$$

где  $P'$ ,  $P''$  – мощности мертвой и дикой фаз, кВт;

Коэффициент мощности для одной ДСП  $\cos\varphi=0,85$ ;  $\text{tg}\varphi=0,62$ .

Мощность мертвой фазы:

$$P' = \left(\frac{1}{3} - \frac{\varepsilon_{\text{КС}}}{6}\right) \cdot \sum_{i=1}^2 P_{\text{НОМ}i} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (9.8)$$

Примем коэффициент несимметрии короткой сети  $\varepsilon_{\text{КС}} = 0,2$ .

Следуя формулам (9.8) мощность мертвой фазы:

$$P' = \left(\frac{1}{3} - \frac{0,2}{6}\right) \cdot 2 \cdot 1800 \cdot 10^3 \cdot 0,62 = 669,6 \text{ кВт.}$$

Мощность дикой фазы:

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \frac{\varepsilon_{\text{КС}}}{6}\right) \cdot \sum_{i=1}^4 P_{\text{НОМ}i} \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \frac{0,2}{6}\right) \cdot 2 \cdot 1800 \cdot 10^3 \cdot 0,62 = 818,4 \text{ кВт.}$$

Пульсирующая мощность, согласно (9.7):

$$S_{\Pi} = \frac{\sqrt{(2 \cdot 669,5 - 818,4)^2 + (3 \cdot 818,4)^2}}{0,85} = 2953 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Определим ток обратной последовательности согласно (9.6):

$$I_2 = \frac{2953 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 170,492 \text{ А.}$$

Напряжение обратной последовательности на 1СШ РП2 по (9.5) :

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90



$$U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot \left( (x_{2C} + x_{2ВЛ} + x_{2ТВ} + x_{2ТН} + x_{2КЛ.РП1}) \frac{U_B^2}{S_B} \right) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 170,492 \cdot (0,167 + 0,123 + 0,359 + 5,03 + 0,045) \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1000} =$$

$$= 186,35 \text{ В.}$$

Коэффициент обратной последовательности на 1СШ РП2:

$$K_{2РП1} = \frac{U_2}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{186,35}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,86 \%$$

Напряжение обратной последовательности на 1СШ ГПП:

$$U_{2РП2} = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot \left( (x_{2C} + x_{2ВЛ} + x_{2ТВ} + x_{2ТН}) \frac{U_B^2}{S_B} \right) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 170,492 \cdot ((0,167 + 0,123 + 0,359 + 5,03) \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1000}) = 184,5 \text{ В.}$$

Коэффициент обратной последовательности на 1СШ ГПП:

$$K_{2ГПП} = \frac{U_2}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{108,5}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,085 \%$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4 для третьего и второго класса электромагнитной совместимости на ступени 1СШ ГПП и 1СШ РП2 коэффициент обратной последовательности  $K_2$  не ниже допустимого значения  $K_{2доп2} = 2 \%$  и  $K_{2доп3} = 3(\%)$ .

## 9.2 Влияние преобразовательных агрегатов на ПКЭ

На территории предприятия имеются полупроводниковые преобразовательные агрегаты, имеющие нелинейную вольт-амперную характеристику, которые являются источниками гармонических искажений напряжений и токов.

Высокий уровень гармонических искажений приводит к ложной работе регулирующих устройств, систем управления, защиты и автоматики, к дополнительным потерям в конденсаторах и вращающихся машинах, повышению уровня шума при работе электрических аппаратов.

Порядок генерируемых гармоник определяется по формуле:

$$v = km \pm 1, \quad (9.9)$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

где  $k$  – ряд натуральных чисел;  $m$  – фазность преобразователя.

Найдем сопротивления элементов схемы замещения  $v$ -й гармонике.

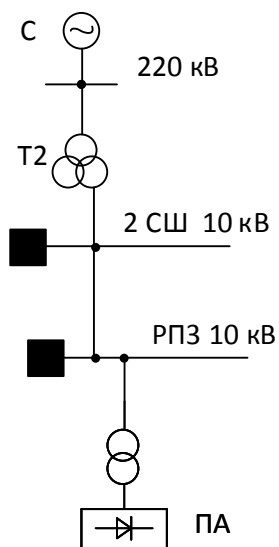


Рисунок 9 – Схема для расчета качества электрической энергии

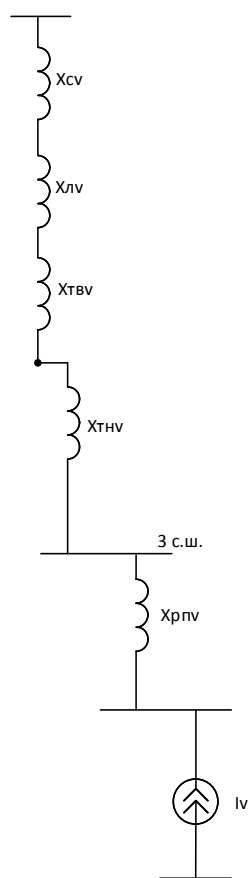


Рисунок 9.1 – Схема замещения для расчета качества электрической энергии

Сопротивление энергосистемы:

$$X_{cv} = 0,65 \cdot X_c \cdot v = 0,65 \cdot \frac{U_{CT}^2}{S_{K3}} \cdot v, \quad (9.10)$$

где  $U_{CT}$  – напряжение ступени, для которой производится расчет высших гармоник, кВ;  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах энергосистемы, МВА;  $v$  – номер гармоники.

$$X_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10^2}{9000} \cdot v = 0,007 \cdot v,$$

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$X_{lv} = X_0 \cdot l \cdot \frac{U_{CT}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot v, \quad (9.11)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;  $l$  – длина линии, км;  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение линии, кВ.

$$X_{lv} = 0,435 \cdot 15 \cdot \frac{10^2}{220^2} \cdot v = 0,013 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки ВН трансформатора ГПП:

$$X_{ТВV} = 0,125 \cdot \frac{u_{K3}}{100} \cdot \frac{U_{CT}^2}{S_{Н.Т.}} \cdot k_X \cdot v,$$

где  $u_{K3}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора ГПП, %;  $S_{Н.Т.}$  – номинальная мощность трансформатора ГПП, МВА;  $k_X$  – коэффициент, учитывающий явление вытеснения тока из проводников,  $k_X = 0,88$ .

$$X_{ТВV} = 0,125 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{10^2}{40} \cdot 0,88 \cdot v = 0,032 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки НН трансформатора ГПП:

$$X_{ТНv} = 1,75 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{10^2}{40} \cdot 0,88 \cdot v = 0,443 \cdot v.$$

Сопротивление кабельной линии определяется по формуле (9.13), например, сопротивление кабельной линии, питающей РПЗ:

$$X_{Л.РПЗv} = 0,175 \cdot 0,26 \cdot \frac{10^2}{10^2} \cdot v = 0,046 \cdot v.$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Ток источника тока высших гармоник для одиночного неуправляемого преобразователя определяется по формуле:

$$I_v = \frac{I_1}{v},$$

где  $I_1$  – номинальный ток первой гармоники преобразователя, А,

$$I_1 = \frac{0,9 \cdot U_{\text{дНОМ}} \cdot I_{\text{дНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot \text{Cos}\varphi},$$

где  $U_{\text{дНОМ}}$  – номинальное значение выпрямленного напряжения, В;  $I_{\text{дНОМ}}$  – номинальное значение выпрямленного тока, А.

Сопротивления всех элементов схемы для 5, 7, 11 и 13-й гармоник представлены в таблице 10.1.

Таблица 9.1

Номер гармоники	$X_c$	$X_l$	$X_{тв}$	$X_{тн}$	$X_{лрп}$
5	0,035	0,065	0,16	2,215	0,23
7	0,049	0,091	0,224	3,101	0,322
11	0,077	0,143	0,352	4,873	0,506
13	0,091	0,169	0,416	5,759	0,598

Таблица 9.2 – Гармонические составляющие напряжений

Номер гармоники	$U_{\text{з.ш.}}$	$U_{\text{вн}}$
5	78,36	3,83
7	89,71	3,97
11	109,21	10,59
13	102,86	9,14

Определим коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения на 3 секции сборных шин, а также со стороны высшего напряжения трансформатора:

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum U_v^2}{U_{\text{НОМ}}^2}} \cdot 100\% \quad (9.12)$$

где  $U_v$  - напряжение v-й гармоники, В;  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, В.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения на 3 секции шин 10 кВ по формуле (9.12):

$$K_U^{3С.Ш.} = \sqrt{\frac{78,36^2 + 89,71^2 + 109,21^2 + 102,86^2}{10^2 \cdot 10^6 / (\sqrt{3})^2}} \cdot 100\% = 3,32\% .$$

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения со стороны ВН трансформатора:

$$K_U^{ВН} = \sqrt{\frac{3,83^2 + 3,97^2 + 10,59^2 + 9,14^2}{10^2 \cdot 10^6 / (\sqrt{3})^2}} \cdot 100\% = 0,26\% .$$

ГОСТ 13109.97 устанавливает следующие нормально допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности: для сети напряжением 10 кВ  $K_{Удоп} = 5\%$ ; для сети напряжением 220 кВ  $K_{Удоп} = 2\%$ .

Таким образом, расчетные коэффициенты получились меньше допустимых, следовательно, можно считать, что качество электрической энергии удовлетворяет требованиям ГОСТ.

Выводы о разделе девять

В разделе был проведен расчет ПКЭ, в котором было установлено, что показатели качества электроэнергии на секции шин с ДСП и ПА удовлетворяют требованиям ГОСТ.

.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

# 10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

## 10.1 Составление расчетной схемы и определение ее параметров

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две системы сборных шин, расчет будем вести на одну секцию.

В таблице 10.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности. На рисунке 10.1 представлена схема замещения

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчета КРМ

Трансформаторная подстанция	$S_{т.ном.}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$Q_{li}, \text{квар}$	$\Delta Q_{tri}, \text{квар}$	$R_{три}, \text{Ом}$	$R_{ли}, \text{Ом}$
ТП1	2500	1461	201,7	0,28	0,019
ТП2	2500	1461	201,7	0,28	0,008
ТП3	1600	1189	119,7	0,43	0,038
ТП4	1600	1189	119,7	0,43	0,072
ТП5	1600	498	119,7	0,43	0,010
ТП6	630	318	36,8	1,28	0,086
ТП7	1600	1309	119,7	0,43	0,010
ТП8	1600	860	88,8	0,43	0,071
ТП9	1000	713	66,1	0,85	0,063
ТП10	400	266	22,2	2,00	0,004
ТП11	630	316	41,0	1,28	0,100
РП1	-	-	-	-	0,004
РП2	-	-	-	-	0,023
РП3	-	-	-	-	0,043
РП4	-	-	-	-	0,027
Итого:	-	9581	1137,1	-	-

В таблице обозначено:

$S_{т.ном.}$  – номинальная мощность трансформатора;

$Q_{к.у.}$ ,  $Q_{li}$  и  $\Delta Q_{три}$  – необходимая реактивная мощность компенсирующего устройства, реактивная нагрузка на трансформаторы ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{тр}$  – активное сопротивление трансформаторов ТП;

$R_{л}$  – активное сопротивление кабельной линии.

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле 10.1.

Активные сопротивления кабельных линий взяты из главы 6 из таблицы 6.1, потери реактивной мощности трансформатора найдены в главе 3 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых ТП предприятия, подробные значения возьмем из таблицы 3.3:

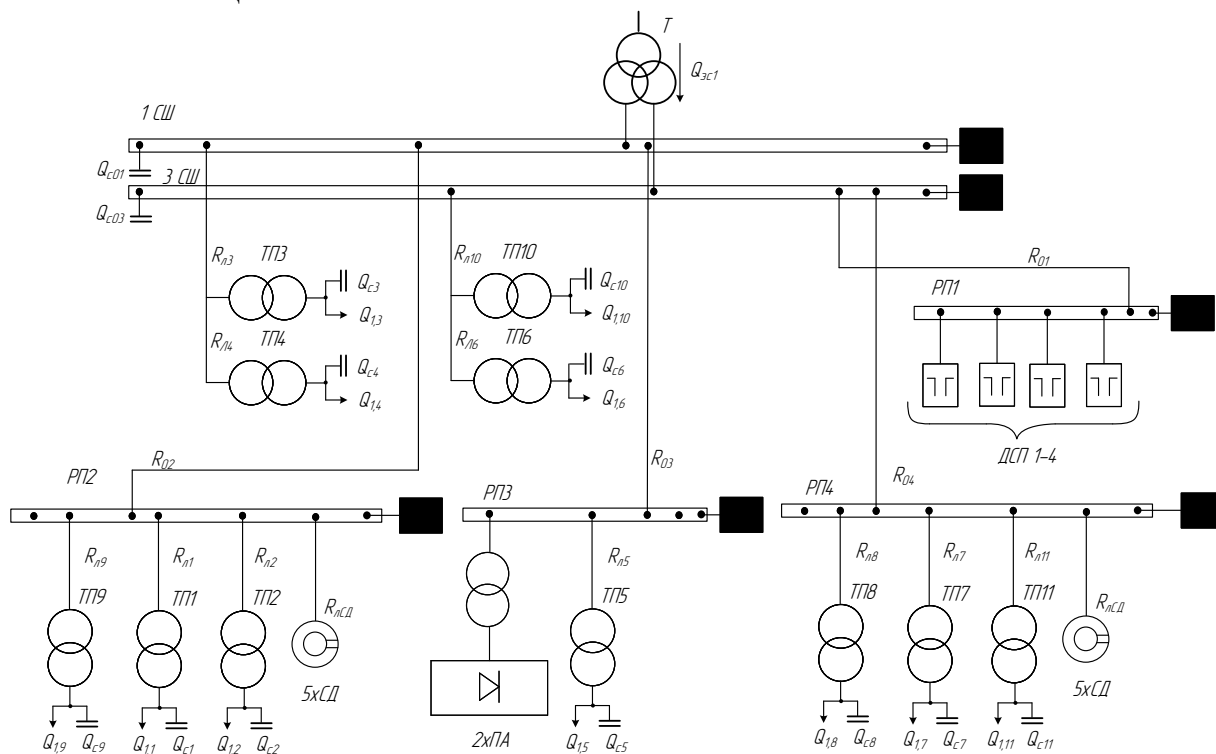


Рисунок 10.1 Схема замещения для расчета компенсации реактивной мощности

## 10.2 Расчет компенсации реактивной мощности

Параметры схемы рассчитываются по формулам (3.9), а также [56, р.9]:

$$R_{л} = r_0 \cdot l; \quad (10.1)$$

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot (U_H)^2}{(S_{н.т})^2};$$

$$Q_{эс1} = \frac{P_{р.п} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{эс}}{2}.$$

При этом считаем, что на стороне НН ТП установлена основная группа БК, мощность которой рассчитана в разделе 3. Поэтому считаем, что со стороны НН потребляется реактивная мощность.

