

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2018 г.

Электроснабжение комплекса электросталеплавильного цеха
металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2018 г.

Руководитель проекта
к.ф.-м.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
« ___ » _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
« ___ » _____ 2018 г.

Автор проекта
студент группы П-473

_____ И.К. Кожевин
« ___ » _____ 2018 г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Кожевина Игоря Константиновича

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-473

1 Тема работы

Электроснабжение комплекса электросталеплавильного цеха
металлургического завода

утверждена приказом по университету от 04.04.2018 г. № 580

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30.05.2018 г.

3 Исходные данные к работе

из базы данных кафедры

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

1 Введение

2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений

3 Технический паспорт проекта

4 Сведения о технологическом процессе производства, данные об электроприемниках, режиме их работы

5 Расчет электрических нагрузок по рассматриваемому цеху и по предприятию в целом

6 Расчет картограммы и координат символического центра электрических нагрузок предприятия

7 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

8 Выбор величины напряжения и схемы внешнего электроснабжения

9 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия

10 Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения предприятия

11 Расчет питающих линий

12 Расчет токов короткого замыкания

13 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения

14 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС

15 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности

16 Релейная защита и автоматика СЭС

17 Безопасность жизнедеятельности

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Введение	14.05.18 – 20.05.18	
Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	07.05.18 – 13.05.18	
Технический паспорт проекта	14.05.18 – 20.05.18	
Сведения о технологическом процессе производства, данные об электроприемниках, режиме их работы	12.02.18 – 14.02.18	
Расчет электрических нагрузок по рассматриваемому цеху и по предприятию в целом	15.02.18 – 18.02.18	
Расчет картограммы и координат символического центра электрических нагрузок предприятия	19.02.18 – 21.02.18	
Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	22.02.18 – 25.02.18	
Выбор величины напряжения и схемы внешнего электроснабжения	26.02.18 – 04.03.18	
Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия	05.03.18 – 11.03.18	
Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения предприятия	12.03.18 – 18.03.18	
Расчет питающих линий	19.03.18 – 25.03.18	
Расчет токов короткого замыкания	26.03.18 – 01.04.18	
Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	02.04.18 – 08.04.18	
Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	09.04.18 – 15.04.18	
Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	16.04.18 – 22.04.18	
Релейная защита и автоматика СЭС	23.04.18 – 29.04.18	
Безопасность жизнедеятельности	30.04.18 – 06.05.18	
Оформление пояснительной записки	14.05.18 – 20.05.18	
Графическая часть	21.05.18 – 30.05.18	

Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

Руководитель работы

_____ В.И. Сафонов
(подпись)

Студент

_____ И.К. Кожевин
(подпись)

АННОТАЦИЯ

Кожевин И.К. Электроснабжение комплекса электросталеплавильного цеха металлургического завода. – Челябинск: ЮУрГУ, П, 2018. – 130 с., 30 ил., 40 табл., библиогр. список – 57 наим., 6 листов чертежей ф. А3

Задача настоящей выпускной квалификационной работы заключается в проектировании системы электроснабжения комплекса электросталеплавильного цеха металлургического завода, обеспечивающей соответствующий уровень надежности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы и безопасность в эксплуатации и обслуживании в течение всего срока службы.

Комплекс электросталеплавильного цеха состоит из пяти участков с суммарной установленной мощностью 78,31 МВт. На предприятии имеются следующие высоковольтные электроприемники с номинальным напряжением 10 кВ: восемь дуговых сталеплавильных печей и четыре дымососа (синхронных двигателя) с суммарными установленными мощностями 64 и 4 МВт соответственно. Учитывая особенности технологического процесса, завод относится ко второй категории по надежности электроснабжения.

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

Исходя из исходных данных на проектирование обеспечение электроэнергией предприятия возможно от двух независимых источников питания на напряжении 35 кВ и 110 кВ, равноудаленных от предприятия. В результате расчета рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения оказалось больше приближено к уровню напряжения 110 кВ.

В схеме внутреннего электроснабжения предприятия путем сравнения технико-экономических показателей рассмотрено питание двух трансформаторных подстанций по радиальной и магистральной схемам. В результате проведенных расчетов магистральная схема питания потребителей получилась экономически выгодной и наиболее рациональной.

Особое внимание в проекте уделено вопросам охраны труда в электроустановках.

Оформление выпускной квалификационной работы выполнено в соответствии с нормативными требованиями.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разраб.	Кожевин				Электроснабжение комплекса электросталеплавильного цеха металлургического завода	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Сафонов					В К Р	3	130
Н.контр.	Аверина					ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Утверд.	Кирпичникова							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	9
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	10
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	13
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ ОБ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКАХ, РЕЖИМЫ ИХ РАБОТЫ И КАТЕГОРИИ ПО НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
Выводы по разделу 1.....	14
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ И КООРДИНАТ СИМВОЛИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ	
2.1 Расчет электрических нагрузок по одному из цехов.....	15
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию в целом.....	27
2.3 Построение картограммы нагрузок и определение местоположения ГПП	31
Выводы по разделу 2.....	33
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	34
Выводы по разделу 3.....	38
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ	42
Выводы по разделу 4.....	45
5 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	
5.1 Определение потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	46
5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия	47
5.3 Расчет токов короткого замыкания	48
5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП	50
Выводы по разделу 5.....	52
6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
6.1 Выбор величины напряжения.....	53
6.2 Техничко-экономическое обоснование фрагмента схемы внутреннего электроснабжения	53
6.2.1 Радиальная схема фрагмента внутреннего электроснабжения.....	54
6.2.2 Магистральная схема фрагмента внутреннего электроснабжения	58

6.3 Построение схемы электроснабжения	60
6.4 Конструктивное выполнение электрической сети	60
6.5 Расчет питающих линий.....	60
Выводы по разделу 6.....	62
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	66
Выводы по разделу 7.....	73
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	74
Выводы по разделу 8.....	82
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	
9.1 Расчет размахов колебаний напряжения	83
9.2 Расчет несинусоидальности напряжения	86
9.3 Расчет несимметрии напряжения	89
9.4 Расчет остаточного напряжения при пуске двигателей	90
Выводы по разделу 9.....	91
10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	92
Выводы по разделу 10	103
11 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ	
11.1 Организация защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в электрических сетях напряжением 6–10–20–35 кВ	104
11.2 Расчет защиты распределительной сети напряжением 10 кВ от ОЗЗ ..	105
11.3 Устройство контроля изоляции	111
11.4 Трансформаторы тока нулевой последовательности	112
11.5 Основные действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ	113
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
12.1 Компоновка главной понизительной подстанции (ГПП). Обоснование выбора местоположения ГПП	115
12.2 Перечень защитных средств, применяемых на ГПП.....	115
12.3 Электробезопасность	117
12.4 Расчет защитного заземления ОРУ ГПП.....	117
12.5 Молниезащита ОРУ ГПП.....	121
12.6 Освещение ОРУ ГПП	122
12.7 Пожарная безопасность.....	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	127

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Выполнить проект электроснабжения комплекса электросталеплавильного цеха металлургического завода. Завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго).

Генплан комплекса представлен на рисунке 3.1. В таблице 1 приведены сведения об установленной мощности и другие данные для электроприемников напряжением до 1000 В, в таблице 2 – для электроприемников напряжением выше 1000 В и в таблице 3 – дополнительные данные.

Таблица 1

Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, n_p	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos\varphi$
1. Административно-бытовой комплекс	350	30	0,60	0,85
2. Электросталеплавильное производство	2650	50	0,75	0,80
3. Ремонтно-механическое отделение	–	–	–	–
4. Обдирочно-зачистное производство	1322	36	0,65	0,80
5. Производствоковки металла	4200	60	0,70	0,85

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 $\cos\varphi$
2	Электросталеплавильное производство	Дуговые сталеплавильные печи	8000	8	0,75	0,75
		Дымососы (Синхронные двигатели)	1000	4	0,70	0,90

Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ.

Таблица 3

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		6
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ		35 и 110
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	U_1	800
	U_2	2530
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	29,3
	почвы (на глубине 0,7 м)	14,2
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Есть
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Нет

Исходные данные для расчета электрических нагрузок по ремонтно-механическому отделению приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование оборудования	Мощность одного электроприемника, кВт	Количество потребителей
Заточное отделение		
1. Станок для заточки сверл	8,5	3
2. Станок универсально-заточной	8,8	2
3. Станок для заточки протяжек	1,3	3
4. Станок для доводки резцов	1,3	1
5. Станок обдирочно-шлифовальный	8,5	2
6. Станок координатно-расточной	6,7	6
7. Кран-балка	1,0	2
Лекальное отделение		
8. Станок плоскошлифовальный	4,3	4
9. Станок обдирочно-шлифовальный	2,4	3
10. Станок заточной	1,7	1
11. Станок сверлильный	2,2	2
Отделение токов высокой частоты и сварки		
12. Вибратор	2,8	2
13. Установка высокочастотная, однофазная, $U_{\text{НОМ}} = 380 \text{ В}$	67,0	1
14. Станок электроимпульсный, однофазный, $U_{\text{НОМ}} = 380 \text{ В}$	32,2	2
15. Печь электрическая	45,0	2
16. Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ В}$	6,8	3
17. Выпрямитель сварочный	19,0	2
18. Станок заточной	1,7	3

Продолжение таблицы 4

Наименование оборудования	Мощность одного электроприемника, кВт	Количество потребителей
Кузнечно-термическое отделение		
19. Ножницы гильотинные	9,0	2
20. Ножницы листовые	7,0	1
21. Молот	28,0	3
22. Пресс	7,0	2
23. Станок полировальный	8,5	1
24. Машина стыковой сварки	30,0	3
25. Кран-балка	1,0	2
26. Печь электрическая камерная	65,0	3
27. Печь шахтная	60,0	2
28. Ванна соляная	75,0	3
29. Ванна цианистая	10,0	2
30. Ванна для подогрева масла	6,8	2
31. Вентилятор	2,2	7
Отделение оснастки		
32. Станок обдирочно-шлифовальный	8,5	2
33. Станок горизонтально-фрезерный	15,1	4
34. Станок токарно-винторезный	12,9	3
35. Станок шлифовальный	5,6	2
36. Станок сверлильный	1,6	1
37. Станок радиально-сверлильный	2,9	3
38. Станок заточной для пил	10,0	2
39. Станок вертикально-фрезерный	7,0	6
40. Станок токарно-винторезный	17,6	2
41. Станок горизонтально-фрезерный	9,9	1
42. Станок строгальный	4,5	2
43. Станок плоскошлифовальный	12,8	1
44. Станок кругло-шлифовальный	36,3	2
45. Станок токарно-затылочный	4,7	1
46. Станок резьбошлифовальный	3,9	3
47. Станок внутришлифовальный	7,2	2
48. Станок токарно-винторезный	7,5	8
49. Станок горизонтально-расточной	7,0	3
50. Пила дисковая	9,6	2
51. Диск отрезной	17,6	1
52. Кран-балка	5,3	3

ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителями электрической энергии являются промышленные предприятия. Они расходуют более половины всей энергии, вырабатываемой в нашей стране.

Ввод в действие новых предприятий, расширение существующих, рост энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологии во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения.

Система распределения столь большого количества электроэнергии на промышленном предприятии должна обладать высокими техническими и экономическими показателями и базироваться на новейших достижениях современной техники. Поэтому электроснабжение промышленного предприятия должно основываться на использовании современного конкурентноспособного электротехнического оборудования, надежных экономичных аппаратах, прогрессивных конструкциях схем питания, широком применении автоматизации.

В современных условиях главными задачами специалиста, осуществляющего проектирование современной системы электроснабжения промышленного предприятия, являются правильное определение электрических нагрузок, рациональная передача и распределение электроэнергии, обеспечение необходимой степени надежности электроснабжения, качества электроэнергии на зажимах электроприемников, электромагнитной совместимости приемников электрической энергии с питающей сетью, экономия электроэнергии и других материальных ресурсов [1].

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		9

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Комплектные распределительные устройства предприятия ОАО «Электрощит Самара».

Комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-63 выпускаются с 2002 года и предназначены для работы внутри помещения (климатическое исполнение УЗ и ТЗ по ГОСТ 15150-69).

Комплектное распределительное устройство серии К-63 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630–2000 А.

КРУ-СЭЩ-63 используется:

- в нефтегазовой отрасли;
- в угольной и металлургической промышленности;
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- для нужд промышленных предприятий;
- для городских и муниципальных сетей;
- в системах собственных нужд электростанций, в том числе АЭС;
- для энергоснабжения железных дорог.

КРУ поставляются отдельными камерами с элементами для стыковки камер в распределительное устройство или транспортными блоками до трех камер в блоке со смонтированными в пределах блока соединениями главных и вспомогательных цепей.

Камеры К-63 унифицированы и независимо от схем электрических соединений главной цепи имеют схожую конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры. Исключение составляют камеры кабельного ввода (вывода) с вводом кабеля в высоковольтный отсек снизу и сверху камеры, глубина этих камер на 200 мм больше по сравнению с другими камерами. В камере предусмотрены: отсек сборных шин (расположен в нижней части камеры), отсек выдвижного элемента, линейный отсек. В верхней части камер устанавливаются релейные шкафы со встроенной аппаратурой РЗиА, аппаратурой управления, измерения и сигнализации, клеммниками и цепями вторичных соединений.

Конструкция камеры позволяет подключать не более четырех высоковольтных кабелей сечением 3х240 мм² на ток до 1000 А. Присоединения (вводы, выводы) могут быть как кабельными, так и шинными.

Встраиваемое оборудование:

- Выключатель вакуумный: ВВУ-СЭЩ, ВВМ-СЭЩ;
- Выключатель элегазовый: LF-1, LF-2;
- Трансформаторы тока: ТОЛ-СЭЩ;
- Трансформаторы тока нулевой последовательности: ТЗЛК-СЭЩ;
- Трансформаторы напряжения: НАЛИ-СЭЩ, ЗНОЛ-СЭЩ, НОЛ-СЭЩ;
- Трансформаторы собственных нужд: ОЛС-СЭЩ, ТЛС-СЭЩ.