Для остальных ТП результаты расчета параметров схемы приведены в таблице 10.1

По формуле (10.1):

$$R_{01} = 0,130 \cdot 0,03 \text{ км} = 0,004 \text{ Ом};$$

$$R_{02} = 0,125 \cdot 0,18 \text{ км} = 0,023 \text{ Ом};$$

$$R_{03} = 0,164 \cdot 0,26 \text{ км} = 0,043 \text{ Ом};$$

$$R_{04} = 0,125 \cdot 0,22 \text{ км} = 0,027 \text{ Ом};$$

$$R_{лсд} = 0,320 \cdot 0,04 \text{ км} = 0,013 \text{ Ом}.$$

Данные о синхронных и асинхронных двигателях представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Данные о двигателях

Обозначение на схеме	Тип двигателя	U <sub>н</sub> , кВ	P <sub>д.н.и</sub> , кВт	Q <sub>д.н.и</sub> , квар	N <sub>и</sub> , шт.	n <sub>и</sub> , об/мин	Д <sub>1и</sub> , кВт	Д <sub>2и</sub> , кВт
СД 2000	СТД	10	2000	-1000	1	3000	5,37	6,80
СД 1250	СТД	10	1250	-630	4	3000	3,84	4,43
СД 500	СДН	10	500	-264	4	300	6,14	4,58
СД 250	СДН	10	250	-129	1	300	4,31	3,79

где, U<sub>н</sub> – номинальное напряжение двигателя, кВ;

P<sub>д.н.и</sub> – номинальная активная мощность двигателя, кВт;

Q<sub>д.н.и</sub> – номинальная реактивная мощность двигателя, квар;

N<sub>и</sub> – количество двигателей;

n<sub>и</sub> – число оборотов СД, об/мин;

Д<sub>1и</sub>, Д<sub>2и</sub> – параметры, характеризующие потери активной мощности СД, кВт.

Если синхронный двигатель имеет загрузку β<sub>сд</sub> по активной мощности менее 1, то он может дополнительно генерировать определенную реактивную мощность сверх номинальной при номинальном напряжении питания и номинальном токе возбуждения.

Располагаемая реактивная мощность СД, определяется по формуле(10.2):

$$Q_{сд.мi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot S_{сд.н.и} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{д.н.и}^2 + Q_{д.н.и}^2}, \quad (10.2)$$

где α<sub>мi</sub> – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

Коэффициент α<sub>мi</sub> зависит от загрузки СД по активной мощности β<sub>сдi</sub> и номинального коэффициента мощности Cosφ<sub>нi</sub>.



Все синхронные двигатели СД 1250, СД 2000, СД 250, СД 500 имеют коэффициент загрузки  $\beta_{СДi} = 0,9$ , коэффициент мощности  $\cos\varphi_{Hi} = 0,85$ , тогда  $\alpha_{Mi} = 0,64$ .  
 Располагаемая мощность СД 2000 по формуле (10.2):

$$Q_{СД2000М} = 0,64 \cdot 1 \cdot \sqrt{2000^2 + 1000^2} = 1431,1 \text{ квар.}$$

Располагаемая мощность СД1250:

$$Q_{СД1250М} = 0,64 \cdot 4 \cdot \sqrt{1250^2 + 630^2} = 3583,5 \text{ квар.}$$

Располагаемая мощность СД500:

$$Q_{СД500М} = 0,64 \cdot 4 \cdot \sqrt{500^2 + 264^2} = 1447,5 \text{ квар.}$$

Располагаемая мощность СД250:

$$Q_{СД250М} = 0,64 \cdot 1 \cdot \sqrt{250^2 + 129^2} = 180,1 \text{ квар.}$$

Удельная стоимость годовых потерь активной мощности от протекания реактивной мощности по электрическим сетям предприятия:

$$C_0 = \left(\beta + \frac{\alpha_{\Gamma}}{T_M}\right) \cdot \tau_M; \quad (10.3)$$

$$\beta = \beta_{ГЕН} + \beta_{СЕТ}; \quad (10.4)$$

$$\alpha_{\Gamma} = 12 \cdot \alpha_M; \quad (10.5)$$

$$\alpha_M = \alpha_{ГЕН} + \alpha_{СЕТ}; \quad (10.6)$$

где  $\beta$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа за потребленную электрическую энергию, руб./кВт·ч);

$\alpha_{\Gamma}$  – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность за год, руб./кВт·год);

$\alpha_{ГЕН}$  и  $\beta_{ГЕН}$  – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на выработку электрической, по [14 табл. 7.5]

$\alpha_{ГЕН} = 410,66$  руб./кВт · мес и соответственно  $\beta_{ГЕН} = 1,0576$  руб./кВт · ч;

$\alpha_{СЕТ}$  и  $\beta_{СЕТ}$  – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на передачу электрической энергии по ее электрическим сетям по [14 табл. 7.5]  $\alpha_{СЕТ} = 548,45$  руб./кВт · мес и соответственно.

$$\beta_{\text{СЕТ}} = 0,2912 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$T_M$  – годовое число часов использование получасового максимума активной нагрузки, ч/год, по [5, табл. 2.3] для радиозавода (приборостроительное предприятие)  $T_M = 7450$  ч;

$\tau_M$  – число часов максимальных потерь активной мощности, ч/год по (5.1) 5410 ч.

Тогда по формулам (10.3), (10.4), (10.5) и (10.6):

$$\alpha_M = 410,66 + 548,45 = 959,11 \text{ руб./кВт} \cdot \text{мес};$$

$$\alpha_T = 12 \cdot 959,11 = 11509,32 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год};$$

$$\beta = 0,2912 + 1,0576 = 1,3488 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_0 = \left( 1,3488 + \frac{11509,32}{7450} \right) \cdot 5140 = 16147,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

При расчётах компенсации реактивной мощности ранее использовались удельная стоимость конденсаторных батарей в ценах 1990 г.:

$K_{\text{БКВ}} = 6000 \text{ руб./Мвар}$  – для высоковольтных батарей 10 кВ.

$K_{\text{БКН}} = 12000 \text{ руб./Мвар}$  – для низковольтных батарей 380 В.

Для проведения технико-экономических расчетов в настоящее время необходимо воспользоваться индексом изменения сметной стоимости оборудования на 01.01.1991 г.

$$I_{\text{ИСС}}^{\frac{2016}{1991}} = 75,96 = \frac{\text{Стоимость 01.01.2016 г.}}{\text{Стоимость 01.01.1991 г.}}$$

Значение индекса берется по [13].

Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками воспользуемся формулами:

– для низковольтных БК напряжением 380 В:

$$Z_{1.Г.КН} = E \cdot K_{\text{БКН}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}}; \quad (10.7)$$

– для высоковольтных БК напряжением 10 кВ:

$$Z_{1.0} = Z_{1.Г.КВ} = E \cdot K_{\text{БКВ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}}; \quad (10.8)$$

– для синхронных двигателей:

$$Z_{1.Г.СД_i} = C_0 \cdot \frac{D_{1_i}}{Q_{Д.Н_i}}, \quad \left( \frac{9.11}{10.9} \right)$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

где E – нормативный коэффициент отчислений. Для силового оборудования напряжением до 20 кВ: E=0,223;  $\Delta P_{БК}$  – удельные потери в конденсаторах.

Для низковольтных БК:

$$\Delta P_{БК} = 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}} .$$

Для высоковольтных БК:

$$\Delta P_{БК} = 2,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}} .$$

Например, для СД 2000 и СД 1250 затраты на генерацию реактивной мощности по формуле (10.9):

$$Z_{1Г.СД2000} = 16147,5 \cdot \frac{5,37}{1000 \cdot 10^{-3}} = 86712,075 \text{ (руб/Мвар);}$$

$$Z_{1Г.СД1250} = 16147,5 \cdot \frac{3,84}{630 \cdot 10^{-3}} = 98422,857 \text{ (руб/Мвар);}$$

$$Z_{1Г.СД500} = 16147,5 \cdot \frac{6,14}{264 \cdot 10^{-3}} = 375551,705 \text{ (руб/Мвар);}$$

$$Z_{1Г.СД250} = 16147,5 \cdot \frac{4,31}{129 \cdot 10^{-3}} = 539501,744 \text{ (руб/Мвар).}$$

Результаты расчета затрат для СД сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Определение оптимальной реактивной мощности СД

Обозначение СД на схеме	Q <sub>СД.м</sub> , Мвар	Z <sub>1Г.сд</sub> , руб/Мвар	Z <sub>2Г.сд</sub> , руб/Мвар <sup>2</sup>	R <sub>э.сд</sub> , Ом	Q <sub>сд</sub> , Мвар
СД 2000	1,43	86712,1	109803,0	0,69	0,392
СД 1250	3,58	98422,9	45057,6	0,29	0,810
СД 500	1,44	375551,7	265279,0	1,65	-0,370
СД 250	0,18	539501,7	3677605,0	22,70	-0,470
Итого	6,63	-	-	-	1,202

По выражениям (10.6) и (10.7) имеем:

$$Z_{1.Г.КН} = 0,223 \cdot 911520 + 8313,93 \cdot 4,5 = 240681,6 \frac{\text{руб.}}{\text{Мвар}} ;$$

$$Z_{1.0} = Z_{1.Г.КВ} = 0,223 \cdot 455760 + 8313,93 \cdot 2,5 = 122419,3 \frac{\text{руб.}}{\text{Мвар}} .$$

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

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 10.2),

$$R_{Эi} = r_i = R_{Лi} + R_{ТПi}.$$

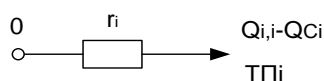


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП1, ТП2, ТП5, ТП7, ТП8, ТП9, ТП11:

$$R_{Э1} = R_{Л1} + R_{ТП1} = 0,020 + 0,280 = 0,30 \text{ Ом};$$

$$R_{Э2} = R_{Л2} + R_{ТП2} = 0,020 + 0,280 = 0,30 \text{ Ом};$$

$$R_{Э5} = R_{Л5} + R_{ТП5} = 0,430 + 0,010 = 0,44 \text{ Ом};$$

$$R_{Э7} = R_{Л7} + R_{ТП7} = 0,430 + 0,010 = 0,44 \text{ Ом};$$

$$R_{Э8} = R_{Л8} + R_{ТП8} = 0,43 + 0,070 = 0,50 \text{ Ом};$$

$$R_{Э9} = R_{Л9} + R_{ТП9} = 0,850 + 0,60 = 0,91 \text{ Ом};$$

$$R_{Э11} = R_{Л11} + R_{ТП11} = 1,280 + 0,10 = 1,38 \text{ Ом}.$$

Для ТП, питающихся по магистральным линиям рисисунок10.3:

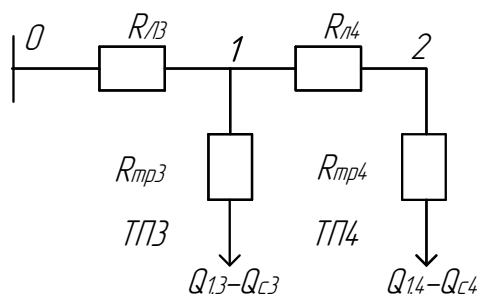


Рисунок 10.3 – Схема замещения магистральной линии

Эквивалентная проводимость точки 1 магистральной схемы, согласно [14] (для ТП5 и ТП2, питающихся от одной магистрали) находится по выражению:

$$\frac{1}{R_{\text{Э.Т1}}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2},$$

где  $R_{01} = R_{Л3} = 0,038 \text{ Ом}$ ;  $R_{12} = R_{Л4} = 0,072 \text{ Ом}$ ;  $R_1 = R_{Т3} = 0,43 \text{ Ом}$ ;  $R_2 = R_{Т4} = 0,43 \text{ Ом}$ ;

$$\frac{1}{R_{\text{Э.Т1}}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} = \frac{1}{0,43} + \frac{1}{0,072 + 0,43} = \frac{1}{0,23} \frac{1}{\text{Ом}}.$$

С учетом полученного эквивалентного сопротивления присоединений ТП3 и ТП4 получаем:

$$R_{\text{Э.Т3}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{Э.Т1}}}\right) \cdot R_1;$$

$$R_{\text{Э.Т3}} = \left(1 + \frac{0,038}{0,23}\right) \cdot 0,43 = 0,501 \text{ Ом}.$$

$$R_{\text{Э.Т4}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{Э.Т1}}}\right) \cdot (R_{12} + R_2)$$

$$R_{\text{Э.Т4}} = \left(1 + \frac{0,038}{0,23}\right) \cdot (0,072 + 0,43) = 0,585 \text{ Ом}.$$

Для ТП10 и ТП6 питающихся по магистральным линиям рисунок 10.3, сначала введем обозначения.