В качестве вводных и секционных распределительных шкафов на номинальные токи 2000–3150 А должны применяться КРУ-СЭЩ-61М.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		10

Комплектные распределительные устройства серии К-61М выпускаются с 2002 года и предназначены для работы внутри помещения при тех же условиях, что и камеры К-63.

Камеры К-61М унифицированы, имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры. Исключение составляют камеры кабельного ввода (вывода) (вариант ввода кабеля в высоковольтный отсек снизу и сверху шкафа с присоединением в камере), глубина этих камер на 375 мм (токи 2000–3150 А) и на 200 мм (токи 630–1600 А) больше по сравнению с другими камерами.

Встраиваемая аппаратура:

- Выключатель вакуумный: ВВУ-СЭЩ;
- Выключатель элегазовый: LF-2, LF-3;
- Трансформаторы тока: ТОЛ-СЭЩ, ТШЛ-СЭЩ;
- Трансформаторы тока нулевой последовательности: ТЗЛК-СЭЩ;
- Трансформаторы напряжения: ЗНОЛ-СЭЩ, НОЛ-СЭЩ;
- Трансформаторы собственных нужд: ОЛС-СЭЩ, ТЛС-СЭЩ.

Присоединения (вводы, выводы) могут быть кабельными и шинными. Конструкция камеры на токи до 1600 А позволяет подключать не более четырех высоковольтных кабелей сечением 3х240 мм², на токи свыше 1600 А – не более шести кабелей, а в камерах кабельных сборок на токи 2000–3150 А – не более десяти кабелей [2].

К относительно новому поколению оборудования предприятия ОАО «Электроцит Самара» можно отнести камеры КРУ-СЭЩ-70.

Комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6(10), 20, 35 кВ и тока 630–4000 А с частотой 50 Гц.

Преимущества камер нового поколения для потребителя:

1) Надежность. Все основные узлы: выключатель, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы, микропроцессорная защита – изготовлены на предприятии «Электроцит Самара».

2) Удобство обслуживания. Размещение выключателя в средней части шкафа обеспечивает удобство работы с кабельными разделками и трансформаторами – удобный доступ к вторичным цепям, одностороннее обслуживание, упрощение кинематической схемы, уменьшение габаритов и массы, повышение надежности работы. Заземляющий разъединитель близко к фасаду, его включенные ножи хорошо просматриваются через окна в двери. Легкодоступный трансформатор напряжения на вводе. Трансформатор напряжения со встроенными предохранителями установлен на откидном кронштейне спереди отсека линейных присоединений. Панель управления – на фасадной двери отсека выключателя. Основные элементы управления, счетчик вынесены на панель на уровне глаз человека.

3) Безопасность. Оперирование основными аппаратами КРУ (выдвижным элементом, выключателем, заземляющим разъединителем) – дистанционное

с дублированием местным ручным управлением. Проходные изоляторы или композитная изоляционная перегородка локализует дугу в пределах шкафа. Только прямая фазировка А-В-С в ячейках. Индикация наличия напряжения.

4) Широкий набор опций. 4-х и 5-ти обмоточные трансформаторы тока с пломбированием цепей учета. Опционально: увеличенный отсек разделки кабеля за счет применения проходных трансформаторов тока; высоконадежные бесконтактные датчики вместо путевых выключателей; сигнализация превышения допустимой температуры на ошиновке шкафа.

Встраиваемое оборудование:

- Выключатель вакуумный: ВВУ-СЭЩ, ВВМ-СЭЩ;
- Выключатель элегазовый: LF-1, LF-2, LF-3;
- Трансформаторы тока: ТОЛ-СЭЩ, ТШЛ-СЭЩ;
- Трансформаторы тока нулевой последовательности: ТЗЛК(Р)-СЭЩ;
- Торы нулевой последовательности: СШ 120, СШ 200;
- Трансформаторы напряжения: НАМИ-СЭЩ, ЗНОЛ-СЭЩ, НОЛ-СЭЩ;
- Трансформаторы собственных нужд: ОЛС-СЭЩ, ТЛС-СЭЩ [3].

Камеры серии СЭЩ-70 спроектированы для эксплуатации в электроустановках внутреннего электроснабжения предприятия с различными номинальными значениями напряжения и тока. Несмотря на высокую функциональность, габарит ячейки по глубине меньше, чем у аналогов, поскольку в КРУ-СЭЩ-70 встроен малогабаритный выключатель, применен малогабаритный релейный отсек с поворотным блоком. Ведь несколько свободных сантиметров – это большой плюс в условиях тесного коридора обслуживания. Достоинством камер СЭЩ-70 также является широкий перечень комплектующей аппаратуры.

Среди особенностей следует отметить, что для вывода выключателя в ремонт, ремонта привода, ремонта шкафа используется легкая инвентарная тележка, с помощью которой выключатель откатывают от шкафа. Стандартно поставляется две тележки на секцию.

В работе принято к установке электрооборудование отечественного производителя по следующим причинам:

1) В результате снижения курса рубля по отношению к доллару произошло удорожание цен на продукцию иностранных компаний, в итоге электрооборудование российского производителя выходит дешевле, что немаловажно в данной экономической ситуации.

2) Удобство в ремонте, поскольку поставлять комплектующие для оборудования, которые производятся на территории нашей страны дешевле и быстрее, чем оборудование зарубежного производства, что немаловажно при внеплановых ремонтах.

В результате сравнения комплектных распределительных устройств разных серий остановим свой выбор на модели КРУ-СЭЩ-70. Камеры серии СЭЩ-70 являются на сегодняшний день унифицированной серией КРУ, заменяющей всю номенклатуру производимых до этого времени распределительных устройств. Схемы главных цепей КРУ-СЭЩ-70 можно найти на сайте предприятия: www.electroshield.ru.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Установленная мощность электроприемников напряжением ниже 1000 В на предприятии: 10309,1 кВт.

2 Установленная мощность электроприемников напряжением выше 1000 В на предприятии: 68000 кВт.

3 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: третья и вторая.

К потребителям второй категории относятся:

- административно-бытовой комплекс;
- электросталеплавильное производство;
- обдирочно-зачистное производство;
- производствоковки металла.

К потребителям третьей категории относится ремонтно-механический цех.

4 Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 72647,4 кВА.

5 Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой: $\text{tg}\varphi_{\Sigma} = 0,5$;
- расчетный: $\text{tg}\varphi_{\text{р}} = 0,496$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения предприятия: 110 кВ.

7 Тип и сечение проводов питающей линии: воздушная линия выполнена проводом АС-150/24.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 6 км.

9 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 2530 МВА.

10 Количество, тип и мощность трансформаторов ГПП.

На ГПП установлены два трансформатора типа ТРДНМ-63000/110.

11 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

12 Тип принятых ячеек РУ НН на ГПП: КРУ-СЭЩ-70 УЗ.

13 Количество цеховых трансформаторных подстанций, тип и мощность трансформаторов.

Для питания низковольтных потребителей всего установлено 6 трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощностью 630, 1000 и 1250 кВА.

14 Тип и сечение кабельных линий: ААШв(3х70), ААШв(3х150), ААШв(3х185), ААШв(3х240), ААШв(4х150).

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		13

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ ОБ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКАХ, РЕЖИМЫ ИХ РАБОТЫ И КАТЕГОРИИ ПО НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Технологический процесс производства.

Ведущая роль в производстве качественной и высоколегированной стали принадлежит плавке металла в электросталеплавильных печах. Преимущества электроплавки по сравнению с другими способами сталеплавильного производства связаны с использованием для нагрева металла электрической энергии. Благодаря ряду принципиальных особенностей этот способ приспособлен для получения разнообразного по составу высококачественного металла с низким содержанием фосфора, серы, кислорода и других нежелательных примесей и высоким содержанием легирующих элементов, придающих стали особые свойства – хрома, никеля, кремния, марганца и других элементов [4,5].

Электросталеплавильный цех металлургического завода включает в себя следующие участки:

1) Электросталеплавильное производство. Среда цеха сухая, жаркая. Содержание токопроводящей пыли 1-5 мг/м³. Основное оборудование цеха - дуговые сталеплавильные печи. Категория электроприёмников по надёжности электроснабжения – вторая. Отдельные системы (дымососы) работают в продолжительном режиме и относятся к первой категории.

2) Административно-бытовой комплекс. Среда участка нормальная, без повышенной опасности, сухая. Содержание токопроводящей пыли менее 1 мг/м³. Категория электроприёмников по надёжности электроснабжения – вторая.

3) Ремонтно-механическое отделение. Среда цеха сухая нормальная. Категория электроприёмников по надёжности электроснабжения – третья.

4) Обдирочно-зачистное производство. Среда цеха нормальная. Содержание пыли менее 1 мг/м³. Категория электроприёмников по надёжности электроснабжения – вторая.

5) Производствоковки металла. Среда цеха нормальная сухая. Содержание пыли в цехе 1-5 мг/м³. Категория электроприёмников по надёжности электроснабжения – вторая.

В комплексе электросталеплавильного цеха нет отделений с химически активной и органической средой [6].

Выводы по разделу 1

В данном разделе отражен основной технологический процесс производства. Представлены сведения о среде цехов, данные об электроприемниках, режиме их работы. На предприятии преобладают электроприемники второй категории по надёжности электроснабжения.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		14

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ И КООРДИНАТ СИМВОЛИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчет электрических нагрузок – это важный, начальный этап при проектировании любой системы электроснабжения, результаты которого прямо или косвенно влияют на все остальные этапы и, следовательно, в конечном счете, на технико-экономические показатели проекта. Чрезмерное завышение расчетных нагрузок ведет к увеличению капитальных затрат, а занижение – к увеличению эксплуатационных расходов.

В настоящее время для расчета электрических нагрузок промышленного предприятия используется метод упорядоченных диаграмм [7]. Исходным материалом для расчетов служат сведения о нагрузках промышленного предприятия.

Заданием на выпускную квалификационную работу предусматривается подробный расчет электрических нагрузок одного из цехов или части крупного цеха (отделения, участка). Определение электрических нагрузок по остальным цехам производится по укрупненным показателям.

2.1 Расчет электрических нагрузок по одному из цехов

Согласно исходным данным необходимо произвести подробный расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому отделению. План ремонтно-механического цеха представлен на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – План ремонтно-механического цеха

Рассмотрим расчет нагрузки трехфазных электроприемников на примере электроснабжения отделений от распределительных шинопроводов.

Номинальная активная мощность i -ой группы электроприемников находится по формуле [8]:

$$P_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ни}},$$

где n – число электроприемников в группе;

$P_{\text{ни}}$ – номинальная мощность одного электроприемника i -го типа.

К примеру, для группы станков для заточки сверл имеем:

$$P_{\text{н}} = 3 \cdot 8,5 \text{ кВт} = 25,5 \text{ кВт}.$$

Для остальных типов электроприемников групповая установленная мощность определена аналогично и приведена в таблице 2.1.

Расчетные активная и реактивная нагрузки отделения цеха, питающегося от распределительного шинпровода (II уровень с точки зрения расчета электрических нагрузок), могут быть найдены по формулам [8, п. 3.2.7, 3.2.8]:

$$P_{\text{р}} = K_{\text{ра}} \sum_{i=1}^m K_{\text{иаи}} \cdot P_{\text{ни}};$$

$$\begin{cases} Q_{\text{р}} = 1,1 \sum_{i=1}^m K_{\text{иаи}} \cdot P_{\text{ни}} \cdot \text{tg}\varphi, & \text{при } n_{\text{э}} \leq 10; \\ Q_{\text{р}} = \sum_{i=1}^m K_{\text{иаи}} \cdot P_{\text{ни}} \cdot \text{tg}\varphi, & \text{при } n_{\text{э}} > 10; \end{cases}$$

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

$K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей напряжением до 1 кВ по [8, таблица 1] в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_{\text{э}}$ и группового коэффициента использования установленной мощности $K_{\text{и}}$;

$K_{\text{иаи}}$ – коэффициент использования электроприемников i -го типа, например, для станка для заточки сверл $K_{\text{иаи}} = 0,12$ [9]. Для остальных электроприемников значения $K_{\text{иаи}}$ приведены в таблице 2.1;

$\text{tg}\varphi_i$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности электроприемников i -го типа, найденный по средневзвешенному коэффициенту мощности $\cos\varphi_i$;

$n_{\text{э}}$ – эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода. Согласно [8]:

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^m P_{\text{ни}} \right)^2}{\sum_{i=1}^m (n_i \cdot P_{\text{ни}}^2)}.$$

Средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле [8, п. 2.8]:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^m K_{\text{ни}} \cdot p_{\text{ни}}}{\sum_{i=1}^m p_{\text{ни}}}.$$

Расчетную полную мощность и ток определим по формулам:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2},$$

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети: 0,4 кВ.

Согласно исходным данным, в отделении токов высокой частоты и сварки ремонтно-механического цеха имеются однофазные электроприемники. Для уменьшения влияния однофазных электроприемников на коэффициенты несимметрии по напряжению прямой и обратной последовательностей распределим однофазные электроприемники по фазам так, чтобы они были загружены равномерно, насколько это возможно. Однофазные электроприемники и их размещение по фазам представлены в таблице 2.2.

Для однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения, найдем приведенные к соответствующим фазам установленные мощности по формулам:

$$P_{\text{ни},m} = P_{\text{ни},mn} \cdot k_{mn(m)i}; P_{\text{ни},n} = P_{\text{ни},mn} \cdot k_{mn(n)i};$$

$$Q_{\text{ни},m} = P_{\text{ни},mn} \cdot q_{mn(m)i}; Q_{\text{ни},n} = P_{\text{ни},mn} \cdot q_{mn(n)i};$$

где $P_{\text{ни},m}$ и $Q_{\text{ни},m}$ – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе m ;

$P_{\text{ни},n}$ и $Q_{\text{ни},n}$ – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе n ;

$P_{\text{ни},mn}$ – номинальная мощность электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn ;

$k_{mn(m)i}$ – коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m ;

$$k_{mn(m)i} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn},$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ – коэффициент реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn .