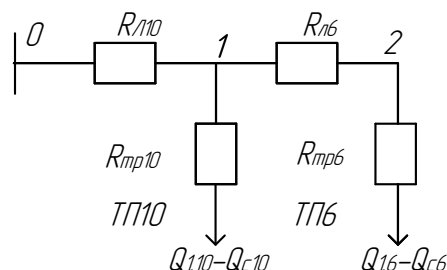


Рисунок 10.4 – Схема замещения магистральной линии

Для ТП10 и ТП6 принимаем:

$$R_{01} = R_{Л10} = 0,086 \text{ Ом}; R_{12} = R_{Л16} = 0,086 \text{ Ом}.$$

$$R_1 = R_{T10} = 2 \text{ Ом}; R_2 = R_{T6} = 1,28 \text{ Ом};$$

Сворачиваем схему с конца магистрали:

$$\frac{1}{R_{ЭТ1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} = \frac{1}{1,28} + \frac{1}{0,086 + 2} = \frac{1}{0,793} \frac{1}{\text{Ом}}$$

Эквивалентные сопротивления:

$$R_{Э.T10} = \left(1 + \frac{0,086}{0,793}\right) \cdot 2 = 2,21 \text{ Ом};$$

$$R_{Э.T6} = \left(1 + \frac{0,038}{0,793}\right) \cdot (0,086 + 1,28) = 1,514 \text{ Ом}.$$

Результаты расчета представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2.

Место установки БК	R <sub>э</sub> , Ом	Q <sub>ср</sub> срч, квар	Q <sub>сприн.</sub> , квар	Q <sub>к.</sub> , квар	Q <sub>с</sub> +Q <sub>к.</sub> , квар	Q <sub>ст</sub> , квар
ТП1	0,30	629,4	629,4	958	1587,4	1600
ТП2	0,30	629,4	629,4	958	1587,4	1600
ТП3	0,50	689,2	689,2	244	933,2	950
ТП4	0,58	774,7	774,7	244	1018,7	1000
ТП5	0,44	-86,9	0,0	1243	1156,1	1200
ТП6	1,51	149,5	149,5	5	154,5	160
ТП7	0,44	724,1	724,1	69	793,1	800
ТП8	0,50	328,8	328,8	6	334,8	340
ТП9	0,91	438,4	438,4	17	455,4	500
ТП10	2,21	147,9	147,9	0	147,9	150
ТП11	1,38	132,3	132,3	36	168,3	200
Итого:			4557	3780	8336,9	8500
РП2 (Q <sub>с02</sub> )	0,08	1205,3	1205,3	-	-	1200
РП4 (Q <sub>с04</sub> )	0,06	1549,2	1549,2	-	-	1600
ГПП, 1с.ш.	-	1300,0	1300,0	-	-	1300
ГПП, 3с.ш.	-	2000,0	2000,0	-	-	2000
	-	-	-	-	-	6100
Итого					8336,9	14600

1) Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП.

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК [17, 4]. Тогда определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП1 по формуле [17, ф.4.1]:

$$Q_{Ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{Эi}}, \quad (10.8)$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}; \quad (10.9)$$

$$a = \frac{1000}{U_{НОМ}^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}.$$

Тогда по (10.9):

$$Z = \frac{175513,23 - 277147,71}{2 \cdot 10 \cdot 16417,3} = -0,31 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Тогда, например, для ТП1 согласно (10.8):

$$Q_{C1} = Q_{1.1} + \Delta Q_{Т.1} + \frac{Z}{R_{Э1}} = 1461 + 201,7 - \frac{0,31 \cdot 10^3}{0,3} = 1662,7 \text{ квар}.$$

Рассмотрим источники, подключаемые к секции СШ РП1.

Определение реактивной мощности источников подключенных к секции 1СШ РП1. Параметры схемы замещения для РП1 определяются, используя соотношение при условии  $Q_0 > 0$ . Для определения мощности высоковольтной БК  $Q_{C01}$ , подключаемой к СШ РП2.

Составим балансы потребляемой и генерируемой мощностей:

$$Q_{П.РП2} = \sum_{i=1}^3 (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) = 1461 + 201,7 + 1461 + 201,7 + 713 + 66,11 = 4104,51 \text{ квар}.$$

$$Q_{Г.РП2} = \sum_{i=1}^3 Q_{Ci} + \sum_{i=1}^5 Q_{Cdi} = 2 \cdot 629,4 + 438,4 + 392 + 810 = 2899,2 \text{ квар}.$$

$$Q_{C0i} = Q_{П.РП1} - Q_{Г.РП1} = 4747,2 - 1446,91 = 3300,29 \text{ квар} > 0.$$

РП4:

$$Q_{П.РП4} = \sum_{i=1}^3 (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) = 860 + 88,8 + 1309 + 119,68 + 316 + 40,97 = 2734,45 \text{ квар}.$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

$$Q_{Г.РП4} = \sum_{i=1}^3 Q_{Ci} + \sum_{i=1}^5 Q_{CD} = 724,1 + 328,8 + 132,3 = 1185,3 \text{ квар};$$

$$Q_{C0i} = Q_{П.РП4} - Q_{Г.РП4} = 2734,45 - 1185,3 = 1549,15 \text{ квар}.$$

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$Q_{CDi} = \frac{3_{10} - 3_{Г.СДi}}{2aC_0 \cdot R_{Э.СДi}},$$

где  $R_{Э.СДi}$  – эквивалентное сопротивление СД.

$$R_{Э.СДi} = \frac{R_{Л.СД}}{N_i} + \frac{3_{2Г.СДi}}{a \cdot C_0},$$

где  $R_{Л.СД}$  – сопротивление линии, питающей синхронный двигатель, Ом.

Для СД 2000,1250,500,250 эквивалентное сопротивление:

$$R_{Э.СД2000} = \frac{0,01}{1} + \frac{109803}{10 \cdot 16147,5} = 0,69 \text{ Ом};$$

$$R_{Э.СД1250} = \frac{0,03}{4} + \frac{45057,6}{10 \cdot 16147,5} = 0,287 \text{ Ом};$$

$$R_{Э.СД500} = \frac{0,02}{4} + \frac{265279}{10 \cdot 16147,5} = 1,648 \text{ Ом};$$

$$R_{Э.СД250} = \frac{0,02}{1} + \frac{3677605}{10 \cdot 16147,5} = 22,7 \text{ Ом}.$$

Реактивная мощность СД 2000:

$$Q_{CD2000} = \frac{175513,23 - 86712,1}{2 \cdot 10 \cdot 16417,5 \cdot 0,69} = 0,392 \text{ Мвар}.$$

Реактивная мощность  $Q_{CD2000}$  не превышает располагаемого значения  $Q_{CD,2000M}$  двигателей СД 2000, поэтому их мощность не ограничиваем.

Определим мощность высоковольтной БК, подключенной к 1 секции с.ш. 10 кВ ГПП, из условия баланса реактивных мощностей на этой секции.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106



$$Q_0 = \sum_1^{11} (Q_{i1} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{\text{ГПП}} + \sum_1^2 Q_{\text{ППА}} + \sum_1^2 Q_{\text{ПДСП}} - \sum_1^{11} Q_{Ci} - \sum_1^{10} Q_{Cдi} - \frac{Q_{\text{ЭС1}}}{2},$$

где  $\Delta Q_T^{\text{ГПП}}$  – потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП, квар;

$\Sigma Q_{\text{ПДСП}}$  – суммарная реактивная мощность ДСП, квар;

$\Sigma Q_{\text{ППА}}$  – суммарная реактивная мощность ПА, квар;

$\Sigma Q_{Ci}$  – суммарная мощность низковольтных БК, квар;

$\Sigma Q_{Cдi}$  – суммарная реактивная мощность синхронных двигателей, квар;

$Q_{\text{ЭС1}}$  – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию, определяется как минимальная величина из двух:

$$Q_{\text{ЭС}}' = \alpha_1 \cdot P_{\text{Р.П.}}, \quad (10.10)$$

$$Q_{\text{Э}}'' = Q_p - \frac{0,7}{K_{\text{Н.Р}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\text{СД.М}i}$$

где  $\alpha_1$  – расчетный коэффициент, при напряжении внешнего электроснабжения 220 кВ  $\alpha_1 = 0,5$ ;

$P_{\text{Р.П.}}$  – расчетная активная нагрузка всего предприятия, кВт;

$Q_{\text{Р.П.}}$  – расчетная реактивная нагрузка всего предприятия, квар;

$K_{\text{Н.Р.}}$  – коэффициент несовпадения реактивной мощности,  $K_{\text{Н.Р.}} = 0,85$ ;

$Q_{\text{СД.М.}}$  – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода, квар.

По формуле (10.10):

$$Q_{\text{ЭС}}' = 0,5 \cdot 41264,93 = 20632,5 \text{ квар.}$$

Потребляемая расчетная реактивная мощность предприятия:

$$Q_p = Q_{p1} \cdot 2 = Q_{\text{П.ГПП}} \cdot 2 = 39399,94 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{П.ГПП}} = \left[ \sum_1^{11} (Q_{i1} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{\text{ГПП}} + \sum_1^2 Q_{\text{ППА}} + \sum_1^4 Q_{\text{ПДСП}} \right],$$

где  $Q_{\text{ППА}}$  – расчетная реактивная мощность преобразовательного агрегата, квар.

$$Q_{\text{П.ГПП}} = [9851 + 1137,1 + 3229,5 + 1162,37 + 4320] = 19699,97 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{ЭС}}'' = 39399,94 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 2 \cdot 6630 = 28479,94 \text{ квар.}$$

										Лист
										107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ					

Таким образом, экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы  $Q_{ЭС} = Q_{ЭС'} = 20632,5$  квар, а реактивная мощность, приходящаяся на один трансформатор ГПП:

$$Q_{ЭС1} = \frac{20632,5}{2} = 10316,25 \text{ квар};$$

$$\text{tg}\varphi_{Э.Зад} = \frac{20632,5}{41264,93} = 0,5.$$

Найдем мощность высоковольтной БК, подключаемой к секции с.ш. 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = 9581 + 1137,03 + 3229,5 + 1162,4 + 4320 - 4557 - 1202 - 10316,25 = 3355 \text{ квар}.$$

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{03}}{P_{p3}} \approx \frac{(8478,48 - 2000)}{11316,32} \approx 0,484;$$

$$\text{tg}\varphi_1 = \frac{Q_{p1} - Q_{01}}{P_{p1}} \approx \frac{(7402,92 - 1300)}{12712,68} \approx 0,471.$$

Отсюда делаем вывод, что к установке на 1 с.ш. принимаем УКРМ56 10,5-1300, а на 3 с.ш. УКРМ56 10,5-2000. Зная выбранное значение мощностей, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности  $Q_{Э1}$ , поступающей из энергосистемы):

$$\text{tg}\varphi_{Э.Р} = \frac{\sum_{i=1}^{11} (Q_{pi} + \Delta Q_{Ti}) + \sum_{i=1}^6 Q_{Vi} + \Delta Q_{Т.ГПП} - (\sum Q_{ст} + \sum Q_{сд.i})}{P_p/2},$$

$$\text{tg}\varphi_{Э.Р} = \frac{25694,2 - (14600 + 1200)}{20632,5} = 0,46.$$

Найдем резерв реактивной мощности, который может быть получен за счет недоиспользованной мощности синхронных двигателей:

$$Q_{РЕЗ} = \frac{\sum_{i=1}^{10} (Q_{сд.и} - Q_{сд})}{Q_{p1}} \cdot 100\%;$$

$$Q_{РЕЗ} = \frac{6630 - 1202}{19699,97} \cdot 100\% = 27,5\%$$

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Резерв реактивной мощности, который должен составлять не менее 10–15% потребляемой предприятием реактивной мощности, может быть получен за счет недоиспользованной мощности синхронных двигателей, т. е. ее увеличения с оптимального значения до располагаемого.

Таблица 10.3

Место установки БК	Q <sub>ст</sub> , квар	Тип принятой стандартной БК
ТП1	1600	2хУКРМ 0,4-800
ТП2	1600	2хУКРМ 0,4-800
ТП3	950	УКРМ 0,4-550
		УКРМ 0,4-400
ТП4	1000	2хУКРМ 0,4-500
ТП5	1200	2хУКРМ 0,4-600
ТП6	160	УКРМ 0,4-160
ТП7	800	2хУКРМ 0,4-400
ТП8	340	УКРМ 0,4-340
ТП9	500	УКРМ 0,4-500
ТП10	150	УКРМ 0,4-150
ТП11	200	УКРМ 0,4-200
РП2	1200	УКРМ56 10,5-1200
РП4	1600	УКРМ56 10,5-1600
ГПП 1с.ш.	1300	УКРМ56 10,5-1300
ГПП 3с.ш.	2000	УКРМ56 10,5-2000

Установки компенсации реактивной мощности на низкое напряжение (0,38–0,69 кВ) УКРМ от производителя СВЭЛ РосЭнергоТранс.

Выводы по разделу десять

Расчет компенсации реактивной мощности был проведен, согласно методике изложенной в [14], для данной системы электроснабжения. Согласно расчёту были выбраны низковольтные и высоковольтные компенсирующие устройства с учетом резерва по компенсации реактивной мощности.

# 11 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ

## 11.1 Организация работы релейной защиты и автоматики

Рассмотрим релейную магистральную линию КЛ7, КЛ9, КЛ10. Для этого возьмем принципиальную электрическую схему фрагмента СЭС, включающую кабельные линии и прилегающие к ним сверху и снизу элементы системы электроснабжения.

Рассмотрение и расчёт защит электрической сети напряжением 10 кВ будем вести последовательно снизу-вверх, начиная с защит, установленных на стороне высшего напряжения трансформаторов в ТП7–ТП10.

Рабочий максимальный ток кабельных линий КЛ7 и КЛ8 определен из условия, что по ним питаются три ТП (ТП8, ТП9 и ТП10) на каждой из которых установлены по два трансформатора с сухой изоляцией типа ТМ–1000/10 мощностью по 1000 кВА с коэффициентом загрузки в послеаварийном режиме  $K_{3,П} = 1,6$ .