$k_{mn(n)i}$ – коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n :

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn}.$$

$q_{mn(m)i}$ – коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m :

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}}.$$

$q_{mn(n)i}$ – коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n :

$$q_{mn(n)i} = \frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} + \frac{1}{2\sqrt{3}}.$$

Далее для однофазных электроприемников, подключенных как на линейные, так и на фазные напряжения, находятся средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз по формулам:

$$P_{ci,m} = K_{ii} \cdot P_{ni,m};$$

$$Q_{ci,m} = K_{ii} \cdot Q_{ni,m}.$$

Результаты расчёта для всех однофазных электроприемников (средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз), представлены в таблице 2.2. В строке «Итого по однофазным электроприёмникам» приведены суммарные значения установленных и средних мощностей соответствующих фаз, потребляемых всеми однофазными электроприемниками.

Расчет нагрузок по цеху заканчивается расчетом электрических нагрузок на шинах цеховой ТП. В отличие от предыдущих расчетов, расчетная реактивная мощность находится по формуле [8, п. 3.2.8.2]:

$$Q_p = K_{pa} \sum_{i=1}^m K_{iai} \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i.$$

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок ремонтно-механического цеха

Исходные данные					Расчетные величины				Расчетная мощность						
по заданию технологов				справочные		$k_{иа} \cdot P_{ном}$, кВт	$k_{иа} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi$, квар	$p_{р_{ном}}^2$, кВт ²	$p_{э}$	$K_{ра}$	K_{pp}	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	п, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$										
		$P_{ном1}$	$P_{ном}$												
1) Заточное отделение (ШР-1)															
1 Станок для заточки сверл	3	8,5	25,5	0,12	$\frac{0,40}{2,29}$	3,06	7,01	216,8							
2 Станок универсально-заточной	2	8,8	17,6	0,12	$\frac{0,40}{2,29}$	2,11	4,84	154,9							
3 Станок для заточки протяжек	3	1,3	3,9	0,12	$\frac{0,40}{2,29}$	0,47	1,07	5,1							
4 Станок для доводки резцов	1	1,3	1,3	0,12	$\frac{0,40}{2,29}$	0,16	0,36	1,7							
5 Станок обдирочно-шлифовальный	2	8,5	17,0	0,12	$\frac{0,40}{2,29}$	2,04	4,67	144,5							
6 Станок координатно-расточной	6	6,7	40,2	0,12	$\frac{0,40}{2,29}$	4,82	11,05	269,3							
7 Кран-балка	2	1,0	2,0	0,50	$\frac{0,50}{1,73}$	0,30	0,52	2,0							
Итого по ШР-1	19	36,1	107,5	0,12		12,96	29,53	794,2	14,55	1,74	1,0	22,6	29,5	37,2	56,5

Изм.	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

Исходные данные					Расчетные величины					Расчетная мощность					
по заданию технологов				справочные		к _{иа} ·P _{ном} , кВт	к _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	p _{ном} ² , кВт ²	пэ	K _{ра}	K _{pp}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _p , А
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	п, шт.	Номинальная мощность, кВт		к _{иа}	cosφ / tgφ										
		P _{ном1}	P _{ном}												
2) Лекальное отделение (ШР-2)															
8 Станок плоскошлифовальный	4	4,3	17,2	0,12	0,40 / 2,29	2,06	4,73	74,0							
9 Станок обдирочно-шлифовальный	3	2,4	7,2	0,12	0,40 / 2,29	0,86	1,98	17,3							
10 Станок заточной	1	1,7	1,7	0,12	0,40 / 2,29	0,20	0,47	2,9							
11 Станок сверлильный	2	2,2	4,4	0,12	0,40 / 2,29	0,53	1,21	9,7							
Итого по ШР-2	10	10,6	30,5	0,12		3,66	8,39	103,8	8,96	2,05	1,1	7,5	9,2	11,9	18,1

Изм	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

Исходные данные					Расчетные величины							Расчетная мощность			
по заданию технологов				справочные		$k_{иа} \cdot P_{НОМ},$ кВт	$k_{иа} \cdot P_{НОМ} \cdot \text{tg}\varphi,$ квар	$p_{НОМ}^2,$ кВт ²	$n_{э}$	$K_{ра}$	K_{pp}	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА	$I_p,$ А
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	п, шт	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$										
		$P_{НОМ1}$	$P_{НОМ}$												
3) Отделение токов высокой частоты и сварки (ШР-3)															
Однофазные ЭП	6		194,3	0,34		65,25	41,19	6701,4							
12 Вибратор	2	2,8	5,6	0,80	$\frac{0,65}{1,17}$	4,48	5,24	15,7							
15 Печь электрическая	2	45,0	90,0	0,60	$\frac{0,75}{0,88}$	54,00	47,62	4050,0							
17 Выпрямитель сварочный	2	19,0	38,0	0,60	$\frac{0,80}{0,75}$	22,80	17,10	722,0							
18 Станок заточной	3	1,7	5,1	0,12	$\frac{0,40}{2,29}$	0,61	1,40	8,7							
Итого по ШР-3	15		333,0	0,44		147,14	112,55	11497,8	9,64	1,07	1,1	157,4	123,8	200,3 304,3	

Изм	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

Исходные данные						Расчетные величины			пэ	Кра	Кpp	Расчетная мощность			Ip, А
по заданию технологов				справочные		kia·Pном, кВт	kia·Pном·tgφ, квар	np ² ном, кВт ²				Pr, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	п, шт	Номинальная мощность, кВт		kia	cosφ / tgφ										
		Pном1	Pном												
4) Кузнечно-термическое отделение (ШР-4)															
19 Ножницы гильотинные	2	9,0	18,0	0,13	0,50 / 1,73	2,34	4,05	162,0							
20 Ножницы листовые	1	7,0	7,0	0,17	0,65 / 1,17	1,19	1,39	49,0							
21 Молот	3	28,0	84,0	0,20	0,65 / 1,17	16,80	19,64	2352,0							
22 Пресс	2	7,0	14,0	0,17	0,65 / 1,17	2,38	2,78	98,0							
23 Станок полировальный	1	8,5	8,5	0,12	0,40 / 2,29	1,02	2,34	72,3							
24 Машина стыковой сварки	3	30,0	90,0	0,30	0,60 / 1,33	27,00	36,00	2700,0							
25 Кран-балка	2	1,0	2,0	0,15	0,50 / 1,73	0,30	0,52	2,0							

Изм	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

Исходные данные					Расчетные величины			пэ	Kpa	Kpp	Расчетная мощность			Ip, А	
по заданию технологов				справочные	kia·Pном, кВт	kia·Pном·tgφ, квар	np ² ном, кВт ²				Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА		
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	п, шт	Номинальная мощность, кВт		kia				cosφ / tgφ							
		Pном1	Pном												
4) Кузнечно-термическое отделение (ШР-4)															
26 Печь электрическая камерная	3	65,0	195,0	0,70	0,85 / 0,62	136,50	84,60	12675,0							
27 Печь шахтная	2	60,0	120,0	0,70	0,85 / 0,62	84,00	52,06	7200,0							
28 Ванна соляная	3	75,0	225,0	0,50	0,62 / 0,80	112,50	84,38	16875,0							
29 Ванна цианистая	2	10,0	20,0	0,50	0,75 / 0,80	10,00	7,50	200,0							
30 Ванна для подогрева масла	2	6,8	13,6	0,50	0,75 / 0,80	6,80	5,10	92,5							
31 Вентилятор	7	2,2	15,4	0,65	0,75 / 0,80	10,01	7,51	33,9							
Итого по ШР-4	33	309,5	812,5	0,51		410,84	307,86	42511,6	15,53	1,00	1,0	410,8	307,9	513,4	780,0

Продолжение таблицы 2.1

Исходные данные						Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А
по заданию технологов				справочные		k _{иа} ·P _{НОМ} , кВт	k _{иа} ·P _{НОМ} ·tgφ, квар	p _{НОМ} ² , кВт ²	пэ	K _{ра}	K _{рр}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	п, шт	Номинальная мощность, кВт		k _{иа}	cosφ tgφ										
		P _{НОМ1}	P _{НОМ}												
5) Отделение оснастки (ШР-5)															
32 Станок обдирочно-шлифовальный	2	8,5	17,0	0,12	0,40 2,29	2,04	4,67	144,5							
33 Станок горизонтально-фрезерный	4	15,1	6,4	0,17	0,65 1,17	10,27	12,00	912,0							
34 Станок токарно-винторезный	3	12,9	38,7	0,17	0,65 1,17	6,58	7,69	499,2							
35 Станок шлифовальный	2	5,6	11,2	0,12	0,40 2,29	1,34	3,08	62,7							
36 Станок сверлильный	1	1,6	1,6	0,12	0,40 2,29	0,19	0,44	2,6							
37 Станок радиально-сверлильный	3	2,9	8,7	0,12	0,40 2,29	1,04	2,39	25,2							
38 Станок заточной для пил	2	10,0	20,0	0,17	0,65 1,17	3,40	3,98	200,0							
39 Станок вертикально-фрезерный	6	7,0	42,0	0,12	0,40 2,29	5,04	11,55	294,0							
40 Станок токарно-винторезный	2	17,6	35,2	0,17	0,65 1,17	5,98	7,00	619,5							
41 Станок горизонтально-фрезерный	1	9,9	9,9	0,14	0,50 1,73	1,39	2,40	98,0							
42 Станок строгальный	2	4,5	9,0	0,12	0,40 2,29	1,08	2,47	40,5							
43 Станок плоскошлифовальный	1	12,8	12,8	0,17	0,65 1,17	2,18	2,54	163,8							

Изм	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

Исходные данные						Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А	
по заданию технологов					справочные		к _{иа} ·P _{НОМ} , кВт	к _{иа} ·P _{НОМ} ·tgφ, квар	np ² _{НОМ} , кВт ²	n _э	K _{ра}	K _{pp}	P _p , кВт	Q _p , квар		S _p , кВА
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт	Номинальная мощность, кВт		к _{иа}	cosφ / tgφ											
		P _{НОМ1}	P _{НОМ}													
5) Отделение оснастки (ШР-5)																
44 Станок круглошлифовальный	2	36,3	72,6	0,17	0,65 / 1,17	12,34	14,43	2635,4								
45 Станок токарно-затылочный	1	4,7	4,7	0,12	0,40 / 2,29	0,56	1,29	22,1								
46 Станок резьбошлифовальный	3	3,9	11,7	0,12	0,40 / 2,29	1,40	3,22	45,6								
47 Станок внутришлифовальный	2	7,2	14,4	0,12	0,40 / 2,29	1,73	3,96	103,7								
48 Станок токарно-винторезный	8	7,5	60,0	0,12	0,40 / 2,29	7,20	16,50	450,0								
49 Станок горизонтально-расточной	3	7,0	21,0	0,12	0,40 / 2,29	2,52	5,77	147,0								
50 Пила дисковая	2	9,6	19,2	0,12	0,50 / 1,73	2,30	3,99	184,3								
51 Диск отрезной	1	17,6	17,6	0,14	0,50 / 1,73	2,46	4,27	309,8								
52 Кран-балка	3	5,3	15,9	0,20	0,50 / 1,73	3,18	5,51	84,3								
Итого по ШР-5	54	207,5	503,6	0,15		74,24	119,16	7044,3	36,0	1,55	1,0	115,4	119,2	165,9	252,0	
Итого по ремонтно-механическому участку	131		1787,1	0,36	0,75 / 0,89	648,84	577,48	61951,7	51,55	0,70	0,7	454,2	404,2	608,0	923,8	

Таблица 2.2 – Расчеты по определению средних активной и реактивной мощностей фаз, обусловленных однофазными электроприемниками отделения токов высокой частоты и сварки ремонтно-механического цеха

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{НОМ} , кВт	n, шт.	np ² _{НОМ} , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _л , кВт			Коэффициенты приведения Р и Q нагрузки к фазе			Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _ф , кВт			k _{иа}	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену						
				AB	BC	CA	k _ф	k	q	A	B	C			P _с , кВт			Q _с , квар			
				5	6	7	8	9	10	11	12	13			A	B	C	A	B	C	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
3) Отделение токов высокой частоты и сварки																					
Электроприёмники, подключенные на линейное напряжение (U _л = 380 В)																					
13 Установка высоко-частотная P _{НОМ} = 67 кВт	67,0	1	4489,00	67,0			A	0,89	0,38	59,63			0,35	1,33	20,87			8,91			
							B	0,11	0,96		7,37					2,58		22,51			
14 Станок электро-импульсный, P _{НОМ} = 32,2 кВт	64,4	2	2073,68		32,2		B	0,84	0,30		27,05		0,17	1,17		4,60			1,64		
							C	0,16	0,88			5,15					0,88		4,82		
							C	0,84	0,30			27,05					4,60		1,64		
Итого	131,4	3	6562,68												21,75	7,18	5,48	13,73	24,15	6,46	
Электроприёмники, подключенные на фазное напряжение (U _ф = 220 В)																					
16 Трансформатор сварочный. P _{НОМ} = 6,8 кВт	20,4	3	138,72											0,20	2,68			4,08			10,93
Итого	20,4	3	138,72															4,08			10,93
Итого по отделению	151,8	6	6701,40												21,75	7,18	9,56	13,73	24,15	17,39	

Полные мощности фаз А, В, С равны соответственно 25,72 кВт; 25,19 кВт и 19,84 кВт. Наиболее загруженной оказалась фаза А.