$I_{РАБ.МАКС.КЛ2} = 2 \cdot I_{РАБ.МАКС.Т7} = 2 \cdot 92,38 = 184,76$  (А). При коэффициенте самозапуска  $K_{СЗП} = 1,8$  на этом уровне СЭС будем иметь  $I_{ПИК.КЛ2} = 332,57$  А.

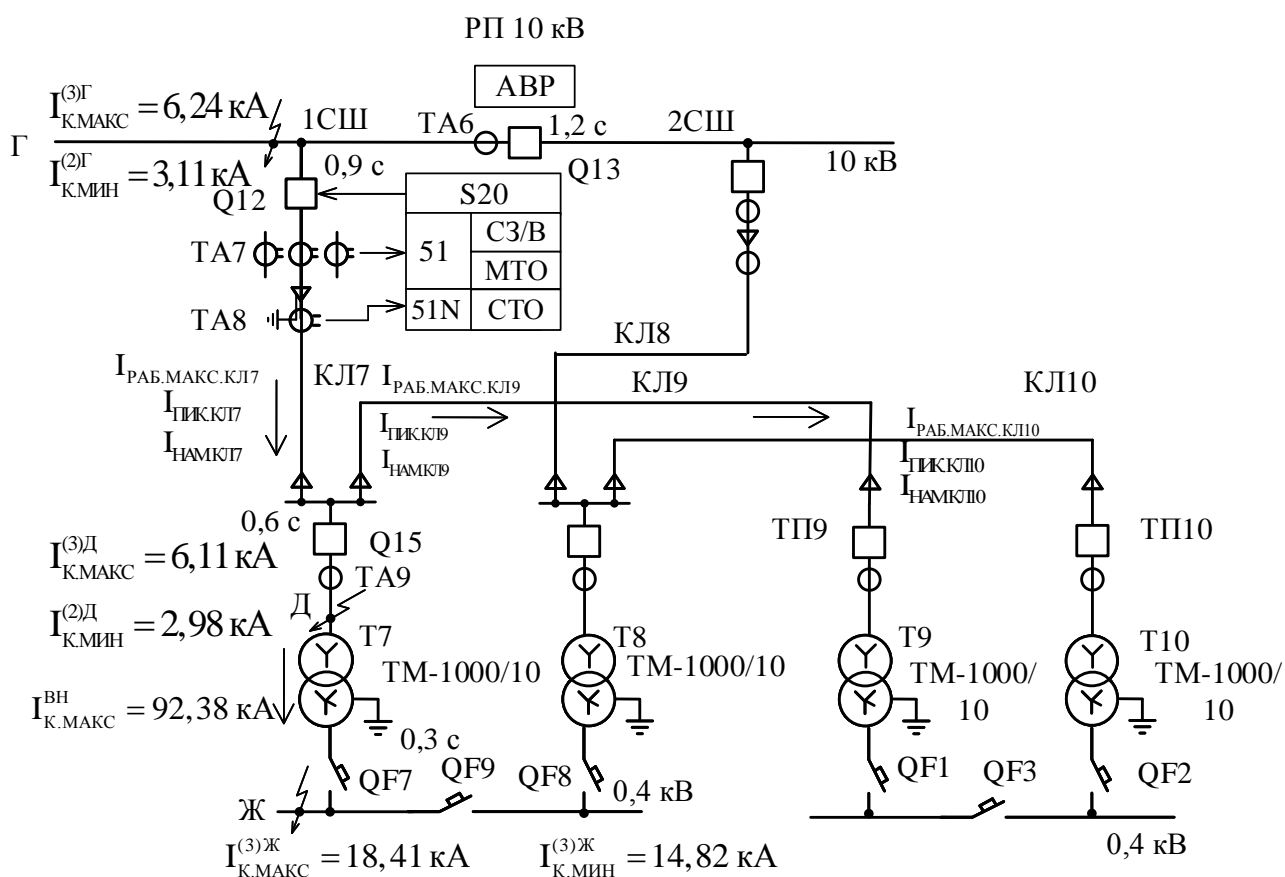


Рисунок 11.1 – Организация защиты трансформатора напряжением 10/0,4 кВ на стороне ВН

Защита, установленная на выключателе Q12, к которому подключена магистральная линия (кабели КЛ7–КЛ9–КЛ10), питающая три трансформаторных подстанции ТП7–ТП9–ТП10.

Защиту выполним с помощью микропроцессорного блока типа Seram S20, выпускаемого компанией Schneider Electric.

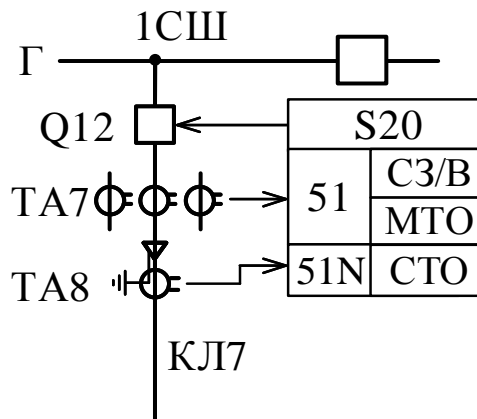


Рисунок. 11.2. Защита, отходящей от РП линии

Согласно ПУЭ [1, п. 3.2.93] отходящая от РП линия должна иметь две ступени защиты от КЗ (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю.

Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20, а защита от ОЗЗ – с помощью функции 51N.

### 11.2 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока  $I_{\text{ПИК}}$  :

$$I_{\text{С.КЗ.Q12}} = I_{\text{sd.Q12}} = \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \times K_{\text{СЗП}} \times I_{\text{РАБ.МАКС.Q12}}^{\text{ВН}} =$$

$$= \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \times I_{\text{ПИК.Q12}}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \times 332,37 = 391,02 \text{ (А)}.$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q12 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q15:

$$I_{\text{sd.Q12}} \geq K_{\text{Н.СОГЛ}} \times I_{\text{sd.Q15}} = 1,3 \times 351 = 456,3 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т7 в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч.КЗ}}^{(2)\text{Д}} = \frac{2 \times I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Д}}}{I_{\text{sd.Q12}}} = \frac{2 \times 2980}{391,02} = 15,24 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 1,5$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ за трансформатором Т7 (точка Ж). В рассматриваемом примере минимальным является ток  $I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Ж}} = 14,82 \text{ кА}$ .

$$K_{\text{ч.КЗ}}^{(2)} = \frac{2 \times I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Ж}}}{\sqrt{3} \times I_{\text{sd.Q12}} \times K_{\text{У}}} = \frac{2 \times 14820}{\sqrt{3} \times 391,02 \times (10000/400)} = 1,75 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 1,2$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность как в своей зоне действия, так в зоне резервирования нижестоящей защиты.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q12 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q15:

$$t_{\text{sd.Q12}} = t_{\text{sd.Q15}} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Рассчитаем зависимую время–токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока  $I_{\text{sd.Q12}} = 586,88 \text{ А}$  кривая должна пройти через точку Q12 с координатами – уставка времени  $t_{\text{sd.Q12}} = 0,9 \text{ с}$  при токе  $I_*^{\text{Q12}} = 10 \cdot I_{\text{sd.Q12}} = 5868,8 \text{ А}$ . Выбираем тип характеристики SIT для коэффициента  $T_{\text{MS}}$  и времени срабатывания защиты  $t_{\text{sd}}$

$$T_{\text{MS}}^{\text{N}} = \frac{t^{\text{N}}(I_*^{\text{N}}) \times [(I_*^{\text{N}})^{\alpha} - 1]}{K} = \frac{t^{\text{N}}(I_*^{\text{N}}) \times [(I_*^{\text{N}})^{0,02} - 1]}{0,14},$$

$$t_{\text{sd}}^{\text{N}}(I_*^{\text{N}}) = \frac{K \times T_{\text{MS}}^{\text{N}}}{(I_*^{\text{N}})^{\alpha} - 1} = \frac{0,14 \times T_{\text{MS}}^{\text{N}}}{(I_*^{\text{N}})^{0,02} - 1}$$

$$T_{\text{MS}}^{\text{Q12}} = \frac{0,9 \times [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,302.$$

Определим время срабатывания защиты  $t_{\text{sd}}$  при кратности тока  $I_*^{\text{Q12}} = 1,1$

						Лист
					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_{sd}^{Q12}(1,1) = \frac{0,14 \times 0,302}{(1,1)^{0,02} - 1} = 22 \text{ с.}$$

### 11.3 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих трёх условий:

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей магистральную линию, питающей несколько ТП, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ  $I_{К.МАКС}^{(3)Ж}$  на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7 трансформаторной подстанции ТП7:

$$I_{С.МОН.Q12} = I_{i.Q12} \geq K_{Н.О} \times \frac{I_{К.МАКС}^{(3)Ж}}{K_U} = 1,15 \frac{18410}{25} = 846,8 \text{ (А)}$$

Уставка тока должна быть отстроена от бросков тока намагничивания включаемых трансформаторов магистральной линии:

$$I_{i.Q12} \geq I_{НАМ} = K_{ОТС} \times 3 \times I_{Т.Н} = 3 \times 3 \times 57,8 = 520,2 \text{ (А)}.$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q15:

$$I_{i.Q12} \geq K_{СОГЛ} \times I_{i.Q15} = 1,3 \times 857,44 = 1114,67 \text{ (А)}.$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов –  $I_{i.Q12} = 1114,67 \text{ (А)}$ .

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ( $t_{i.Q12} = 0 \text{ с}$ ) и действует на отключение выключателя Q12. Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП, от которого питается магистральная линия КЛ7–КЛ9 (рис. 11.1) в минимальном режиме работы сети. Коэффициент чувствительности отсечки.

Следовательно, мгновенная токовая отсечка имеет достаточную чувствительность к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП.

$$K_{Ч.МО}^{(2)} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Г}}{I_{i.Q12}} = \frac{3111,1}{1114,67} = 2,79 \leq K_{Ч.ДОП} = 2,0$$

Проведем анализ результатов. На рис. 11.7 приведена карта селективности защит электрической сети напряжением 10 кВ.

					13.03.02.2017.117.00.0 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

1. На рисунке 11.7 приведены время–токовые характеристики выключателей QF1, Q15 Q12, показаны их уставки по току и времени для защиты от перегрузки, селективной защиты и мгновенной токовой отсечки.

Таблица 11.1

	I <sub>раб</sub> max, А	СТО											МТО					
		K <sub>С</sub>	I <sub>пик</sub> , А	I <sub>sd</sub> , А	t <sub>sd</sub>	Тип кри- вой	T <sub>М</sub> <sup>Д</sup>	t <sub>сз</sub> , с, при разных I*, кА					K <sub>Ч</sub> <sup>О</sup>	K <sub>Ч.СЗ</sub> <sup>рез</sup>	I <sub>i</sub> , кА	I <sub>m</sub> <sup>(2)</sup> кА	K <sub>ч.мо</sub>	
								1,1	2	3	6	10						20
Q12	184	1,8	332	391	0,9	SIG	0,3	$\frac{22}{1,5}$	$\frac{3}{2}$	$\frac{1,9}{2,7}$	$\frac{1,2}{4,1}$	$\frac{0,9}{586}$	$\frac{0,6}{11736}$	15,0	1,8	1114	3,1	2,8
Q15	92	2,2	202	351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	-	857	2,9	1,6

2. Уставки по току для селективной защиты выключателя Q12 выбраны с учётом отстройки от селективной токовой отсечки нижестоящей защиты (выключателя Q15).

3. Уставки по току для мгновенной токовой отсечки выключателя Q12 также выбраны с учётом отстройки от мгновенной токовой отсечки нижестоящей защиты (выключателя Q15).

4. Коэффициент чувствительности на одной ступени размещения выключателя Q12 удовлетворяет требованиям селективной защиты, а для мгновенной токовой отсечки не удовлетворяет нормативным значениям. Что касается дальнего резервирования на выключателе, то коэффициент чувствительности также не удовлетворяет нормативным значениям.

#### 11.4 Расчёт защиты магистральной линии от однофазных замыканий на землю

Расчёт проводится для половины схемы электрической сети напряжением 10 кВ, например, рассматриваются все кабели, подключенные к 1СШ РП. Линии КЛ7–КЛ9 выполнены кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена. К каждой секции сборных шин 10 кВ подстанции подключены кабели, имеющие суммарные ёмкостные токи РП – кабели с ёмкостными токами по 8 А. Собственный ёмкостный ток:

$$I_{Ci} = I_{удi} \cdot L_{КЛi},$$

где  $I_{удi}$  – удельный емкостный ток кабельной линии, А/км;  $L_{КЛi}$  – длина линии, км.

Линии КЛ7–КЛ9 выполнены кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена. К каждой секции сборных шин 10 кВ подстанции подключены кабели, имеющие суммарные ёмкостные токи РП – кабели с ёмкостными токами по 8 А:

$$I_{Ci} = I_{удi} \cdot L_{КЛi},$$

где  $I_{удi}$  – удельный емкостный ток кабельной линии, А/км;  $L_{КЛi}$  – длина линии, км.



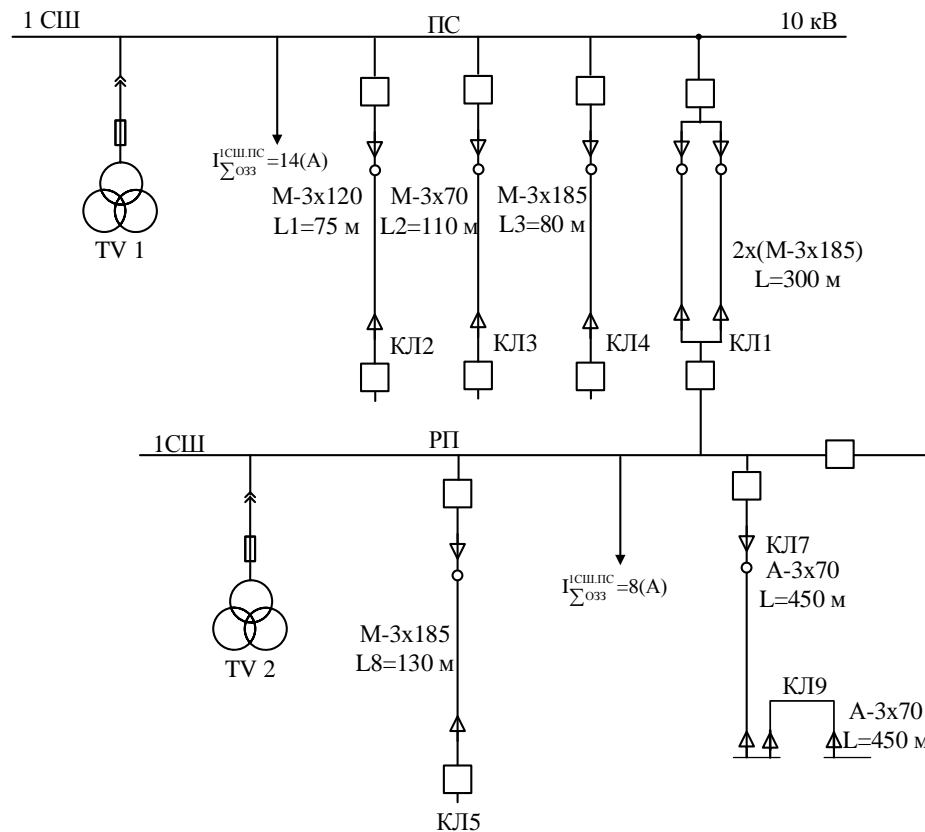


Рисунок 11.4– Принципиальная схема электрической сети 10 кВ

Расчетное значение тока ОЗЗ электрической сети, состоящей из  $n$  кабельных линий, определяется по выражению:

$$I_{O33} = \sum I_{Ci} = \sum_{i=1}^n I_{yDi} \times L_{KLi}$$

Результаты расчёта тока ОЗЗ сведём в таблицу 11.2.

Для защиты линии КЛ7 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SeramS20.

Для защиты линии КЛ7 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Ток срабатывания защиты  $I_{C3i}$  отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения  $I_{C3Pi}$ ):

$$I_{C3P.KL7} = I_{C.KL7} + I_{C.KL9} = 0,405 + 0,405 = 0,81 \text{ A.}$$

Таблица 11.2

Обозначение линии	Марка кабеля или провода	Удельный ёмкостный ток линии $I_{уд}$ , А/км	Длина линии $L_i$ , км	Ёмкостный ток линии $I_{Ci}$ , А
КЛ, подключенные ПС	–	–	–	14
КЛ2	АСБ2л–(3x120)	1,1	0,075	0,0825
КЛ3	АСБ2л–(3x70)	0,9	0,11	0,099
КЛ4	АСБ2л–(3x185)	1,4	0,08	0,112
КЛ1	2xM–(3x185)	1,4	2 по 0,3	0,84
КЛ5	ПвПнг–LS–(3x185)	2,285	0,13	0,3
Ток однофазного замыкания на землю 1–й СШ $I_{O33}$ , А				24,24
КЛ7+КЛ9	A–3x70	0,9	0,45	0,44
КЛ, подключенные РП	–	–	–	8
Ток однофазного замыкания на землю 1–й СШ $I_{O33}$ , А				8,44

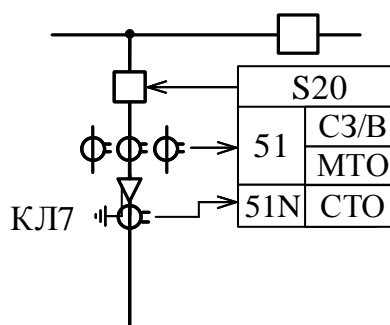


Рисунок 11.5 – Защита КЛ7

$$I_{C.з.КЛ7} \geq K_{н.с} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.зп.КЛ7} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,81 = 0,972 \text{ А}$$

Чувствительность выбранной защиты:

$$K_{ч.КЛ7} = \frac{I_{O33} - I_{C.зп.КЛ7}}{I_{C.з.КЛ7}} = \frac{8,44 - 0,81}{0,972} = 7,84 \geq K_{ч.доп} = 1,25$$

Можем сделать вывод, что защита линии КЛ7 от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

Вывод по разделу 11:

1. На рисунке 11.3 приведены время-токовые характеристики выключателей QF1, Q15 Q12, показаны их уставки по току и времени для защиты от перегрузки, селективной защиты и мгновенной токовой отсечки.

2. Уставки по току для селективной защиты выключателя Q12 выбраны с учётом отстройки от селективной токовой отсечки нижестоящей защиты (выключателя Q15).

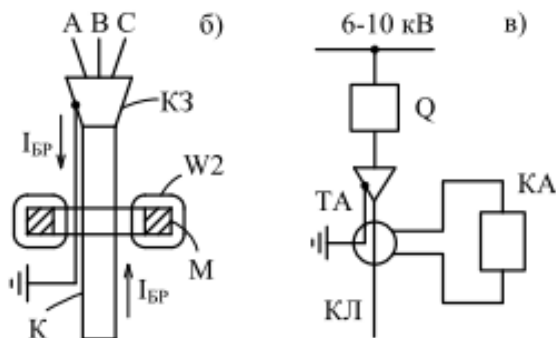


Рисунок 11.6 – Схемы питания токовых защит от ОЗЗ

3. Уставки по току для мгновенной токовой отсечки выключателя Q12 также выбраны с учётом отстройки от мгновенной токовой отсечки нижестоящей защиты (выключателя Q15).

4. Коэффициент чувствительности на одной ступени размещения выключателя Q12 удовлетворяет требованиям селективной защиты, а для мгновенной токовой отсечки не удовлетворяет нормативным значениям. Что касается дальнего резервирования на выключателе, то коэффициент чувствительности также не удовлетворяет нормативным значениям.

5. Защиты от ОЗЗ для линий КЛ7, КЛ9, КЛ10 был рассчитан ток срабатывания защиты  $I_{с.зi}$  и проверена чувствительность защиты.

6. Чувствительности линий КЛ7 достаточны для обеспечения эффективного действия защиты от ОЗЗ.

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ

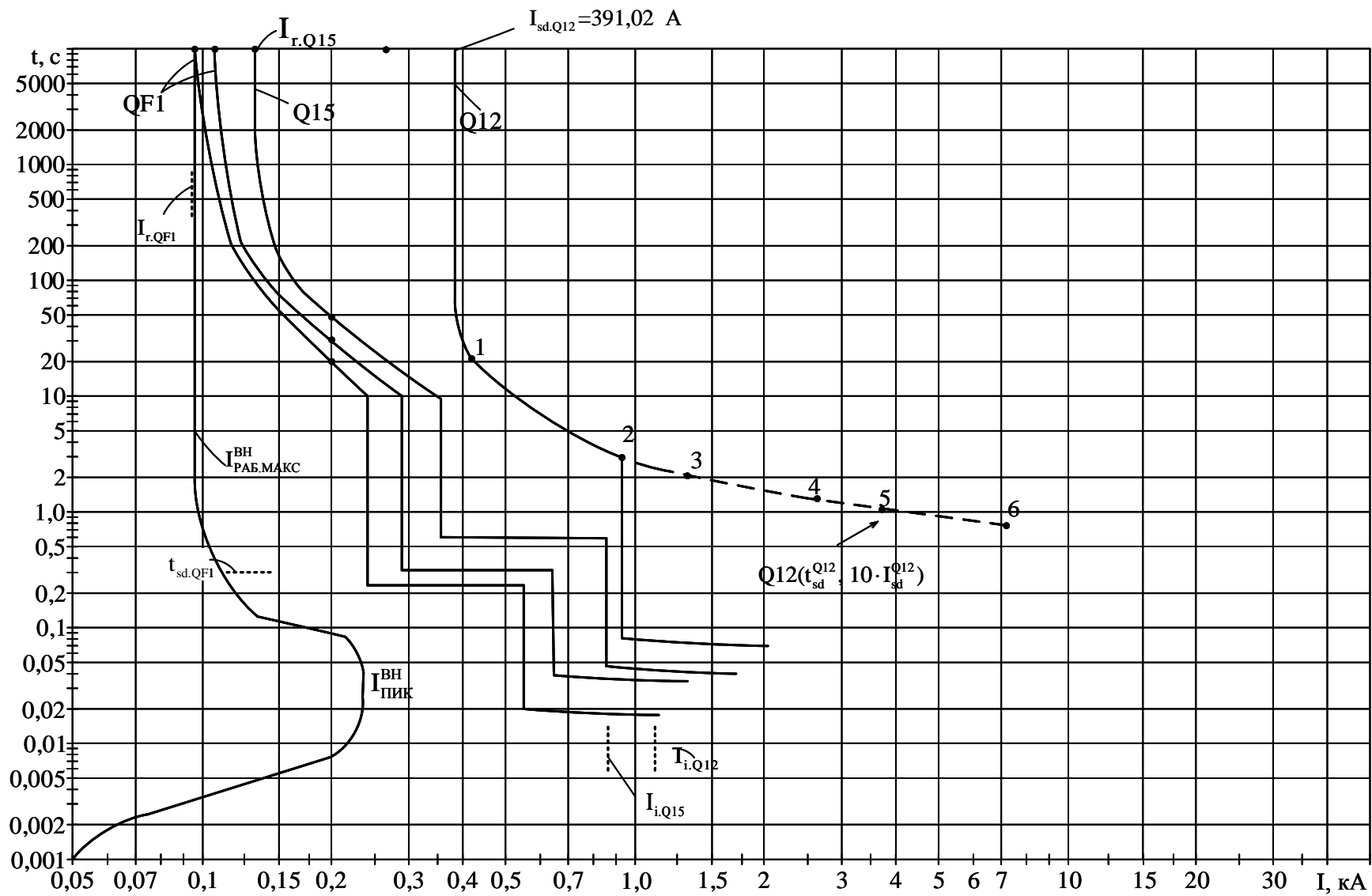


Рисунок 11.7 – Карта селективности защиты магистральной линии напряжением 10 кВ

## 12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

### 12.1 Экономический расчет затрат на разработку проекта СЭС.

Для расчета затрат на разработку технического проекта электроснабжения группы цехов завода «Красный Октябрь» составим таблицу (таблица 12.1), куда заносим виды работ (в порядке их последовательности), продолжительность их выполнения, а также состав выполняющих её людей.

Ожидаемая продолжительность работы рассчитывается по принятой двух оценочной методике, то есть исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная – наиболее неблагоприятным.

Ожидаемая продолжительность работ находится по формуле:

$$t_{\text{ожид.}} = 0,6t_{\text{мин}} + 0,4t_{\text{макс}},$$

Для примера расчетов в дальнейшем будем рассчитывать работу №3

$$t_{\text{ожид.}} = 0,6 \cdot 1 + 0,4 \cdot 2 = 1 \text{ день.}$$

Количество работников:

Руководитель – 1 человека

Инженер – 1 человек

Лаборант – 1 человек

Должностные оклады работникам:

Руководитель – 39000 руб.,

Инженер – 30000 руб.,

Лаборант – 18000 руб.

Определим коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров.

Расчет выполняется по заработной плате:

$$K_{\text{рук.}} = 39000/30000 = 1,3;$$

$$K_{\text{инж.}} = 30000/30000 = 1;$$

$$K_{\text{лаб.}} = 18000/30000 = 0,6.$$

Рассчитаем приведенную численность работников:

$$Ч_3 = N_{\text{рук.}} \cdot K_{\text{рук.}} + N_{\text{инж.}} \cdot K_{\text{инж.}} + N_{\text{лаб.}} \cdot K_{\text{лаб.}} = 1 \cdot 1,3 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,6 = 2,9.$$

Расчет приведенной трудоемкости работ:

$$T_3 = Ч_3 \cdot t_{\text{ожид.} 3} = 2,9 \cdot 1 = 2,9 \text{ инж. дней.}$$

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Расчет среднедневной заработной платы инженера. Инженер получает основную и дополнительную заработную плату. Определим дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{доп}} = (0,1 \dots 0,12) \cdot Z_{\text{осн}} ,$$

где  $Z_{\text{осн}} = 30000$  руб основная заработная плата назначается разработчиком проекта.

Тогда имеем:

$$Z_{\text{доп}} = 0,1 \cdot 30000 = 3000 \text{ руб.}$$

Таблица 12.1 – Перечень работ, продолжительности выполнения и исполнители

Номер работы	Наименование работ	Продолжительность, дней			Исполнители, человек		
		Мин.	Макс.	Ожидаемое	Руководитель	Инженер	Лаборант
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Получение и анализ задания на проектирование электроснабжения комплекса цехов	1	1	1	1	1	-
2	Подбор технической документации и литературы	2	3	2	-	1	-
3	Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	1	2	1	1	1	1
4	Расчет экономической части	2	4	3	1	1	1
5	Расчет электрических нагрузок	1	2	1	1	1	-
6	Расчет картограммы электрических нагрузок	1	2	1	1	1	-
7	Выбор числа, мощности и типа трансформаторов и их расчет	1	2	1	1	1	-
8	Расчет схемы внешнего электроснабжения	1	2	1	1	1	-
9	Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения	3	3	3	1	1	-
10	Расчет питающих линий	2	3	2	1	1	-
11	Расчет токов короткого замыкания	3	5	4	1	1	-
12	Технико-экономическое сравнение внутризаводского электроснабжения	2	5	3	1	1	1
13	Выбор электрооборудования СЭС предприятия	2	3	2	1	1	-
14	Компенсация реактивной мощности	3	4	3	1	1	-
15	Выполнение специальной части	3	5	4	1	1	1

### Окончание таблицы 12.1

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Расчет релейной защиты	3	6	4	1	1	-
17	Выполнение задания по БЖД	3	5	4	1	1	1
18	Выполнение графической части	5	8	6	1	1	1
19	Заключение	1	1	1	-	1	-
20	Оформление проекта	2	3	2	1	1	1
21	Защита проекта	1	1	1	1	1	1

Среднедневная заработная плата равна сумме основной и дополнительной, деленных на количество рабочих дней в месяце:

$$СД_{з/п} = (З_{осн} + З_{доп}) / РД = (30000 + 3000) / 24 = 1375 \text{ руб./день.}$$

Исходя из значений основной и дополнительной заработной платы инженера, рассчитаем прочие затраты. Данные сведем в таблицу 12.2.