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию в целом

Для остальных цехов предприятия в исходных данных заданы следующие укрупнённые показатели: суммарная установленная мощность электроприемников P_n , эффективное число электроприемников $n_э$, средневзвешанные по цеху коэффициент использования $K_{и}$ и коэффициент мощности $\cos\varphi$. Расчетная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится по формуле:

$$P_{р.сил} = K_{ра} \cdot K_{и} \cdot P_n \quad (2.1)$$

Расчетная реактивная мощность силовой нагрузки по цеху определяется по формуле:

$$Q_{р.сил} = K_{ра} \cdot K_{и} \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2.2)$$

Например, для обдирочно-зачистного производства (цех №4) имеем следующие исходные данные: $P_n = 1322$ кВт; $n_э = 36$; $K_{и} = 0,65$; $\cos\varphi = 0,8$ ($\operatorname{tg}\varphi = 0,75$). Цех питается от собственной трансформаторной подстанции, поэтому коэффициент $K_{ра}$ берется по [8, таблица 2]. $K_{ра} = 0,85$.

Соответственно имеем расчетные активную и реактивную мощности силовой нагрузке в рассматриваемой цехе (формулы (2.1) и (2.2)):

$$P_{р.сил} = 0,85 \cdot 0,65 \cdot 1322 = 730,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.сил} = 0,85 \cdot 0,65 \cdot 1322 \cdot 0,75 = 547,8 \text{ квар}.$$

Помимо расчета силовой нагрузки необходимо определить расчетную осветительную нагрузку в каждом цехе и на территории предприятия. Расчетную нагрузку осветительных электроприёмников найдем по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса.

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{уд.о} \cdot F_{ц}, \quad (2.3)$$

$$Q_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{уд.о} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o, \quad (2.4)$$

где $K_{с.о}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки; определяется по [10, п. 2.2]. К примеру, для цеха обдирочно-зачистного производства: $K_{с.о} = 0,9$;

$P_{уд.о}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха. Определяется согласно [7, таблица 1.7]. Для цеха обдирочно-зачистного производства: $P_{уд.о} = 0,013 \text{ кВт} / \text{м}^2$;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м^2 . Определяется графическим путем по исходным данным. Для цеха обдирочно-зачистного производства: $F_{ц} = 6050 \text{ м}^2$;

$\operatorname{tg}\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света, $\operatorname{tg}\varphi_0 = 0,48$.

Для цеха №4 имеем по формулам (2.3) и (2.4)

$$P_{p.o} = 0,9 \cdot 0,013 \cdot 6050 = 70,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = 0,9 \cdot 0,013 \cdot 6050 \cdot 0,48 = 34,3 \text{ квар}.$$

Расчетная полная мощность для каждого цеха определяется

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

В результате для цеха №4 имеем:

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{(730,4 + 70,8)^2 + (547,8 + 34,3)^2} = 990,3 \text{ кВА}.$$

Для остальных цехов результаты расчета силовой низковольтной нагрузки, осветительной нагрузки и полных расчетных мощностей представлены в таблице 2.3.

Высоковольтной нагрузкой на предприятии являются дуговые сталеплавильные печи и дымососы (синхронные двигатели), которые находятся в цехе сталеплавильного производства (цех №2). Исходными данными электроприемников являются: установленная мощность одного электроприемника, количество электроприемников, коэффициент использования $K_{\text{и}}$ и коэффициент мощности $\cos\varphi$.

Определение расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников производят также, как и низковольтных. Для синхронных двигателей коэффициент мощности $\cos\varphi$ берется опережающим.

Для высоковольтных электроприемников коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности принимается равным единице, поэтому расчетные нагрузки приравниваются средним нагрузкам.

Для дуговых сталеплавильных печей имеем (формулы (2.1) и (2.2)):

$$P_p = 1 \cdot 0,75 \cdot 64000 = 48000 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1 \cdot 0,75 \cdot 64000 \cdot 0,88 = 42240 \text{ квар}.$$

Таблица 2.3 заканчивается итоговой строкой, в которой записаны суммарные данные по низковольтным и высоковольтным электроприемникам: номинальная активная мощность, средние и расчетные активные и реактивные нагрузки, полная расчетная нагрузка, а также средние значения коэффициентов $K_{\text{и}}$ и $\cos\varphi$.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

28

Таблица 2.3 – Расчет электрических нагрузок по предприятию в целом

Наименование цехов и узлов СЭС	n_{Σ}	$P_{НОМ}$, кВт	$K_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{\operatorname{tg}\varphi}$	P_c , кВт	Q_c , квар	K_{pa}	P_p , кВт	Q_p , квар
Нагрузка 0,4 кВ									
1 Административно-бытовой комплекс	30	350,0	0,60	$\frac{0,85}{0,62}$	210,0	130,2	0,85	178,5	110,7
2 Электросталеплавильное производство	50	2650,0	0,75	$\frac{0,80}{0,75}$	1987,5	1490,6	0,85	1689,4	1267,0
3 Ремонтно-механическое отделение	52	1787,1	0,36	$\frac{0,75}{0,89}$	643,4	572,6	0,70	450,3	400,8
4 Обдирочно-зачистное производство	36	1322,0	0,65	$\frac{0,80}{0,75}$	859,3	644,5	0,85	730,4	547,8
5 Производствоковки металла	60	4200,0	0,70	$\frac{0,85}{0,62}$	2940,0	1822,8	0,80	2352,0	1458,2
6 Освещение территории									
Итого по 0,4 кВ:		10309,1	0,64		6640,2	4660,7		5400,6	3784,6
Нагрузка 10 кВ (Электросталеплавильное производство)									
1 Дуговые сталеплавильные печи	8	64000,0	0,75	$\frac{0,75}{0,88}$	48000,0	42240,0	1,00	48000,0	42240,0
2 Дымососы (синхронные двигатели)	4	4000,0	0,70	$\frac{-0,90}{-0,48}$	2800,0	-1344,0	1,00	2800,0	-1344,0
Итого по 10 кВ:	12	68000,0	0,75		50800,0	40896,0		50800,0	40896,0
Итого:		78309,1	0,73	$\frac{0,78}{0,79}$	57440,2	45556,7		56200,6	44680,6

Продолжение таблицы 2.3

Наименование цехов и узлов СЭС	$F_{ц}, м^2$	$P_{уд.о'}, кВт / м^2$	$\frac{\cos\varphi_0}{\operatorname{tg}\varphi_0}$	$K_{с.о}$	$P_{р.о}, кВт$	$Q_{р.о}, квар$	$P_p + P_{р.о}, кВт$	$Q_p + Q_{р.о}, квар$	$S_{p.\Sigma}, кВ\cdot А$
Нагрузка 0,4 кВ									
1 Административно-бытовой комплекс	1180	0,020	$\frac{0,90}{0,48}$	0,85	20,1	9,7	198,6	120,4	232,2
2 Электросталеплавильное производство	18444	0,012	$\frac{0,90}{0,48}$	0,90	199,2	96,5	1888,6	1363,5	2329,3
3 Ремонтно-механическое отделение	6050	0,013	$\frac{0,90}{0,48}$	0,90	70,8	34,3	521,1	435,1	678,9
4 Обдирочно-зачистное производство	6050	0,013	$\frac{0,90}{0,48}$	0,90	70,8	34,3	801,2	582,1	990,3
5 Производствоковки металла	16038	0,013	$\frac{0,90}{0,48}$	0,90	187,6	90,9	2539,6	1549,1	2974,8
6 Освещение территории	117672	0,002	$\frac{0,90}{0,48}$	1,00	235,3	114,0	235,3	114,0	261,5
Итого по 0,4 кВ:					783,8	379,6	6184,4	4164,2	7455,7
Нагрузка 10 кВ (Электросталеплавильное производство)									
1 Дуговые сталеплавильные печи							48000,0	42240,0	63939,2
2 Дымососы (синхронные двигатели)							2800,0	-1344,0	3105,9
Итого по 10 кВ:							50800,0	40896,0	65216,0
Итого:							56984,4	45060,2	72647,4

Изм

Лист

№ документа

Подпись

Дата

13.03.02.2017.156.00.00 ПЗ

30

Лист

2.3 Построение картограммы нагрузок и определение местоположения ГПП

При проектировании системы электроснабжения на генеральный план предприятия наносятся все производственные цехи с картограммой нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам цехов.

Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением выше 1000 В, электроприемников напряжением до 1000 В и электрического освещения. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах (за исключением ремонтно-механического участка), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с геометрическими центрами цехов на генплане. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (2.5)$$

$$\alpha_{ni} = 360^\circ \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \alpha_{vi} = 360^\circ \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \alpha_{oi} = 360^\circ \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}, \quad (2.6)$$

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

m – масштаб площадей картограммы электрических нагрузок, кВт / мм².

Масштаб картограммы электрических нагрузок найдем из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой $P_{p.min}$ принимаем равным $R_{min} = 5$ мм. Тогда масштаб картограммы можно определить по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot R_{min}^2}. \quad (2.7)$$

Расчетная мощность по цеху определяется

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

Для электросталеплавильного производства (цех №2):

$$P_{pi} = 1689,4 + 50800 + 199,2 = 52688,6 \text{ кВт}.$$

Для остальных цехов результаты расчета приведены в таблице 2.4.

По результатам предыдущих расчетов наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет административно-бытовой комплекс. Поэтому по формуле (2.7) определим масштаб картограммы:

$$m = \frac{198,6}{\pi \cdot 5^2} = 2,53 \text{ кВт} / \text{мм}^2.$$

Тогда для электросталеплавильного производства по формулам (2.5) и (2.6) имеем

$$R_i = \sqrt{\frac{52688,6}{\pi \cdot 2,53}} = 81 \text{ мм};$$

$$\alpha_{\text{нi}} = 360^\circ \cdot \frac{1689,4}{52688,6} = 12^\circ; \quad \alpha_{\text{вi}} = 360^\circ \cdot \frac{50800}{52688,6} = 347^\circ; \quad \alpha_{\text{оi}} = 360^\circ \cdot \frac{199,2}{52688,6} = 1^\circ.$$

Для остальных цехов результаты расчета приведены в таблице 2.4.

План ремонтно-механического участка представлен на рисунке 2.1. Через линейный размер, указанный на плане, можно определить длину и ширину каждого отделения. Координаты центра электрических нагрузок ремонтно-механического цеха можно определить по следующим формулам:

$$X_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{pi}} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{pi}}} \quad \text{и} \quad Y_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{pi}} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{pi}}}, \quad (2.8)$$

где P_{pi} – расчетная активная нагрузка i -го цеха;

x_i, y_i – координаты i -го цеха на плане.

Совместим начало координат с нижним левым углом на плане (см. рисунок 2.1). Тогда для цеха №3 получим:

$$X_{\text{ц}} = \frac{22,55 \cdot 12,5 + 7,5 \cdot 7,5 + 157,44 \cdot 37,5 + 410,84 \cdot 80 + 454,2 \cdot 62,5}{22,55 + 7,5 + 157,44 + 410,84 + 454,2} = 65 \text{ м},$$

$$Y_{\text{ц}} = \frac{22,55 \cdot 41,25 + 7,5 \cdot 13,75 + 157,44 \cdot 41,25 + 410,84 \cdot 41,25 + 454,2 \cdot 13,75}{22,55 + 7,5 + 157,44 + 410,84 + 454,2} = 36,5 \text{ м}.$$

Аналогичным образом определяются координаты символического центра электрических нагрузок всего предприятия. Используя формулу (2.8) определим их, совместив начало координат с нижним левым углом на генплане предприятия.

$$X_{\text{ц}} = \frac{198,6 \cdot 420 + 52688,6 \cdot 333 + 521,1 \cdot 327 + 801,2 \cdot 207 + 2539,6 \cdot 268}{56749,1} = 329 \text{ м},$$

$$Y_{\text{ц}} = \frac{198,6 \cdot 162 + 52688,6 \cdot 265 + 521,1 \cdot 172 + 801,2 \cdot 162 + 2539,6 \cdot 89}{56749,1} = 255 \text{ м}.$$

Согласно полученным данным разместим ГПП недалеко от центра электрических нагрузок с учетом розы ветров [11,12]. Результаты расчета картограммы нагрузок сведены в таблицу 2.4. Размещение центров электрических нагрузок отдельных цехов и предприятия в целом показаны на рисунке 3.1.

Таблица 2.4 – Результаты расчета картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi}' , кВт	$P_{p.ni}'$, кВт	$P_{p.oi}'$, кВт	$P_{p.vi}'$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	α_{ni} , град	α_{oi} , град	α_{vi} , град
1 Административно-бытовой комплекс	198,6	178,5	20,1	0	420	162	5	324	36	0
2 Электростале-плавильное производство	52688,6	1689,4	199,2	50800	333	265	81	12	1	347
3 Ремонтно-механическое отделение	521,1	450,3	70,8	0	327	172	8	311	49	0
4 Обдирочно-зачистное производство	801,2	730,4	70,8	0	207	162	10	328	32	0
5 Производствоковки металла	2539,6	2352,0	187,6	0	268	89	18	333	27	0
Итого	56749,1	5400,6	548,5	50800	329	255				

Выводы по разделу 2

В данном разделе представлен подробный расчет электрических нагрузок по узлам СЭС 0,4 кВ ремонтно-механического отделения. В остальных цехах расчет нагрузок выполнен по укрупненным данным. Также представлен расчет картограммы электрических нагрузок предприятия, вычислены координаты символического центра, определено месторасположение ГПП.

3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Одним из важнейших этапов проектирования системы электроснабжения является рациональный выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций, а также размещение подстанций на территории предприятия. Только после этого становится возможным построение распределительной сети промышленного предприятия.

При выборе числа, мощности и типа цеховых трансформаторных подстанций необходимо учитывать следующие основные положения:

- 1) расчетные нагрузки и расположение соответствующих потребителей на генплане (территории) предприятия;
- 2) необходимую степень надежности электроснабжения (категорию) соответствующего цеха;
- 3) экономически целесообразную единичную мощность трансформаторов;
- 4) загрузку трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах;
- 5) количество типоразмеров трансформаторов;
- 6) условия окружающей среды.

Для потребителей 1 и 2 категорий, как правило, применяются двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные применяют для потребителей 3 категории, а также при нагрузках, допускающих перерыв питания на время поставки складского резерва или при резервировании потребителей 1 и 2 категорий по переключкам на напряжении ниже 1000 В от близлежащих подстанций. Цеховые ТП с числом трансформаторов более двух экономически нецелесообразны.

При выборе числа цеховых трансформаторов следует ориентироваться на экономически целесообразную единичную мощность $S_{эТ}$ трансформатора, при которой обеспечивается минимум приведенных затрат по подстанциям цеха и цеховой сети в целом. Значение $S_{эТ}$ зависит от ряда конкретных условий и может быть найдено путем проведения технико-экономического расчета. В работе $S_{эТ}$ может быть определена по таблице 3.1 [13, таблица 51.4], где обозначено $\sigma = S_p / F$ – удельная нагрузка на квадратный метр производственной поверхности пола в кВА, определенная в предположении равномерной плотности нагрузки по цеху. Также значения $S_{эТ}$ можно найти в [14, пункт 6.4.7].

Таблица 3.1

σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{эТ}$, кВА	250	400	500	630	800
σ , кВА/м ²	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	>0,5
$S_{эТ}$, кВА	1000	1250	1600	2000	2500

Если при выборе экономически целесообразной единичной мощности цеховых трансформаторов не обеспечивается их нормальная загрузка, то от таких

трансформаторов нужно отказаться и принять трансформаторы меньшей мощности. В нормальном режиме загрузка трансформаторов может быть принята равной: 70% – при взаимном резервировании двух трансформаторов (для потребителей 1 и 2 категорий); 90% – для трансформаторов, питающих потребителей 3 категории, и в тех случаях, когда требуется обязательное резервирование только части нагрузок.

Рассмотрим экономическую целесообразность питания цеха №1 от ТП, установленной в цехе №3. Согласно [15] питание от соседней ТП и установка в данном цехе НРП экономически выгодна, если выполняется соотношение:

$$S_p \cdot l \leq 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м},$$

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;
 l – расстояние от НРП цеха до соседней ТП, м.

Найдем координату x центра электрических нагрузок цеха №1 и цеха №3 (см. рисунок 3.1) так, как мы делали это ранее

$$X_{\text{ц}} = \frac{198,6 \cdot 420 + 521,1 \cdot 327}{198,6 + 521,1} = 353 \text{ м}.$$

Установим встроенную ТП в цехе №3 согласно рассчитанной координате. Координаты ТП на плане предприятия: $X_{\text{ТП}} = 353 \text{ м}$, $Y_{\text{ТП}} = 169 \text{ м}$. Координаты НРП, установленного в цехе №1: $X_{\text{НРП}} = 410 \text{ м}$, $Y_{\text{НРП}} = 169 \text{ м}$. Длина кабельной линии, соединяющей ТП и НРП равна 60 м (+5% добавим к длине ввиду того, что кабель проложен «змейкой»). Исходя из этого получаем:

$$S_p \cdot l = 232,2 \cdot 60 = 13932 \leq 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}.$$

Принимаем решение об объединении питания нагрузки административно-бытового комплекса ($S_p = 232,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}$) и ремонтно-механического отделения ($S_p = 678,9 \text{ кВА}$), цеховая ТП будет установлена в ремонтно-механическом отделении. Полная расчетная нагрузка цехов $S_p = 911,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, площадь цеха, где будет установлена ТП $F_{\text{ц}} = 6050 \text{ м}^2$, категория по надежности электроснабжения – третья и вторая.

К примеру, найдем плотность нагрузки в цехе обдирочно-зачистного производства

$$\sigma = \frac{990,39}{6050} = 0,16 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$$

Таким образом, в соответствии с таблицей 3.1 экономически целесообразную единичную мощность трансформатора равную 1000 кВ·А.

Согласно [13, формула 51.20] экономически обоснованное значение минимального числа трансформаторов в ТП определяется по формуле:

$$N_{\text{т. min}}^{\text{э}} = \frac{P_p}{k_{\text{з.т.д}} \cdot S_{\text{эт}}} + \Delta N_{\text{т}},$$

где $N_{т.мин}^{\text{Э}}$ – количество трансформаторов в цеховой ТП;
 P_p – расчетная нагрузка ТП от потребителей 0,4 кВ;
 $S_{\text{эт}}$ – экономически целесообразная единичная мощность трансформатора;
 ΔN_T – добавка до целого числа.

$$N_{т.мин}^{\text{Э}} = \frac{801,2}{0,7 \cdot 1000} + 0,86 = 2.$$

Далее определяется оптимальное число трансформаторов:

$$N_{т.опт} = N_{т.мин}^{\text{Э}} + m,$$

где m – добавка до оптимального числа трансформаторов, которая находится по диаграммам, приведенным в [13, рисунок 51.33] в зависимости от значений ΔN_T и $N_{т.мин}^{\text{Э}}$. Поскольку $m = 0$, то имеем $N_{т.опт} = 2$.

Количество трансформаторов в цеховой ТП, полученное по условию экономической целесообразности, удовлетворяет также и по условию надежности электроснабжения: $N_{т.мин}^{\text{Н}} = 2$. Поэтому к установке принимаем два трансформатора. Мощность одного трансформатора определяем по формуле:

$$S_{н.т} \geq \frac{P_p}{k_{з.т.д} \cdot N_{т.мин}^{\text{Н}}},$$

$$S_{н.т} \geq \frac{801,2}{0,7 \cdot 2} = 572,3 \text{ кВА}.$$

Согласно [16, таблица 1] принимаем для установки в цеховую ТП два трансформатора типа ТМГ номинальной мощностью 630 кВА каждый.

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети внутреннего электроснабжения предприятия в сеть напряжением 0,4 кВ находится по формуле [15]

$$Q_{\text{Iр}} \geq \sqrt{(N \cdot k_{з.т.д} \cdot S_{н.т})^2 - P_p^2},$$

где N – число трансформаторов в цеховой ТП.

По формуле 3.5 получаем

$$Q_{\text{Iр}} \geq \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 801,2^2} = 368,8 \text{ квар}.$$

Поскольку наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы ТП способны пропустить, меньше значения расчетной реактивной мощности цехо-

вой ТП, то реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 согласно [15] принимается равной $Q_1 = Q_{1p} = 368,8$ квар. В этом случае мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на стороне 0,4 кВ цеховой ТП, определяется по формуле:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_{1p}.$$

Получаем: $Q_{\text{ку}} = 582,1 - 368,8 = 213,3$ квар.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах можно найти по формулам [15]:

$$k_{\text{з.т.н}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N \cdot S_{\text{н.т}}},$$

$$k_{\text{з.т.а}} = \frac{S_{\text{р.т}} \cdot N}{(N-1) \cdot S_{\text{н.т}}},$$

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

Для цеха № 4:

$$S_{\text{р.т}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{2},$$

$$S_{\text{р.т}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{2} = \frac{\sqrt{801,2^2 + 368,8^2}}{2} = 441 \text{ кВА}.$$

$$k_{\text{з.т.н}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N \cdot S_{\text{н.т}}} = \frac{\sqrt{801,2^2 + 368,8^2}}{2 \cdot 630} = 0,7.$$

$$k_{\text{з.т.а}} = \frac{S_{\text{р.т}} \cdot N}{(N-1) \cdot S_{\text{н.т}}} = \frac{441 \cdot 2}{(2-1) \cdot 630} = 1,4.$$

Параметры холостого хода и короткого замыкания трансформатора ТМГ-630 взяты из [17] и приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Каталожные данные трансформатора типа ТМГ-630

Тип трансформатора	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{к}}$, %
ТМГ-630	1	7,6	0,7	5,5

Потери активной и реактивной мощности можно определить по формулам:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + k_{3.Т.Н}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_T = \frac{N \cdot S_{Н.Т}}{100} (I_{xx} + k_{3.Т.Н}^2 \cdot U_k). \quad (3.2)$$

Таким образом,

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + k_{3.Т.Н}^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (1 + 0,7^2 \cdot 7,6) = 9,45 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 630}{100} (0,7 + 0,7^2 \cdot 5,5) = 42,78 \text{ квар}.$$

Активная и реактивная мощности, потребляемые ТП-4 из сети внутриводского электроснабжения, могут быть определены по формулам:

$$P_{р.ТП-4} = P_p + \Delta P_T,$$

$$Q_{р.ТП-4} = Q_1 + \Delta Q_T.$$

Получаем

$$P_{р.ТП-4} = 801,2 + 9,45 = 810,65 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ТП-4} = 368,8 + 42,78 = 411,58 \text{ квар}.$$

Аналогично были выбраны трансформаторы цеховых ТП остальных цехов. Результаты выбора числа, мощности и типа трансформаторов представлены в таблице 3.3. Размещение цеховых ТП на генплане предприятия представлено на рисунке 3.1.

Выводы по разделу 3

В данном разделе рассчитана мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций и их количество, выбран тип трансформаторов.

Таблица 3.3 – Результаты выбора числа, типа и мощности цеховых трансформаторов

Наименование цехов	Категория надежности	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВт·А	$F_{ц}$, м ²	σ , кВт·А / м ²	$S_{т.э.}$, кВт·А	$N_{т.э.}$, шт	$N_{т.min}$, шт	m , шт	$N_{т.опг.}$, шт	$S_{т.ном.}$, кВт·А	Кол-во тр-ров в ТП	Номер ТП	$k_{з.т.д}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1 Административно-бытовой комплекс	2	198,6	120,4	232,2	1180										
3 Ремонтно-механическое отделение	3	521,1	435,1	678,9	6050										
ИТОГО:		719,7	555,5	909,1		0,11	630	2	1	0	2	630	2	1	0,7
2 Электросталеплавильное производство	2	1888,6	1363,5	2329,3	18444	0,13	800	4	2	0	4	1000	4	2,3	0,7
4 Обдирочно-зачистное производство	2	801,2	582,1	990,3	6050	0,16	1000	2	2	0	2	630	2	4	0,7
5 Производствоковки металла	2	2539,6	1549,1	2974,8	16038	0,19	1250	3	2	0	3	1250	4	5,6	0,7

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 3.3

Наименование цехов	Тип трансформаторов	$Q_{Iр}$, квар	Q_1 , квар	$Q_{к.у}$, квар	$k_{з.т.н}$	$k_{з.т.а}$	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$P_T + \Delta P_T$, кВт	$Q_1 + \Delta Q_T$, квар
1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1 Административно-бытовой комплекс														
3 Ремонтно-механическое отделение														
ИТОГО:	ТМГ-630	509,9	509,9	45,6	0,700	1,40	1,00	7,6	0,7	5,5	9,45	42,78	729,15	552,64
2 Электро-сталеплавильное производство	ТМГ-1000	2067,2	1363,5	0,0	0,580	1,16	1,40	10,6	0,6	5,5	20,00	98,61	1908,58	1462,11
4 Обдирочно-зачистное производство	ТМГ-630	368,8	368,8	213,3	0,700	1,40	1,00	7,6	0,7	5,5	9,45	42,78	810,65	411,56
5 Производствоковки металла	ТМГ-1250	664,1	664,1	885,0	0,525	1,05	1,65	13,5	0,5	6,0	21,48	107,69	2561,08	771,81

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

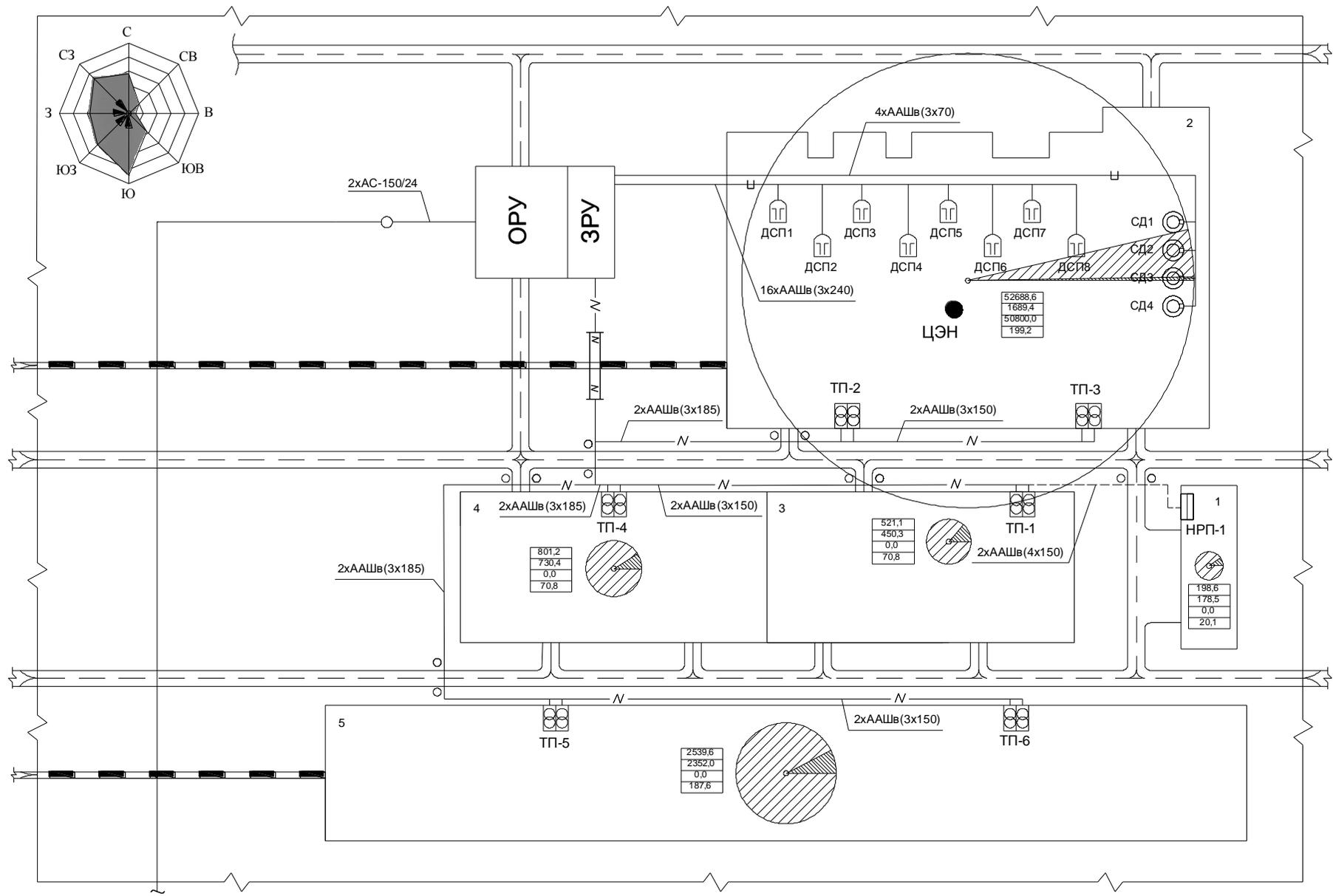


Рисунок 3.1 – План генеральный комплекса электросталеплавильного цеха металлургического завода

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

Величина напряжения питания главной понизительной 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.