Среднедневные прочие затраты найдем по формуле:

$$СД_{пз} = \Sigma З_{проч} / РД = 45900 / 24 = 1912 \text{ руб./день.}$$

Рассчитаем среднедневную стоимость одного инженер день:

$$СД_{инж. дня} = СД_{з/п} + СД_{пз} = 1375 + 1912 = 3287 \text{ руб./день.}$$

Стоимость работы равна произведению приведенной трудоёмкости на среднедневную стоимость инженер дня:

$$СР_3 = Т_3 \cdot СД_{ирж, дня} = 2,9 \cdot 3287 = 9532 \text{ руб.}$$

Таблица 12.2 – Прочие затраты

Номер	Наименование	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
1	Единый социальный налог	$0,3 \cdot (З_{осн} + З_{доп})$	9900
2	Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$(0,15 \dots 0,55) \cdot З_{осн}$	4500
3	Накладные расходы	$(0,45 \dots 0,85) \cdot З_{осн}$	13500
4	Командировочные расходы	$(0,15 \dots 0,25) \cdot З_{осн}$	-
5	Контрагентные услуги сторонних организаций	$(0,2 \dots 0,5) \cdot З_{осн}$	6000
6	Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$(0,4 \dots 0,6) \cdot З_{осн}$	12000
ИТОГО			45900

## 12.2 Расчёт сметной стоимости материалов

В таблица 12.4 представлен перечень материалов и комплектующих, необходимых для строительного-монтажных работ по внедрению проекта, а также их количество и стоимость. Стоимость представленных материальных элементов дана без учета транспортных затрат.

Таблица 12.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

Номер работы	Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.			Приведенная численность	Приведенная трудоемкость	Стоимость работы
		Руководитель	Инженер	Лаборант			
1	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
2	2	-	1	-	1,0	2,0	6574
3	1	1	1	1	2,9	2,9	9532
4	3	1	1	1	2,9	8,7	28597
5	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
6	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
7	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
8	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
9	3	1	1	-	2,3	6,9	22680
10	2	1	1	-	2,3	4,6	15120
11	4	1	1	-	2,3	9,2	30240
12	3	1	1	1	2,9	8,7	28597
13	2	1	1	-	2,3	4,6	15120
14	3	1	1	-	2,3	6,9	22680
15	4	1	1	1	2,9	11,6	38130
16	4	1	1	-	2,3	9,2	30240
17	4	1	1	1	2,9	11,6	38130
18	6	1	1	1	2,9	17,4	57194
19	1	-	1	-	1,0	1,0	3287
20	2	1	1	1	2,9	5,8	19065
21	1	1	1	1	2,9	2,9	9532
<b>ИТОГО</b>							<b>386818</b>

Затраты на проектирование составляют – 386818 рублей.

Таблица 12.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4	5
ВА-99С-ЕКФ	шт.	2	12,00	24,0
ВА-45-ЕКФ	шт.	24	207,00	4968,0



## Окончание таблицы 12.4

1	2	3	4	5
ТМГ-2500/10	шт.	4	1000,00	4000,0
ТМГ-1600/10	шт.	9	735,00	6615,0
ТМГ-1000/10	шт.	2	420,00	840,0
ТМГ-630/10	шт.	3	300,00	900,0
ТМГ-40/0,4	шт.	2	70,00	140,0
СТД Р <sub>Н</sub> =2000 кВт	шт.	6	2100,00	12600,0
СТД Р <sub>Н</sub> =1250 кВт	шт.	4	900,00	3600,0
СДН Р <sub>Н</sub> =500 кВт	шт.	6	450,00	2700,0
СДН Р <sub>Н</sub> =250 кВт	шт.	4	225,00	900,0
УКРМ 0,4-500	шт.	6	160,00	960,0
УКРМ 0,4-400	шт.	4	125,00	500,0
УКРМ 0,4-340	шт.	2	110,00	220,0
УКРМ 0,4-200	шт.	2	76,00	152,0
УКРМ 0,4-150	шт.	2	52,00	104,0
ТРДНС-40000/220/10	шт.	2	20000,00	40000,0
УКРМ56-КВАР 10,5-2000	шт.	4	500,00	2000,0
УКРМ56-КВАР 10,5-1600	шт.	2	260,00	520,0
УКРМ56-КВАР 10,5-1300	шт.	4	230,00	920,0
УКРМ56-КВАР 10,5-1200	шт.	2	210,00	420,0
УКРМ 0,4-800	шт.	4	190,00	760,0
УКРМ 0,4-550	шт.	2	166,00	332,0
НАМИ-10 УХЛ1	шт.	2	50,00	100,0
НАМИ-220 УХЛ1	шт.	2	386,00	772,0
ОПН-П-220	шт.	4	60,00	240,0
ОПН-10	шт.	22	6,00	132,0
РН-СЭЩ-1-220/1250	шт.	28	152,00	4256,0
РН-СЭЩ-2-220/1250	шт.	6	178,00	1068,0
ТФЗМ-220Б	шт.	5	108,00	540,0
ТОЛ-СЭЩ-10	шт.	62	85,00	5270,0
ТОЛ-СЭЩ-0,66	шт.	46	15,00	690,0
ПКТ 103-10	шт.	2	3,00	6,0
ПKN001-10У3	шт.	2	2,00	4,0
ВВМ-СЭЩ-10	шт.	56	135,00	7560,00
ВВУ-СЭЩ-10	шт.	9	90,00	810,00
АПвБП (3x50)	м.	860	0,50	430,0
АПвБП (3x95)	м.	330	0,60	198,0
АПвБП (3x120)	м.	170	0,67	113,9
АПвБП (3x150)	м.	1980	0,78	1544,4
АПвБП (3x185)	м.	1500	0,90	1350,0
АПвБП (3x240)	м.	1260	1,43	1801,8
ВГТ-СЭЩ-220	шт.	5	400,00	2000,0
ВВУ-СЭЩ-10	шт.	84	90,00	7560,0
Итого				112251,1

Затраты на приобретение материальных элементов (деталей, узлов, комплектующих), которые будут необходимы для создания разработанного объекта  $Z_m = 112251,1$  тыс.руб.

Затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект. Данные затраты можно принять как 40% от материальных затрат:

$$Z_{зп} = 0,4 Z_m = 0,4 \cdot 112251,1 = 44900,4 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение проекта:

$$Z_{вн} = Z_m + Z_{зп} = 112251,1 + 44900,4 = 157151,5 \text{ тыс.руб.}$$

В экономической части дипломного проекта следует показать, что разрабатываемый технический проект является экономически целесообразным, т.е. даст положительный экономический эффект в приемлемые сроки. Для этого необходимо рассчитать величину экономического эффекта и срок окупаемости проекта.

Экономический эффект – это разница между ожидаемыми доходами от внедрения проекта и ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Доход – это сумма денег, полученная после реализации произведенных товаров или услуг. Рассчитывается по формуле:

$$D = P \cdot Q,$$

где  $P$  – рыночная цена 1 кВт · ч электроэнергии;

$Q$  – количество потребленных кВт · ч электроэнергии предприятием за год.

$$D = 1,3488 \cdot 41264,9 = 55658,1 \text{ тыс. руб.}$$

Так же необходимо посчитать все затраты, связанные с проектом. Затраты на разработку, внедрение и реализацию проекта вычисляем по формуле:

$$Z_{\text{сум}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{вн}},$$

где  $Z_{\text{сум}}$  – суммарные затраты, связанные с проектом, рублей;

$Z_{\text{пр}}$  – затраты на проектирование, рублей;

$Z_{\text{вн}}$  – затраты на внедрение проекта, рублей.

Затраты на производство готовой продукции ( $Z_{\text{пп}}$ ) не рассчитываются, поскольку данный проект связан только с передачей электроэнергии.

Затраты на внедрение проекта определим по формуле:

$$Z_{\text{вн}} = Z_m + Z_{зп},$$

где  $Z_m$  – затраты на приобретение необходимого для внедрения проекта оборудования с учетом его доставки, рублей;

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

Ззп – затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, рублей.

$$З_{\text{сум}} = 386,818 + 112251,1 + 44900,4 = 157538,32 \text{ тыс.руб.}$$

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно приступить к расчету экономического эффекта от внедрения предлагаемого проекта и срока окупаемости проекта.

Если в результате расчета будет получена отрицательная величина, это означает, что в первом году проект не окупился и анализ экономических показателей необходимо продолжить.

Экономический эффект первого года проекта:

$$Э_1 = D_1 \cdot 20\% - З_{\text{сум}} = 55658,1 \cdot 0,2 - 157538,32 = -140406,7 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за первый год проект не окупится.

Рассмотрим второй год:

$$Э_2 = 24085,144 - 60610,376 = -36525,232 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за первый год проект не окупится.

Рассмотрим второй год:

$$Э_2 = 44526,48 - 140406,7 = -95880,22 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за второй год проект не окупится.

Рассмотрим третий год:

$$Э_3 = 44526,48 - 95880,22 = -51353,74 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за третий год проект не окупится.

Рассмотрим четвертый год:

$$Э_4 = 44526,48 - 51353,74 = -6827,26.$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за третий год проект не окупится.

Рассмотрим пятый год:

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

$$\Xi_5 = 44526,48 - 6827,26 = 37699,22.$$

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится на пятом году, но на окупаемость пойдет не весь год, а только его часть. Следовательно, срок окупаемости составит:

$$T_{\text{ок}} = 4 + \Xi_5 / D = 4 + 37699,22 / 55658,1 = 4,37 \text{ года}$$

Экономический эффект от внедрения проекта составит 37699,22 тыс.руб. за пятый год.

Вывод по разделу двенадцать

Основываясь на исходных данных, был произведен экономический расчет затрат на разработку проекта электроснабжения группы цехов завода.

Был произведен расчет сметной стоимости материалов, а так же мы пришли к выводу, что проект окупится в течении четырех лет и за пятый год эксплуатации экономический эффект от внедрения проекта составит 37699,22 тыс. руб. Что означает, что проект экономически выгоден.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

Особое внимание вопросам охраны труда и техники безопасности уделяется при проектировании главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия.

При выборе местоположения ГПП необходимо учитывать следующие факторы. ГПП максимально возможно приближена к центру электрических нагрузок предприятия с учетом площади, необходимой под расположение подстанции, рельефа местности и охранной зоны воздушной линии 220 кВ – 25 м [1, п. 2.5]. Преобладающее направление ветров юго-западное, тогда как источники загрязнения находятся с восточной стороны по отношению к ГПП.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 4,1-4,5 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и сред не агрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

Территория ГПП должна быть ограждена внешним железобетонным забором высотой 2 м.

На открытом распределительном устройстве (ОРУ) 220 кВ должен быть предусмотрен проезд шириной 4 м для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, передвижных лабораторий вдоль выключателей, трансформаторов, а также предусматривается сооружение ремонтных площадок для ревизии и ремонта трансформаторов.

Силовые трансформаторы мощностью 40000 кВА установлены на невысоком фундаменте из железобетона. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов под ними должны быть выполнены маслоприемники с гарантированным вмещением полного объема масла (масса масла 23 тонны) трансформатора, маслоотводы и маслосборники. Маслоприемник должен быть заглубленного типа и рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Дно маслоприемника необходимо засыпано промытым гранитным щебнем с частицами от 30 до 70 мм, толщина засыпки не менее 0,25 м. Маслоотводы предусматривается выполнить в виде подземных трубопроводов, так чтобы они могли обеспечивать отвод из маслоприемника масла в маслосборник закрытого типа.

Для осмотра высоко расположенных частей трансформаторов и обслуживания газовых реле предусматривается устанавливать стационарные лестницы. Также должны быть обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к указателям уровня и температуры масла трансформаторов.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

При компоновке оборудования на ОРУ 220 кВ необходимо выбирать наименьшие допустимые расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ [см.чертеж] согласно [1], приведенные в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм
1	2
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций	1800
Между проводами разных фаз	4000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до габаритов транспортируемого оборудования	2550
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	3000
От неогражденных токоведущих частей до земли при наибольшем провисании проводов	4500
От неогражденных токоведущих частей, соединяющих конденсатор устройств высокочастотной связи, телемеханики и защиты с фильтром, до земли	2500
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	3800
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	2200

Для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца трансформаторы, реакторы наружной установки должны быть окрашены в светлые тона красками, стойкими к атмосферным воздействиям и воздействию масла. Согласно [1, 1.1.29] шины фазы А обозначены желтым цветом, фазы В – зеленым, фазы С – красным.

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала предусматривается применять защитные средства.

Все защитные средства, принятые в эксплуатацию должны проходить систематическую проверку и испытания согласно «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках». Перечень защитных средств, наличие которых необходимо на ГПП, приведен в таблице 13.2.

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ должно быть выполнено в отдельном здании без окон, имеющем два выхода по его концам. Двери из ЗРУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны распределительного устройства. Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ должно быть выполнено в отдельном здании без окон, имеющем два выхода по его концам. Двери из ЗРУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны распределительного устройства.