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т.е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого прежде всего нужно найти величину рационального напряжения, которую возможно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (4.1)$$

где l – длина питающей ГПП линии, км;

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

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{о.м}} \cdot (P_{\text{р.н}} + P_{\text{р.в}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}) + P_{\text{р.о}}, \quad (4.2)$$

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

$P_{\text{р.н}}$, $P_{\text{р.в}}$, $P_{\text{р.о}}$ – суммарная расчетная активная нагрузка соответственно низковольтных, высоковольтных электроприемников, а также освещения предприятия, включая внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых трансформаторных подстанций.

Из раздела 2 известно: $P_{\text{р.н}} = 5400,6$ кВт; $P_{\text{р.в}} = 50800$ кВт; $P_{\text{р.о}} = 783,8$ кВт.

По данным раздела 3 определим суммарные потери в трансформаторах цеховых ТП: $\Delta P_{\text{т}\Sigma} = 9,45 + 20 + 9,45 + 21,48 = 60,38$ кВт. Согласно исходным данным длина питающей ГПП линии $l = 6$ км.

Найдем средневзвешенный коэффициент использования силовой нагрузки:

$$K_{\text{и.ср.вз}} = \frac{P_{\text{с.н}} + P_{\text{с.в}}}{P_{\text{ном.н}} + P_{\text{ном.в}}} = \frac{6640,2 + 50800}{10309,1 + 68000} = 0,73.$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений на сборных шинах ГПП по [8, таблица 3] получаем $K_{\text{о.м}} = 0,9$.

Расчетная активная нагрузка предприятия по формуле (4.2):

$$P_{\text{р.п}} = 0,9 \cdot (5400,6 + 50800 + 60,38) + 783,8 = 51420 \text{ кВт}.$$

По формуле (4.1):

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{6 + 0,016 \cdot 51420} = 125 \text{ кВ}.$$

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		42

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 кВ и 110 кВ. Рациональное напряжение схемы внешнего электро-снабжения принимаем равным 110 кВ.

Полная расчетная нагрузка завода необходима для выбора мощности силовых трансформаторов ГПП, находится по формуле:

$$S_{p.п} = \sqrt{P_{p.п}^2 + Q_{эс}^2}, \quad (4.3)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы; находится по [15]:

$$Q_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{эс}, \quad (4.4)$$

где коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{эс} = 0,5$.

По формулам (4.3) и (4.4):

$$Q_{эс} = 51420 \cdot 0,5 = 25710 \text{ квар};$$

$$S_{p.п} = \sqrt{51420^2 + 25710^2} = 57490 \text{ кВА}.$$

Трансформаторы ГПП питают всю нагрузку предприятия. Устанавливаем 2 силовых трансформатора, поскольку, как правило, это обеспечивает необходимую надежность питания при достаточно простой схеме и конструкции понижительной подстанции.

Мощность трансформаторов обычно выбирается равной примерно 0,7...0,8 суммарной нагрузки предприятия. номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношения:

$$S_T = \frac{S_{p.п}}{N \cdot k_{з.д}} \text{ и } S_{н.т} > S_T,$$

где $N = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{з.д} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

$$S_T = \frac{57490}{2 \cdot 0,7} = 41060 \text{ кВА} = 41,06 \text{ МВА}.$$

Выбираем для установки на ГПП трансформаторы типа ТРДН-40000/110.

Поскольку ДСП создают ударную нагрузку, то определим ее кратность по отношению к номинальному току трансформатора. Согласно [10]:

$$\frac{I_{\text{пик}}}{I_{\text{ном.т}}} \leq 1,1; \quad (4.5)$$

где $I_{\text{пик}}$ – пиковый ток;

$I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток предполагаемого к выбору трансформатора.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		43

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}},$$

$$I_{\text{ПИК}} = 3 \cdot I_{\text{НОМ}} + I'_{\text{расч}}. \quad (4.6)$$

Здесь $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток печного трансформатора.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{П.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (4.7)$$

$$I'_{\text{расч}} = \frac{k_{\text{О.М}} \cdot \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}. \quad (4.8)$$

По формулам (4.6), (4.7) и (4.8):

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ А};$$

$$I'_{\text{расч}} = \frac{0.95 \cdot \sqrt{42000^2 + 36960^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3069 \text{ А};$$

$$I_{\text{ПИК}} = 3 \cdot 578 + 3069 = 4803 \text{ А}.$$

По формуле (4.6) для трансформатора ТРДН-40000/110:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309 \text{ А}.$$

По формуле (4.5) определим кратность ударной нагрузки:

$$\frac{I_{\text{ПИК}}}{I_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{4803}{2309} = 2,08 > 1,1.$$

Отношение пикового тока к номинальному току трансформатора ТРДН-40000/110 превышает допустимое значение.

По формуле (4.6) для трансформатора ТРДН-63000/110:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637 \text{ А}.$$

По формуле (4.5) определим кратность ударной нагрузки:

$$\frac{I_{\text{ПИК}}}{I_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{4803}{3637} = 1,3 > 1,1.$$

Отношение пикового тока к номинальному току трансформатора ТРДН-63000/110 также превышает допустимое значение.

Тогда принимаем решение об установке на ГПП двух трансформаторов типа ТРДНМ мощностью $S_{\text{Н.Т}} = 63000 \text{ кВА}$. Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяем по формуле:

$$k_{3.H} = \frac{S_{p.п}}{N \cdot S_{H.T}},$$

$$k_{3.H} = \frac{57490}{2 \cdot 63000} = 0,46.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме определяем по формуле:

$$k_{3.п} = \frac{S_{p.п}}{(N - 1) \cdot S_{H.T}},$$

$$k_{3.п} = \frac{57490}{(2 - 1) \cdot 63000} = 0,92.$$

Каталожные данные выбранного типа трансформаторов [18] представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТРДНМ-63000/110

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _к , %
		ВН	НН				
ТРДНМ-63000/110	63	115	10,5- 10,5	50	245	0,5	10,5

Выводы по разделу 4

В данном разделе выбрано рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения. Величина напряжения принята равной 110 кВ. В этом разделе также выбраны трансформаторы, установленные на ГПП.

5 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 и 110 кВ. Поскольку полученное рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения (см. раздел 4) больше приближено к уровню напряжения 110 кВ, то выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения путём технико-экономического сравнения этих двух вариантов не имеет смысла. Схема внешнего электроснабжения предприятия показана на рисунке 5.1. Выполним предварительные расчеты.

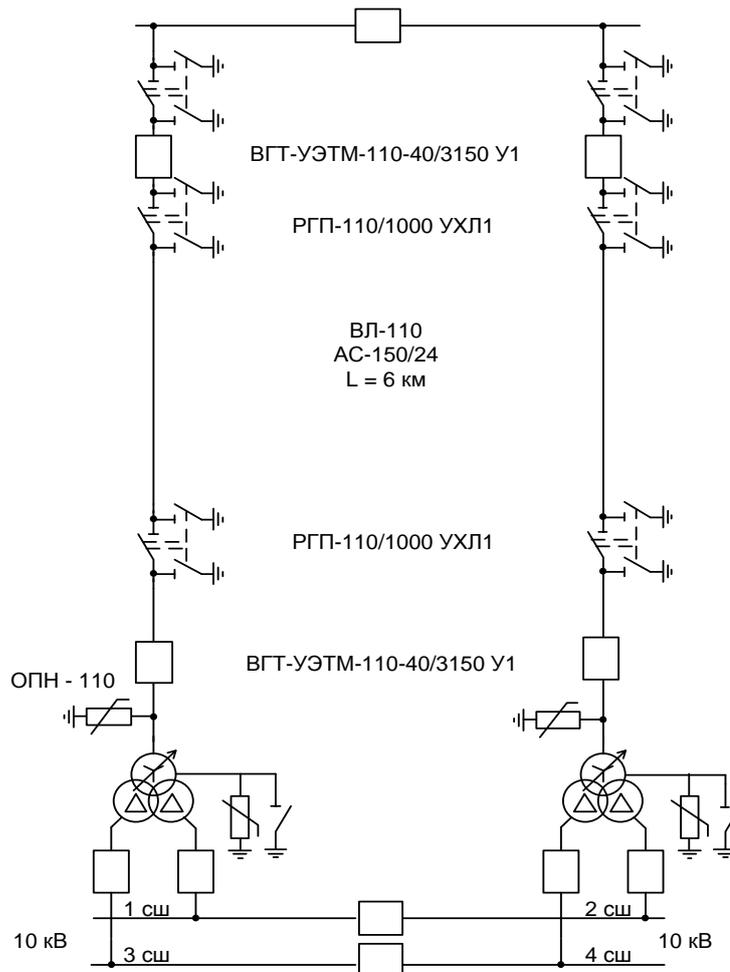


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения

5.1 Определение потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются по формулам (3.1) и (3.2):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (50 + 0,46^2 \cdot 245) = 202 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 63000}{100} (0,5 + 0,46^2 \cdot 10,5) = 3384 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta A_T = N(\Delta P_{xx} \cdot T_r + k_{3,н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau),$$

где N – число трансформаторов на ГПП,

$T_r = 8760$ ч – число часов в году,

τ – годовое число часов максимальных потерь.

Найдем годовое число часов использования максимума нагрузки:

$$T_{им} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta t_i}{P_{max}}.$$

Для электросталеплавильного производства $T_{им} = 7000$ ч/год [19, таблица 7.4].

Годовое число часов максимальных потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{им}}{10000} \right)^2 \cdot T_r.$$

$$\text{Получаем: } \tau = \left(0,124 + \frac{7000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5948 \text{ ч/год.}$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах будут равны

$$\Delta A_T = 2(50 \cdot 8760 + 0,46^2 \cdot 245 \cdot 5948) = 1,483 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии

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

$$S_{p,л} = \sqrt{(51420 + 202)^2 + 25710^2} = 57670 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ

$$I_{p,л} = \frac{S_{p,л}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} = \frac{57670}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 151,341 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		47

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

$$I_{\Pi} = 2 \cdot I_{p.l} = 2 \cdot 151,341 = 302,682 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока $j_э = 1 \text{ А/мм}^2$ [6, таблица 1.3.36].

$$F_э = \frac{I_{p.l}}{j_э} = \frac{151,341}{1} = 151,341 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС-150/24 имеет длительно допустимый ток $I_{д} = 450 \text{ А}$ [20, таблица 3.15] и удельные сопротивления $r_0 = 0,224 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ [20, таблица 3.8]. Выбранный провод воздушной линии также проверен на коронирование.

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{д} = 450 \text{ А} > I_{\Pi} = 302,682 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год

$$\Delta A_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{p.l}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta A_{л} = 2 \cdot 3 \cdot 151,341^2 \cdot 0,224 \cdot 6 \cdot 5948 \cdot 10^{-3} = 1,099 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. В задании на выпускную квалификационную работу указана мощность короткого замыкания и считается, что на питающей подстанции энергосистемы есть напряжения 110, 35 кВ. При выборе вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия было выбрано одно напряжение $U_{рац} = 110 \text{ кВ}$.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.2.

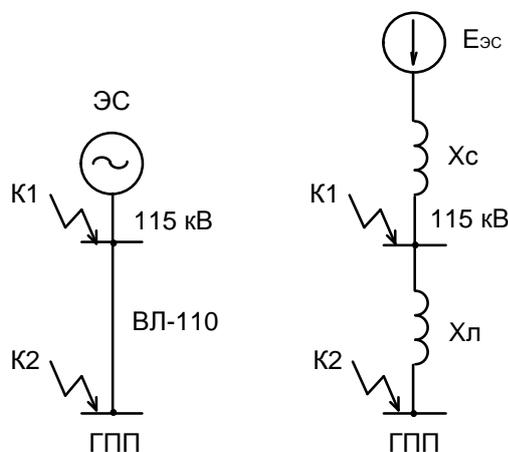


Рисунок 5.2 – Схемы расчета токов короткого замыкания

Определяем параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания энергосистемы $S_c = 2530$ МВА и базисной мощности $S_б = 1000$ МВА за базисное напряжение принимаем $U_б = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_c} = \frac{1000}{2530} = 0,395.$$

Сопротивление воздушной линии в относительных единицах

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,42 \cdot 6 \cdot 1000}{115^2} = 0,191.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{к1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot X_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,395} = 12,702 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{к2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot (X_{c*} + X_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,395 + 0,191)} = 8,57 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ находится по формуле [15]

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к}, \quad (5.1)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, $K_{уд1} = 1,72$ и $K_{уд2} = 1,8$ для точек 1 и 2 соответственно [10, таблица 2.45].