Таблица 13.2 – Защитные средства, наличие которых необходимо на ГПП

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество
1	Штанга изолирующая 220 кВ	шт.	2
2	Штанга изолирующая 10 кВ	шт.	2
3	Штанга изолирующая 0,4 кВ	шт.	2
4	Указатель напряжения 220 кВ	шт.	2
5	Указатель напряжения 10 кВ	шт.	2
6	Указатель напряжения 0,4 кВ	шт.	2
7	Изолирующие клещи 10 кВ	шт.	1
8	Изолирующие клещи 0,4 кВ	шт.	1
9	Диэлектрические перчатки	пара	4
10	Диэлектрические боты (для ОРУ)	пара	3
11	Диэлектрические галоши	пара	2
12	Переносные заземления 220 кВ	шт.	4
13	Переносные заземления 10 кВ	шт.	4
14	Временные ограждения	шт.	2
15	Диэлектрические ковры	шт.	20
16	Плакаты переносные и знаки безопасности	комплект	4
17	Противогаз шланговый	шт.	2
18	Защитные очки	пара	2

Двери из ЗРУ должны открываются наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны распределительного устройства. ЗРУ предусматривается выполнить с двусторонним расположением ячеек КРУ, ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа должна обеспечивать удобство перемещения и разворота выкатных тележек и определяется длиной тележки плюс 0,8 м, но не менее 2 м. Ширина прохода с задней стороны КРУ 0,8 м. При выкатывании из отсека выдвижного элемента проемы к неподвижным контактам главной цепи автоматически закрываются изоляционными шторками. Тем самым исключается возможность произвольного прикосновения персонала к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Для обеспечения безопасной эксплуатации шкафы КРУ должны оснащаться блокировками. Они не допускают перемещений выдвижного элемента при включенном выключателе, включения выключателя в промежуточном положении, коммутации разъединителями при включенном выключателе и т.д.

### 13.2 Электробезопасность

Для обеспечения безопасности работ на ОРУ 220 кВ предусматривается установить разъединители типа РН–СЭЩ.

Данные разъединители имеют следующие блокировки (механическую и электромагнитную):

1) блокировка, не позволяющая включение заземляющих ножей разъединителя при включенных главных ножах;

2) блокировка, не позволяющая включение главных ножей разъединителя при включенных заземляющих ножах.

Система механической блокировки разъединителя (см. рис.2, рис.8) состоит блокировочного сектора 29 , расположенного на ведущем полюсе и блокировочного сектора 58, расположенного на валу ножа заземления.

Разъединитель и нож заземления блокируются по следующему принципу:

- Разъединитель может быть включен только при отключенном ноже заземления.

- Нож заземления может быть включен только при отключенном разъединителе.

### 13.3 Расчет защитного заземления ГПП

Для устройства заземлителя предполагается использовать вертикальные и горизонтальные электроды. Вертикальные электроды круглого сечения выполнены из стали, в качестве горизонтальных электродов используют стальную полосу. Горизонтальные и вертикальные электроды соединяются между собой сваркой. Горизонтальные электроды соединены в сетку, расстояние между внешним контуром заземлителей и оградой 3 м. Поскольку стойки ограды подстанции железобетонные с металлической арматурой, то заземлять такую ограду не надо.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок с удельным сопротивлением  $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , климатическая зона 1. Наибольший ток при замыканиях на землю на стороне 220 кВ 13,5 кА. Дополнительно в качестве естественных заземлителей используем систему тросы – опоры с сопротивлением заземления  $R_E = 2 \text{ Ом}$ .

Согласно /1, 1.7.51/ сопротивление заземляющего устройства со стороны 220 кВ должно быть не более 0,5 Ом. Со стороны 10 кВ сопротивление заземления:

$$R_{\text{ЗМ}} = \frac{U_{\text{РАСЧ}}}{I_{\text{РАСЧ}}},$$

где  $U_{\text{РАСЧ}}$  – расчетное напряжение на заземляющем устройстве по отношению к земле,  $U_{\text{РАСЧ}} = 125 \text{ В}$  (заземляющее устройство используется одновременно для заземления электрооборудования напряжением до 1000 В и выше);  $I_{\text{РАСЧ}}$  – расчетный ток замыкания на землю со стороны 10 кВ, А.

Ток замыкания на землю определим по эмпирической формуле:

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot (35 \cdot l_{\text{К}} + l_{\text{В}})}{350},$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;  $l_{\text{К}}$  – общая длина электрически связанных между собой кабельных линий,  $l_{\text{К}} = 15 \text{ км}$ ;  $l_{\text{В}}$  – общая длина электрически связанных между собой воздушных линий,  $l_{\text{В}} = 0$ .

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130



$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 15 + 0)}{350} = 15 \text{ А.}$$

Так как ток замыкания на землю меньше 20 А, необходимость компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю отсутствует.

$$R_{\text{ЗМ}} = \frac{125}{15} = 8,33 \text{ Ом.}$$

Сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя:

$$R_{\text{И}} = \frac{R_{\text{Е}} \cdot R_{\text{ЗМ}}}{R_{\text{Е}} - R_{\text{ЗМ}}} = \frac{2 \cdot 0,5}{2 - 0,5} = 0,667 \text{ Ом.}$$

Повышающие коэффициенты для климатической зоны 1 принимаем равными 7 для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и 2 для вертикальных стержневых электродов длиной 2 – 3 м при глубине заложения их вершин 0,5 – 0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления грунта с учетом повышающих коэффициентов:

для горизонтальных электродов  $\rho_{\text{РАСЧГ}} = 7 \cdot \rho = 7 \cdot 100 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

для вертикальных электродов  $\rho_{\text{РАСЧВ}} = 2 \cdot \rho = 2 \cdot 100 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Определяем сопротивление растеканию одного вертикального электрода диаметром 12 мм длиной 3 м при погружении его ниже уровня земли на 0,7 м.

$$R_{\text{О,В,Э}} = \frac{\rho_{\text{РАСЧВ}}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right),$$

где  $l$  – длина электрода, м;

$d$  – диаметр электрода, м;

$t$  – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м.

$$R_{\text{О,В,Э}} = \frac{200}{2 \cdot \pi \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 69,7 \text{ Ом.}$$

Определяем примерное число вертикальных заземлителей, не учитывая влияние соединительных полос:

$$n = \frac{R_{\text{О,В,Э}}}{k_{\text{И,В,Э}} \cdot R_{\text{И}}},$$

где  $k_{\text{И,В,Э}}$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей, предварительно примем  $k_{\text{И,В,Э}} = 0,8$ .

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

$$n = \frac{69,7}{0,8 \cdot 0,667} = 131.$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов (полос  $40 \times 6 \text{ мм}^2$ ):

$$R_{Г,Э} = \frac{\rho_{РАСЧГ}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t},$$

где  $l$  – длина горизонтального электрода по периметру контура заземления, м;  
 $b$  – ширина полосы, м;  
 $t$  – расстояние от поверхности земли до середины полосы, м.

$$R_{Г,Э} = \frac{700}{2 \cdot \pi \cdot 300} \cdot \ln \frac{2 \cdot 300^2}{0,04 \cdot 0,72} = 5,8 \text{ Ом.}$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтальных электродов с учетом взаимного экранирования горизонтальных и вертикальных электродов:

$$R_{Г,Э,д} = \frac{R_{Г,Э}}{k_{И,Г,Э}},$$

где  $k_{И,Г,Э}$  – коэффициент использования горизонтальных электродов, согласно  $k_{И,Г,Э} = 0,19$ .

$$R_{Г,Э,д} = \frac{5,8}{0,19} = 30,5 \text{ Ом.}$$

Уточняем необходимое сопротивление растеканию вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных электродов:

$$R_{В,Э} = \frac{R_{Г,Э,д} \cdot R_{И}}{R_{Г,Э,д} - R_{И}} = \frac{30,5 \cdot 0,667}{30,5 - 0,667} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Уточненное число вертикальных электродов с учетом коэффициента использования вертикальных электродов  $k_{И,В,Э} = 0,39$ :

$$n = \frac{R_{О,В,Э}}{k_{И,В,Э} \cdot R_{В,Э}} = \frac{69,7}{0,39 \cdot 0,482} = 262..$$

Окончательно принимаем 262 вертикальных электрода.  
 Проверим термическую стойкость полосы  $40 \times 6 \text{ мм}^2$ .

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

Минимальное сечение полосы по условиям термической стойкости при коротком замыкании на землю:

$$s = I_{\text{РАСЧ}} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{П}}}}{C}, \quad (13.9)$$

где  $I_{\text{РАСЧ}}$  – расчетный ток короткого замыкания на землю, А;

$t_{\text{П}}$  – приведенное время прохождения тока короткого замыкания на землю,  $t_{\text{П}} = 1,1$  с;

$C$  – постоянная, для стали  $C = 74$ .

$$s = 13500 \cdot \frac{\sqrt{1,1}}{74} = 191 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, полоса  $40 \times 6 \text{ мм}^2$  удовлетворяет условию термической стойкости.

#### 13.4 Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ и анализа возникновения аварийных ситуаций.

Постоянный контроль изоляции в сети 10 кВ производится по показаниям приборов, присоединенных к трансформаторам напряжения  $3 \times \text{ЗНОЛ-10}$ . Кроме этого, для контроля изоляции должны применяться трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛ, установленные в ячейках КРУ.

В сети напряжением 10 кВ используется сигнализация от однофазных замыканий на землю. Сигнализация ОЗЗ должна состоять из реле максимального напряжения кV, подключенного ко вторичной обмотке трансформаторов напряжения, соединенной по схеме «разомкнутого треугольника» (рисунок 13.1).

В нормальном режиме работы напряжение смещения нейтрали не превышает 15% UФ, что составляет не более 15 В на зажимах указанной вторичной обмотки. При замыкании одной фазы на землю напряжение на нейтрали возрастает до фазного значения, а на зажимах вторичной обмотки - до 100 В. Реле обычно имеет уставку по напряжению, равную  $0,3U_{\text{Ф}}$ , следовательно, оно срабатывает и включает сигнализацию (световую или звуковую) о появлении ОЗЗ в электрической цепи.

Помимо контроля состояния изоляции на щите управления предусматриваются следующие виды сигнализации: положения коммутационных аппаратов, аварийная, предупреждающая, командная и сигнализация действия защиты и автоматики. Сигнализация положения должна выполняться с помощью сигнальных ламп, которые устанавливаются на пульте дистанционного управления. При положении аппарата «включено» ровным светом горит красная лампа, при положении аппарата «отключено» ровным светом горит зеленая лампа.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

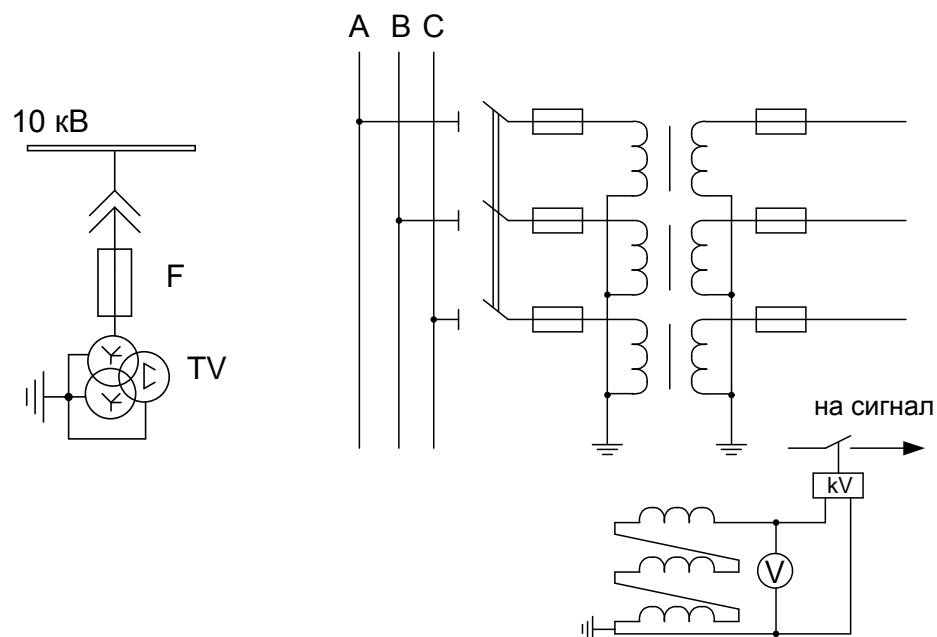


Рисунок 13.1 – Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ

Для привлечения внимания оперативного персонала при автоматическом включении или отключении выключателей выполняется мигающее свечение сигнальных ламп.

Сигнализация аварийного отключения выключателей должна применяться для извещения персонала об отключении выключателя релейной защитой и выполняется сочетанием светового и звукового сигналов. Предупреждающая сигнализация сопровождается индивидуальным световым сигналом (табло с надписью) и общим для всего щита звуковым сигналом, отличным по звуку от сигнала аварийного отключения. Командная сигнализация предназначена для передачи наиболее важных команд обслуживающему персоналу щитов управления в процессе эксплуатации. Также предусматривается применение сигнализации, контролирующей действие устройств релейной защиты и автоматики. Действие защиты сопровождается звуковым и световым сигналами аварийного отключения и выпадением флажка указательного реле соответствующей защиты. Так как подъем флажка производится вручную, на щите имеется сигнал «Флажок не поднят», напоминающий дежурному о необходимости поднять его, так как в противном случае при повторном отключении возможна неправильная ориентация персонала в действии защиты.

### 13.5 Расчет освещения ОРУ 220 кВ

Территорию ОРУ ГПП предусматривается освещать прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Выбор мощности и количества прожекторов должен производиться в соответствии с нормами ПУЭ.

Определяем световой поток:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_H \cdot K_3}{\mu \cdot e_\Sigma},$$

где  $E_H$  – нормативная освещенность, для ОРУ ГПП  $E_H = 5$  лк;

$K_3$  – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения стекол прожекторов,  $K_3 = 1,5$ ;

$\mu$  – коэффициент добавочной освещенности за счет отраженного светового потока,  $\mu = 1,1$ ;

$e_\Sigma$  – суммарная условная освещенность от близлежащих светильников,  $e_\Sigma = 1$ .