По формуле (5.1) имеем

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 12,702 = 30,896 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,57 = 21,816 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [15]

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{к} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, $T_{a1} = 0,03$ с и $T_{a2} = 0,05$ с для точек 1 и 2 соответственно [10, таблица 2.45].

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

Выберем выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 У1 [21].

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам [22, с. 364]:

1) номинальному напряжению

$$U_c \leq U_n = 110 \text{ кВ.}$$

2) номинальному току

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n = 3150 \text{ А,}$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,9 \text{ А.}$$

3) номинальному току электродинамической стойкости
– симметричному

$$I_{п.0} \leq I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА,}$$

где $I_{п.0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ. Для точек 1 и 2 соответственно $I_{п.01} = I_{к1} = 12,702 \text{ кА}$, $I_{п.02} = I_{к2} = 8,57 \text{ кА}$;

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

– асимметричному

$$i_{\text{уд.макс}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{п.0} \leq I_{\text{дин.макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 40 = 102 \text{ кА.}$$

4) номинальному току отключения
– симметричному

$$I_{п.t} \leq I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА,}$$

– асимметричному

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.t} + I_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right),$$

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		50

где β_H – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания. Определяется по зависимости $\beta_H=f(\tau)$ [15]. Здесь $\tau=t_{з,мин}+t_B$ – время от начала короткого замыкания до отключения выключателя; $t_{з,мин}=0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты; $t_B=0,035$ с – собственное время отключения выключателя по каталогу. Определяем $\beta_H=35\%$. Номинальное относительное содержание апериодической составляющей по каталогу не более 40 %.

5) номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости)

$$B_K = I_{п.т}^2 (t_3 + t_B + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$$

где t_3 – время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 с для выключателей ГПП и 2,1 с для выключателей подстанции энергосистемы); t_B – собственное время отключения выключателя по каталогу, $t_B=0,035$ с; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, $T_{a1}=0,03$ с и $T_{a2}=0,05$ с.

$$B_{к.доп} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к1} = I_{к1}^2 (t_3 + t_B + T_{a1}) = 12,702^2 (2,1 + 0,035 + 0,03) = 349,287 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к2} = I_{к2}^2 (t_3 + t_B + T_{a2}) = 8,57^2 (1,8 + 0,035 + 0,05) = 138,448 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединители выбираются по номинальному напряжению ($U_c \leq U_H$), номинальному длительному току ($I_{раб.утяж} \leq I_H$), а в режиме короткого замыкания проверяются по электродинамической ($i_{уд.макс} \leq I_{дин}$) и термической ($B_K \leq B_{к.доп}$) стойкости. Разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа. Выбираем разъединитель РГП-110/1000 УХЛ1 [23].

Каталожные данные выбранных выключателей и разъединителей в начале отходящих линий и на вводе ГПП представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Выбор выключателей и разъединителей в начале отходящих линий от энергосистемы

Условие выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-УЭМТ-110-40/3150 У1	Разъединитель РГП-110/1000 УХЛ1
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_H$	463 А	3150 А	1000 А
$I_{п.т} \leq I_{отк}$	12,7 кА	40 кА	–

Продолжение таблицы 5.1

Условие выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-УЭМТ-110-40/3150 У1	Разъединитель РГП-110/1000 УХЛ1
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + I_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	21,78 кА	76,4 кА	–
$I_{п.0} \leq I_{дин}$	12,7 кА	40 кА	–
$I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	30,896 кА	102 кА	80 кА
$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	349,287 кА ² ·с	4800 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
Тип привода		пружинный	ПР3.2-УХЛ1

Таблица 5.2 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП

Условие выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-УЭМТ-110-40/3150 У1	Разъединитель РГП-110/1000 УХЛ1
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_H$	463 А	3150 А	1000 А
$I_{п.т} \leq I_{отк}$	8,57 кА	40 кА	–
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + I_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	17 кА	76,4 кА	–
$I_{п.0} \leq I_{дин}$	8,57 кА	40 кА	–
$I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	21,816 кА	102 кА	80 кА
$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	138,448 кА ² ·с	4800 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
Тип привода		пружинный	ПР3.2-УХЛ1

Выключатели ВГТ-УЭМТ-110-40/3150 У1 установлены совместно с тремя трансформаторами тока ТРГ-УЭТМ-110 на заводской металлоконструкции с покрытием горячим цинком.

Для подключения счетчиков электроэнергии выберем трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1. Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем ОПН-Ф-110/77/10/400 УХЛ1.

Выводы по разделу 5

В данном разделе выбрана схема внешнего электроснабжения предприятия. Питание предприятия осуществляется по двум воздушным линиям. В этом разделе рассчитаны токи короткого замыкания в двух точках СЭС: на шинах энергосистемы и на стороне высшего напряжения трансформаторов ГПП. Представлен выбор и проверка коммутационной аппаратуры в схеме.

6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

6.1 Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей завода зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [14] распределительную сеть промышленного предприятия (от пункта приема электроэнергии до распределительных и трансформаторных подстанций) рекомендуется выполнять на напряжении 10 кВ. Применение напряжения 6 кВ в качестве распределительного следует ограничивать. Использование напряжения 6 кВ рационально для предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ небольшой мощности (до 500 кВт), а также в случае реконструкции или расширения действующего производства, ранее запроектированного на напряжение 6 кВ. Поскольку на предприятии отсутствует нагрузка на напряжении 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

6.2 Технико-экономическое обоснование фрагмента схемы внутреннего электроснабжения

Питание трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ кабельными линиями может производиться как по радиальным, так и по магистральным схемам распределения электроэнергии. К достоинствам радиальных схем следует отнести их высокую надежность, а к недостаткам – высокую стоимость и, как правило, пониженный коэффициент использования пропускной способности кабелей. Последнее объясняется тем, что во многих случаях сечения кабелей, обусловленные термической стойкостью к токам коротких замыканий, превышают сечения, выбранные по токам нагрузки. В свою очередь, использование магистральных схем позволяет уменьшить число дорогостоящих ячеек с выключателями в распределительном устройстве ГПП. Кроме того, магистральные схемы обеспечивают лучшее использование пропускной способности кабелей, чем радиальные. Существенным недостатком таких схем является пониженная надежность, так как при повреждениях кабельной линии теряют питание потребители всех трансформаторных подстанций. Исходя из этого, сравним вариант питания ТП1 и ТП4 по радиальной схеме с вариантом питания этих трансформаторных подстанций по одной магистрали.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		53

6.2.1 Радиальная схема фрагмента внутреннего электроснабжения

На рисунке 6.1 приведена радиальная схема питания ТП4 и ТП1.

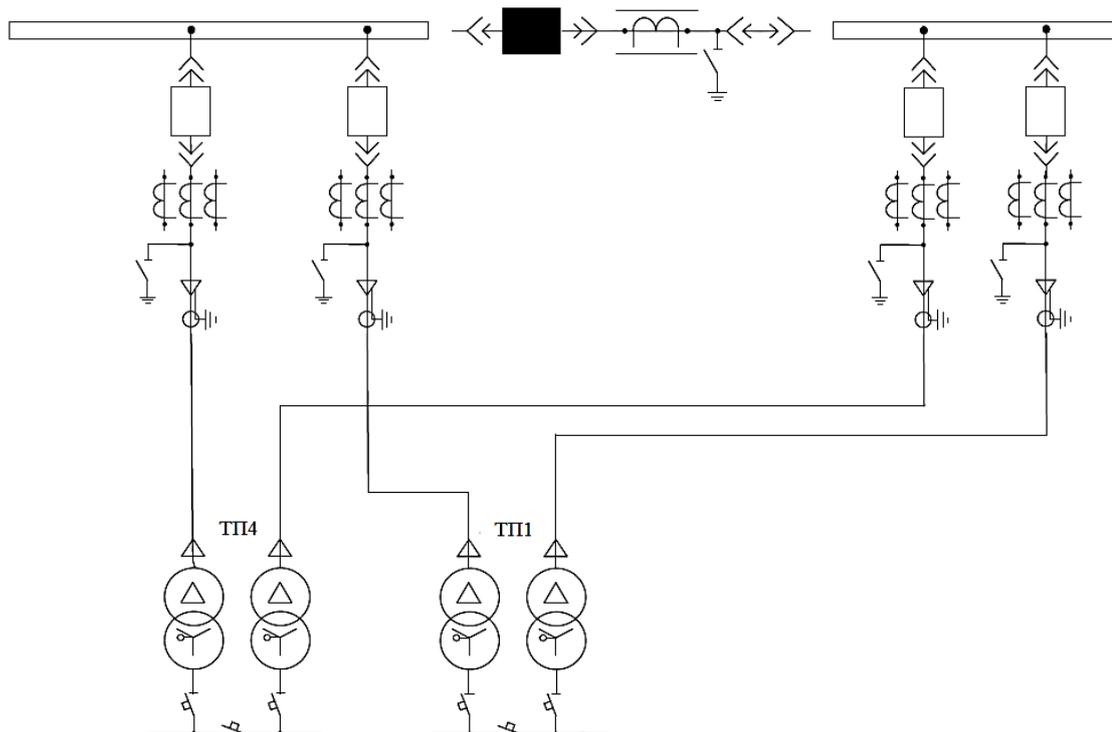


Рисунок 6.1 – Радиальная схема питания трансформаторных подстанций

Выберем кабельные линии 10 кВ, питающие трансформаторные подстанции по экономической плотности тока.

Расчетный ток кабельной линии определяется как:

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

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

Поскольку ТП4 питается по условиям надежности от двух секций шин ГПП по двум кабельным линиям, то в качестве $S_{p.k}$ принимаем мощность, передаваемую через один трансформатор ТП4 с учетом потерь в нем. Поэтому мощность

$$S_{p.k} = \frac{S_{p.ТП4}}{2} = \frac{909,15}{2} = 454,6 \text{ кВА} .$$

По (6.1):

$$I_{p.k} = \frac{454,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 26,3 \text{ А} .$$

Сечение кабельной линии определяем по формуле:

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

где j_3 – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности $T_{им}$ использования максимума нагрузки [6, таблица 1.3.36];

$$j_3 = 1,2 \frac{A}{mm^2}.$$

По (6.2):

$$F_3 = \frac{26,3}{1,2} = 21,9 \text{ мм}^2.$$

По экономической плотности тока выбираем кабель ААШв-3х16. Однако сечение кабеля необходимо увеличить до ААШв-3х185 по условиям термической стойкости (см. проверку кабеля в разделе 8).

Аналогично выбирается кабель, питающий ТП1. Результаты расчета сведены в таблицу 6.1 (в данной таблице представлены только те данные, которые необходимы для дальнейшего технико-экономического сравнения).

Таблица 6.1 – Выбор кабеля

Конечные пункты линии	$P_{p.l\Sigma}$, кВт	$Q_{p.l\Sigma}$, квар	$S_{p.l\Sigma}$, кВА	U, кВ	$I_{p.k}$, А	Тип и количество кабелей	Длина, км	r_0 , Ом/км
ГПП-ТП4	810,65	411,58	909,15	10	26,30	2хААШв-3х185	0,063	0,167
ГПП-ТП1	729,15	552,68	915,00	10	26,44	2хААШв-3х185	0,213	0,167

Выбор вводного выключателя.

В качестве КРУ 10 кВ на ГПП выбирается КРУ-СЭЩ-70 УХЛ1. К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630 (см. проверку в главе 8).

Определим годовые приведенные затраты данной схемы

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3,$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов;

C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

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

где E_n – нормативный коэффициент нормативности: $E_n = 0,12$;

E_{oi} – расходы на обслуживание;

E_{ai} – расходы на амортизацию.

В данном проекте рассматриваются равнонадёжные варианты, поэтому ущерб от перерывов электроснабжения не учитывается.

Ячейка выключателя.

Количество ячеек выключателя – 4. Стоимость ячейки выключателя $K = 130$ тыс. руб. [24].

Сумма капитальных затрат на группу элементов системы электроснабжения находится по формуле:

$$K_i = K \cdot K_{\text{ндс}} \cdot n;$$

$$K = 130 \cdot 1,18 \cdot 4 = 613,6 \text{ тыс. руб.}$$

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E = 0,12 + 0,03 + 0,063 = 0,213.$$

Таким образом, годовые затраты

$$E \cdot K = 0,213 \cdot 613,6 = 130,7 \text{ тыс. руб.}$$

Длина кабельной линии до ТП4 равна 63 м. Стоимость одного метра кабельной линии ААШв-3х185 равно 508,2 руб.

Длина кабельной линии до ТП1 равна 213 м. Стоимость одного метра кабельной линии ААШв-3х185 равно 508,2 руб.

$$K = k \cdot L = (63 + 213) \cdot 508,2 \cdot 1,18 = 165510,6 \text{ руб} = 165,5 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь $E_a = 0,03$; $E_o = 0,02$.

$$E = 0,12 + 0,03 + 0,02 = 0,17.$$

Приведенные капитальные затраты:

$$E \cdot K = 0,17 \cdot 165,5 = 28,14 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электрической энергии в кабельной линии за год

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot 3 \cdot I_{\text{р.к}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau,$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь, которое было определено в разделе 5: $\tau = 5948$ ч.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		56

Для КЛ до ТП4

$$\Delta W_{л1} = 2 \cdot 3 \cdot 26,3^2 \cdot 0,167 \cdot 0,063 \cdot 5948 = 259,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для КЛ до ТП1

$$\Delta W_{л2} = 2 \cdot 3 \cdot 26,44^2 \cdot 0,167 \cdot 0,213 \cdot 5948 = 887,42 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость потерь электроэнергии в элементе СЭС:

$$C_3 = \Delta W \cdot C'_0,$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии:

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

где δ – поправочный коэффициент, для напряжения 10 кВ $\delta = 1,04$;

α – основная ставка тарифа, $\alpha = 959,11$ руб/(кВт·мес) [25];

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощностью предприятия, определяется по таблице [15].