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

Число прожекторов:

$$N = \frac{E_H \cdot K_3 \cdot S \cdot z}{\Phi \cdot \eta},$$

где  $S$  – площадь ОРУ,  $S = 5000 \text{ м}^2$ ;

$z$  – отношение средней освещенности к минимальной,  $z = 1,2$ ;

$\eta$  – КПД светового потока,  $\eta = 0,65$ .

$$N = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 5000 \cdot 1,2}{6818 \cdot 0,65} = 10,2.$$

Примем число прожекторов  $N = 10$ .

Мощность одной лампы при удельной мощности  $W = 1 \text{ Вт/м}^2$ :

$$P = \frac{W \cdot S}{N} = \frac{1 \cdot 5000}{10} = 500 \text{ Вт.}$$

К установке принимаем 10 прожекторов типа РКУОЗ-500-001-УХЛ1 с лампами ДРЛ мощностью 500 Вт, сила света  $I_0 = 46$  ккд.

Минимальная высота установки прожектора из условия минимального слепящего действия:

$$H_{\text{PMIN}} \geq \sqrt{\frac{I_0}{300}} = \sqrt{\frac{46000}{300}} = 12,4 \text{ м.}$$

Устанавливаются прожекторы по периметру ОРУ ГПП на порталах высотой 17 м.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

### 13.6 Расчет молниезащиты ГПП

Молниезащита ГПП должна выполняться в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений»[3, Инструкция по применению средств защиты].

Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в году. Установка молниеотводов должно производиться на порталы.

Необходимым условием защищенности всей площади ОРУ является:

$$D \leq 8 \cdot h_A,$$

где  $D$  – диагональ четырехугольника, в вершинах которого расположены молниеотводы, м:

$$D = \sqrt{65^2 + 33^2} = 73 \text{ м.}$$

$$h_A \geq \frac{D}{8} = \frac{73}{8} = 9,2 \text{ м,}$$

Самый высокий объект на подстанции, требующий защиты, линейный вводной портал, расположенный на высоте 17 м.

Высота молниеотводов:

$$h = h_A + h_X = 10 + 17 = 27 \text{ м,}$$

где  $h_X$  – высота защиты молниеотводов.

Зона защиты молниеотвода:

$$r_X = \frac{1,6 \cdot h_A}{1 + \frac{h_X}{h}} = \frac{1,6 \cdot 10}{1 + \frac{17}{27}} = 9,8 \text{ м.}$$

Ширина защищаемой зоны:

при  $a = 65$  м:

$$b_{14} = b_{23} = 4 \cdot r_X \cdot \frac{7 \cdot h_A - a}{14 \cdot h_A - a} = 4 \cdot 9,8 \cdot \frac{7 \cdot 10 - 65}{14 \cdot 10 - 65} = 2,6 \text{ м;}$$

при  $b = 33$  м:

$$b_{12} = b_{34} = 4 \cdot r_X \cdot \frac{7 \cdot h_A - b}{14 \cdot h_A - b} = 4 \cdot 9,8 \cdot \frac{7 \cdot 10 - 33}{14 \cdot 10 - 33} = 13,6 \text{ м.}$$

Зона защиты на высоте  $h_X = 17$  м показана на рисунке 13.2.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

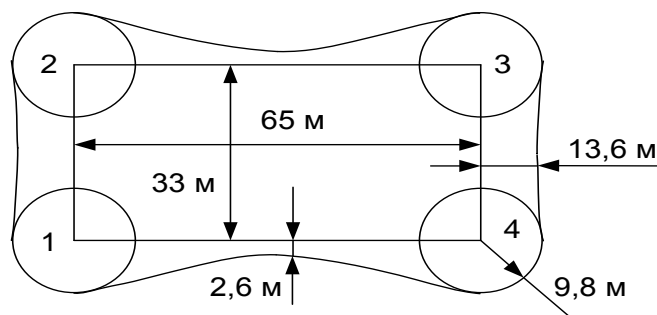


Рисунок 13.2 – Зона защиты ГПП

### 13.7 Пожарная безопасность

Пожарная опасность на ОРУ напряжением 220 кВ обусловлена наличием в принимаемом оборудовании горючих веществ и материалов: изоляция обмоток трансформаторов тока и напряжения, маслonaполненное оборудование (больше 1000 кг в единице) – трансформаторы, краска корпусов электрических аппаратов, изоляция контрольных кабелей релейной защиты [43].

Причины пожара на ОРУ могут быть электрического и неэлектрического характера.

Причины электрического характера:

- при коротких замыканиях по проводникам протекают большие токи, вследствие чего происходит нагрев проводников, загорается изоляция и окружающие предметы. Устраняется максимальной токовой защитой (МТЗ);

- перегрузка проводников при протекании по проводникам токов, на которые они не рассчитаны. Устраняется тепловой защитой;

- удары молнии на территории ОРУ. Устраняется с помощью грозозащитных тросов и стержневых молниеотводов, установленных на порталах;

- электрические искры и дуги, которые появляются в аварийных режимах, а также в нормальных режимах при коммутационных процессах. Не опасны для взрывоопасной среды;

- большое переходное сопротивление при сужении пути протекания тока и в местах контактов возникает местный нагрев. Устраняется путем выполнения контактов массивными или неразъемными (сварными).

Причины неэлектрического характера:

- неисправность оборудования;

- несоблюдение персоналом правил пожарной безопасности.

К практическим мерам пожарной безопасности относится:

- выполнение под силовыми трансформаторами, маслоприёмниками засыпных гравием;

- маслоприёмники трансформаторов выполняются с маслоотводами, в виде подземных трубопроводов, с их помощью масло отводится в маслоприёмник за-

крытого типа, удалённого от электрооборудования ОРУ-220/10 кВ на пожаробезопасное расстояние;

– фундаменты маслonaполненного оборудования выполнены из огнеупорных материалов;

Территория ОРУ-220 кВ относится к категории Г-III. Конструкция ОРУ выполняется из несгораемых материалов (железобетон, металл).

Конструктивное исполнение маслоприемника и маслосборника трансформаторов ГПП исключает его возгорание и распространение по нему пожара. Выхлопные трубы трансформаторов направляются таким образом, чтобы избежать попадания выбросов на электрооборудование и сооружения. Между трансформаторами расстояние менее 15 м, следовательно, ставится противопожарная перегородка.

По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории Г-II. Площадка ОРУ 220 кВ оборудована стационарной системой пожаротушения. При возникновении пожара система приводится в действие с пульта системы пожаротушения ОРУ 220 кВ

Здание ЗРУ должно быть выполнено из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе несгораемых со степенью огнестойкости 0,5 часа. Отходящие кабели прокладываются в кабельной эстакаде. Помещение ЗРУ оснащено огнетушителями типа ОУ-8 (5 штук), на ОРУ - ОП-5 (3 штуки).

На ГПП имеются:

- передвижной углекислотный огнетушитель ОУ-25 - 1 штука;
- ящик с песком (0,5 м<sup>3</sup>) и лопаты;
- пожарный щит.

#### Выводы по разделу тринадцать

В части безопасность жизнедеятельности уделено внимание вопросам охраны окружающей среды на предприятии, требованиям электробезопасности, анализу вредных и опасных производственных факторов, а также защитным мерам от воздействия опасных и вредных производственных факторов и от поражения электрическим током. Кроме того, произведен расчет защитного заземления, молниезащиты, освещения главной понизительной подстанции.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана схема с напряжением 220 кВ, а также произведен выбор её электрооборудования.

Было выбрано рациональное напряжение схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями. На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

Разработаны вопросы защиты магистральной линии. Рассмотрены разделы экономики и управления предприятием. Для ГПП 220/10 были описаны необходимые меры безопасности, а также рассчитаны освещение территории, параметры заземлителя и высота молниеотводов.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. 6-е и 7-е издание. Стереотипное.- СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 704 с
- 2 Каталог поставщика силовых трансформаторов ООО «КрасТехЭнерго». – <http://www.krastehenergo.ru/katalog-produkczii/transformatory-silovye.html>.
- 3 Каталог поставщика измерительных трансформаторов ТЗЛК(Р)-СЭЩ 0,66 кВ – <http://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tzlk-r-seshch-0-66/>
- 4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. [http://www.tehlit.ru/1lib\\_norma\\_doc/9/9624/](http://www.tehlit.ru/1lib_norma_doc/9/9624/)
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под. ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)
- 6 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция.
- 7 Комплектные трансформаторные подстанции блочные модернизированные 35-220 кВ. Комплектные трансформаторные подстанции универсальные 35/0,4 кВ/ Каталог КТП-СЭЩ- Б 35-220 кВ, КТП-СЭЩ- У 35/0,4 кВ. – Выпуск 18. Группа компаний «Электроцит».
- 8 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС 2006 -320 с. ил. ISBN 5-93196-542-4.
- 9 ГОСТ 27514-87. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ СВЫШЕ 1 КВ. Расчет токов короткого замыкания. – Введ. 1987 – 12 – 01. М.: Изд-во стандартов, 1987. 47с.
- 10 Выключатели элегазовые серии ВГТ на 110 и 220 кВ/ Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш. – [http://www.uetm.ru/files/katalog\\_VGT-35,110,22\\_6.pdf](http://www.uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22_6.pdf)
- 11 ТИ – 154 – 2009. Разъединитель переменного тока на напряжение 110 кВ серии РН СЭЩ. Техническая информация. Версия 1.0. – [http://www.electroshield.ru/upload/iblock/03f/ti185\\_pd\\_elsh.ru.pdf](http://www.electroshield.ru/upload/iblock/03f/ti185_pd_elsh.ru.pdf)
- 12 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС», 2012. – <http://www.twirpx.com/file/1290670.html>.
- 13 Письмо Минстроя России № 17269-ХМ/09 от 03.06.2016 г. «О рекомендуемых к применению в II квартале 2016 года индексах изменения сметной стоимости» – <http://www.consultant.ru/law/hotdocs/46620.html>.
- 14 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 4. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Курс лекций. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 187 с.
- 15 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

16 ТИ – 092 – 2009. Разъединители переменного тока на напряжение 35 кВ серии РГП СЭЩ. техническая информация. Версия 1.6. – [http://www.electroshield.ru/upload/iblock/ti092\\_rgp35\\_elsh.ru.pdf](http://www.electroshield.ru/upload/iblock/ti092_rgp35_elsh.ru.pdf)

17 Каталог КРУ СЭЩ-70. ЗАО «Группа компаний «Электрощит»- ТМ Самара». – [http://www.electroshield.ru/komplektnye\\_raspredustroystva\\_kru\\_70](http://www.electroshield.ru/komplektnye_raspredustroystva_kru_70)

18 ОПТ.135.016 ТИ. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35. Техническая информация (справочная), Самара, 2009.

19 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М. Энергоатомиздат. 1986. – 568 с.

20 Настольная книга проектировщика. Каталог ООО «Камский кабель». – <http://www.kamkabel.ru/production/printcatalog/>.

21 Токопроводы комплектные закрытые напряжением 6 и 10 кВ серии ТЗК, ТЗКР, ТЗМПЭ. Каталог. – <http://www.vniir.ru/p/tokoprovody/tzk/>

22 ДЯИМ.411152.003 ПС. Инструкция по монтажу и паспорт. Эльстер Метроника. – [http://www.elektroschetchiki.com.ua/data/katalog/images/7/ELSTER-EuroAlpa/ELSTER-EuroAlpa\\_pasport.pdf](http://www.elektroschetchiki.com.ua/data/katalog/images/7/ELSTER-EuroAlpa/ELSTER-EuroAlpa_pasport.pdf)

21 Ершов, А.М Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

24 Мастер – каталог ЕКФ. Электротехническая продукция. – [http://svetcon.ru/catalog/EKF/PDF/Master\\_katalog%20EKF%202015.pdf](http://svetcon.ru/catalog/EKF/PDF/Master_katalog%20EKF%202015.pdf).

25 Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие. Челябинск: ЧГТУ, 1991. – 104 с.

26 АО «Группа «СВЭЛ»» - РосЭнергоТранс. Электронный каталог продукции. – <http://svel.ru/ru/catalog/ukrmsvel?id=52&tab=description>

27 ООО «СКЗ «КВАР»». Каталог конденсаторных батарей – <http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/>.

28 Ершов, А.М Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 147 с.

29 Защита электрических сетей: Sepam 10: Руководство пользователя. – Schneider Electric: 2008. – 258 с.

30 Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник/ Н.И. Белоруссов., А.Е. Саакян., А.И. Яковлева.; Под ред. Н.И. Белоруссова. – 5 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.

31 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Москва, 2007 – 109 с.

31 СНиП 2.03.11 – 1985. Защита от коррозии бетонных и железобетонных строительных конструкций. Москва, 1986 – 41 с.

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

32 СНиП 2.03.11 – 1985. Защита от коррозии бетонных и железобетонных строительных конструкций. Москва, 1986 – 41 с.

33 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. Москва, 2003 – 57 с. – [http://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/41/41349/](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/41/41349/)

34 РД 34.03.603 Правила и применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках и технические требования предъявляемые к ним. Москва, 1993 – 29 с.

35 ГОСТ 12.4.011 – 89. СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ РАБОТАЮЩИХ. Москва, 1990 – 6 с.

36 ГОСТ 12.1.019 – 79. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность, общие требования. Москва, 2001 – 7 с.

37 Пождбелко, Г.С. Безопасность жизнедеятельности в примерах и задачах, часть IV / Г.С. Пождбелко, А.М Ершов, А.И. Сидоров – Челябинск: Издательский центр ЧГТУ, 1996. 90 с.

38 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1200-003. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (в ред. 2014г.)

39 Кнорринг, Г.М. Справочная книга по проектированию электрического освещения / Г.М. Кнорринг. – М.: Издательский центр «Академия», 1992. – 448 с.

40 ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва – 111 с. – [http://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/11/11702/](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11702/)

					13.03.02.2017.117.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142