$K_M = 0,79$;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\beta = 1,3488$ руб/(кВт·ч) [25].

Тогда имеем

$$C'_0 = 1,04 \left(\frac{959,11 \cdot 0,79}{5948} + 1,3488 \right) = 1,535.$$

Стоимость потерь электроэнергии в кабельных линиях

$$C_3 = (259,7 + 887,42) \cdot 1,535 = 1761 \text{ руб}.$$

Сведем результаты расчетов в таблицу 6.2

Таблица 6.2

Наименование оборудования	Капитальные затраты, тыс. руб	Приведенные капитальные затраты, тыс. руб	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб	Приведенные затраты, тыс. руб
Кабельная линия 10 кВ	165,5	28,14	1,76	29,9
Ячейка вводного выключателя	613,6	130,70	–	130,7
Итого				160,6

6.2.2 Магистральная схема фрагмента внутреннего электроснабжения

На рисунке 6.2 представлена магистральная схема внутреннего электроснабжения ТП4 и ТП1.

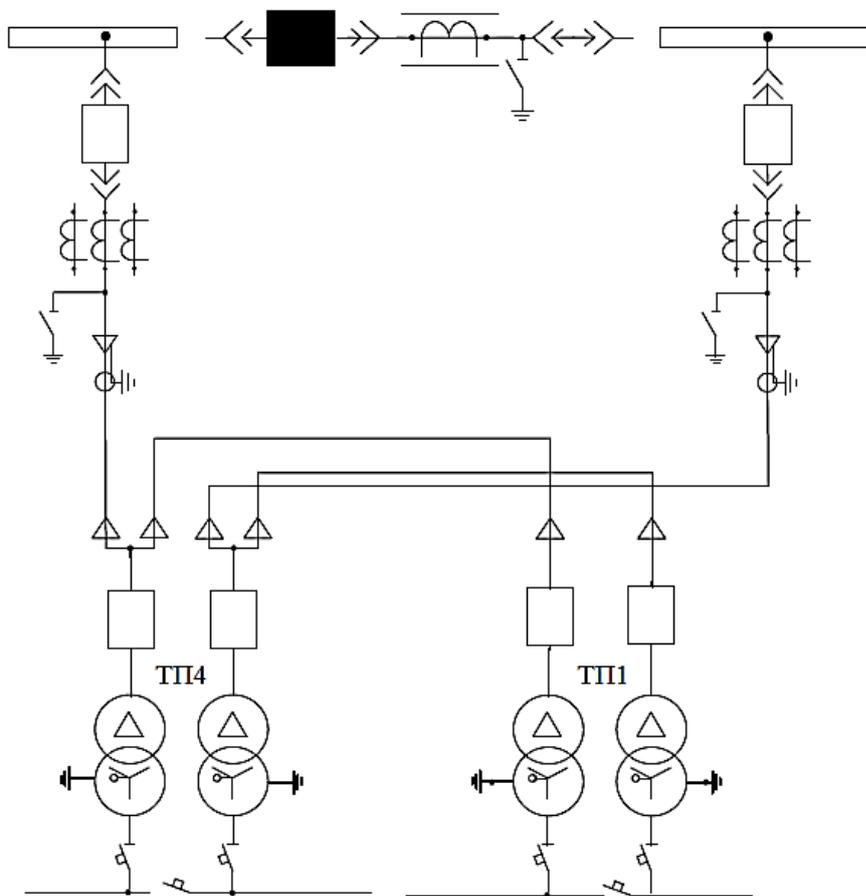


Рисунок 6.2 – Магистральная схема питания трансформаторных подстанций

Выбираем кабельные линии 10 кВ, питающие ТП4 и ТП1, по экономической плотности тока и по условию термической стойкости к току КЗ. Расчеты аналогичны рассмотренным ранее, результаты сведены в таблицы 6.3 и 6.4.

Таблица 6.3 – Выбор кабеля

Конечные пункты линии	$P_{р.л\Sigma}$, кВт	$Q_{р.л\Sigma}$, квар	$S_{р.л\Sigma}$, кВА	U, кВ	$I_{р.к}$, А	Тип и количество кабелей	Длина, км	r_0 , Ом/км
ГПП-ТП4	1539,80	964,20	1866,77	10	52,50	2хААШв-3х185	0,063	0,167
ТП4-ТП1	729,15	552,68	915,00	10	26,44	2хААШв-3х150	0,15	0,206

Вводные выключатели, установленные в РУ НН ГПП, рассматриваем точно такие же.

Ячейка выключателя.

Количество ячеек выключателя – 2. Стоимость ячейки выключателя $K = 130$ тыс. руб. [24].

Сумма капитальных затрат на группу элементов системы электроснабжения:
 $K = 130 \cdot 1,18 \cdot 2 = 306,8$ тыс. руб.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E = 0,12 + 0,03 + 0,063 = 0,213.$$

Таким образом, годовые затраты

$$E \cdot K = 0,213 \cdot 306,8 = 65,35 \text{ тыс. руб.}$$

Длина кабельной линии до ТП4 равна 63 м. Стоимость одного метра кабельной линии ААШв-3х185 равно 508,2 руб.

Длина кабельной линии до ТП1 равна 150 м. Стоимость одного метра кабельной линии ААШв-3х150 равно 385,3 руб.

$$K = k \cdot L = (63 \cdot 508,2 + 150 \cdot 385,3) \cdot 1,18 = 105977,7 \text{ руб} = 106 \text{ тыс.руб.}$$

Здесь $E_a = 0,03$; $E_o = 0,02$.

$$E = 0,12 + 0,03 + 0,02 = 0,17.$$

Приведенные капитальные затраты:

$$E \cdot K = 0,17 \cdot 106 = 18,02 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электрической энергии в кабельной линии за год

– для КЛ до ТП4

$$\Delta W_{л1} = 2 \cdot 3 \cdot 52,5^2 \cdot 0,167 \cdot 0,063 \cdot 5948 = 1035 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

– для КЛ до ТП1

$$\Delta W_{л2} = 2 \cdot 3 \cdot 26,44^2 \cdot 0,206 \cdot 0,15 \cdot 5948 = 770,89 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в кабельных линиях

$$C_3 = (1035 + 770,89) \cdot 1,535 = 2772 \text{ руб.}$$

Таблица 6.4

Наименование оборудования	Капитальные затраты, тыс. руб	Приведенные капитальные затраты, тыс. руб	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб	Приведенные затраты, тыс. руб
Кабельная линия 10 кВ	106	18,02	2,77	20,79
Ячейка вводного выключателя	306,8	65,35	–	65,35
Итого				86,14

Приведенные затраты на вариант радиальной схемы внутреннего электро-снабжения равны $Z_1 = 160,6$ тыс.руб. В свою очередь, приведенные затраты на вариант магистральной схемы равны $Z_2 = 86,14$ тыс.руб. Исходя из этого, выбираем магистральную схему питания ТП.

6.3 Построение схемы электроснабжения

Распределение электроэнергии на предприятии от ГПП до трансформаторных подстанций выполняем по магистральным схемам на напряжении 10 кВ при последовательном, линейном расположении подстанций. По радиальным схемам осуществим питание больших сосредоточенных нагрузок. Электрическая схема электроснабжения предприятия представлена на рисунке 6.3.

6.4 Конструктивное выполнение электрической сети

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

Выполним прокладку кабелей от ГПП до цеховых ТП в кабельных траншеях, поскольку такой способ прокладки очень простой и экономически выгодный. В местах пересечения с дорогой кабели прокладываем в трубах. Кабели проложены в блоках в месте пересечения с железной дорогой. Для прокладки используем кабель ААШв. В зданиях кабельные линии прокладываем открыто по стенам, в лотках и в подвале.

6.5 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Весь расчет сводится в таблицу 6.5.

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

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

Например, при питании двухтрансформаторной цеховой подстанции – это расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор. для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммиро-

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		60

вания расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.к}}{j_э},$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности $T_{им}$ использования максимума нагрузки [6, таблица 1.3.36].

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды. Для выбранного кабеля найдем длительно допустимый ток $I_{доп}$ [6, таблица 1.3.7].

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I_{доп} = K_{п} \cdot K_{t} \cdot I_{доп} > I_{р.к} / n_{к},$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [6, таблица 1.3.26];

K_{t} – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель. Согласно исходным данным наивысшая температура окружающего воздуха равна 29,3 °С. По [7, таблица 21.2] для нормированной температуры жил, используя линейную интерполяцию, получим:

$$K_{t} = 1 - \frac{1 - 0,94}{30 - 25} \times (29,3 - 25) = 0,95;$$

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

Согласно ПУЭ для кабельных линий, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если длина его составляет более 10 м.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребителей 2-й категории. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть $I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к}$. Допустимая перегрузка кабеля в указанном режиме

$$I_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп} > \frac{I_{ав}}{n_{к}},$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки [6, таблица 1.3.1].

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% .$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля [20, таблица 3.29].

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания (раздел 7), после которого определяется сечение кабеля $F_{т.с}$ по термической стойкости к токам короткого замыкания и, если выбранное в данном разделе сечение кабеля оказывается меньше $F_{т.с}$, производится его соответствующее уточнение.

Выводы по разделу 6

В данном разделе выбраны величина напряжения и схема внутреннего электроснабжения предприятия. При этом рациональная схема внутреннего электроснабжения отдельных потребителей электроэнергии выбрана путем технико-экономического сравнения радиальной и магистральной схем их питания. Здесь также описано конструктивное выполнение электрической сети, произведен расчет питающих линий.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		62

Изм.
Лист
№ документа
Подпись
Дата

Таблица 6.5 – Расчет кабельных линий

Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _{p.к} , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и кол-во кабелей		Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А
										норм.	п/авар.	
ГПП-ТП4	1539,8	964,2	1816,8	52,45	43,71	70	ААШв	2	в траншее	52,45	104,89	140
ТП4-ТП1	729,2	552,6	914,9	26,41	22,01	25	ААШв	2	в траншее	26,41	52,82	75
ТП1-НРП1	198,6	120,4	232,2	167,61	139,68	150	ААШв	2	в траншее	167,61	335,23	335
ГПП-ТП2	1908,6	1462,1	2404,3	69,41	57,84	95	ААШв	2	в траншее	69,41	138,81	170
ТП2-ТП3	954,3	731,0	1202,1	34,70	28,92	35	ААШв	2	в траншее	34,70	69,41	90
ГПП-ТП5	2561,1	771,8	2674,8	77,22	64,35	120	ААШв	2	в траншее	77,22	154,44	200
ТП5-ТП6	1280,5	385,9	1337,4	38,61	32,17	35	ААШв	2	в траншее	38,61	77,22	90
Высоковольтная нагрузка												
ГПП-СД1	700,0	-336,0	776,5	44,83	37,36	35	ААШв	1	в лотке	44,83	–	90
ГПП-СД2	700,0	-336,0	776,5	44,83	37,36	35	ААШв	1	в лотке	44,83	–	90
ГПП-СД3	700,0	-336,0	776,5	44,83	37,36	35	ААШв	1	в лотке	44,83	–	90
ГПП-СД4	700,0	-336,0	776,5	44,83	37,36	35	ААШв	1	в лотке	44,83	–	90
ГПП-ДСП1	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314
ГПП-ДСП2	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314
ГПП-ДСП3	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314
ГПП-ДСП4	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314
ГПП-ДСП5	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314
ГПП-ДСП6	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314
ГПП-ДСП7	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314
ГПП-ДСП8	6000,0	5280,0	7992,4	230,73	192,27	240	ААШв	2	в лотке	230,73	–	314

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 6.5

Конечные пункты КЛ	I _{доп} , А	K _П , о.е.	K _t , о.е.	Г _{доп} , А	K _{АВ} , о.е.	Г _{АВ} , А	L, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %
ГПП-ТП4	140	0,75	0,95	99,75	1,28	127,68	0,063	0,443	0,086	0,03
ТП4-ТП1	75	0,90	0,95	64,13	1,30	83,36	0,150	1,240	0,099	0,12
ТП1-НРП1	335	0,90	0,95	286,40	1,24	355,17	0,060	0,206	0,079	1,23
ГПП-ТП2	170	0,75	0,95	121,10	1,26	152,62	0,110	0,326	0,083	0,06
ТП2-ТП3	90	0,90	0,95	76,95	1,30	100,04	0,095	0,890	0,095	0,07
ГПП-ТП5	200	0,75	0,95	142,50	1,27	180,98	0,250	0,258	0,081	0,11
ТП5-ТП6	90	0,90	0,95	76,95	1,27	97,73	0,165	0,890	0,095	0,12
Высоковольтная нагрузка										
ГПП-СД1	90	0,78	0,95	66,7	1,23	82,03	0,22	0,890	0,095	0,07
ГПП-СД2	90	0,78	0,95	66,7	1,23	82,03	0,23	0,890	0,095	0,07
ГПП-СД3	90	0,78	0,95	66,7	1,23	82,03	0,24	0,890	0,095	0,08
ГПП-СД4	90	0,78	0,95	66,7	1,23	82,03	0,25	0,890	0,095	0,08
ГПП-ДСП1	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,06	0,129	0,075	0,04
ГПП-ДСП2	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,08	0,129	0,075	0,06
ГПП-ДСП3	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,10	0,129	0,075	0,07
ГПП-ДСП4	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,12	0,129	0,075	0,09
ГПП-ДСП5	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,14	0,129	0,075	0,10
ГПП-ДСП6	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,16	0,129	0,075	0,12
ГПП-ДСП7	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,18	0,129	0,075	0,13
ГПП-ДСП8	314	0,78	0,95	232,7	1,15	267,58	0,20	0,129	0,075	0,15

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

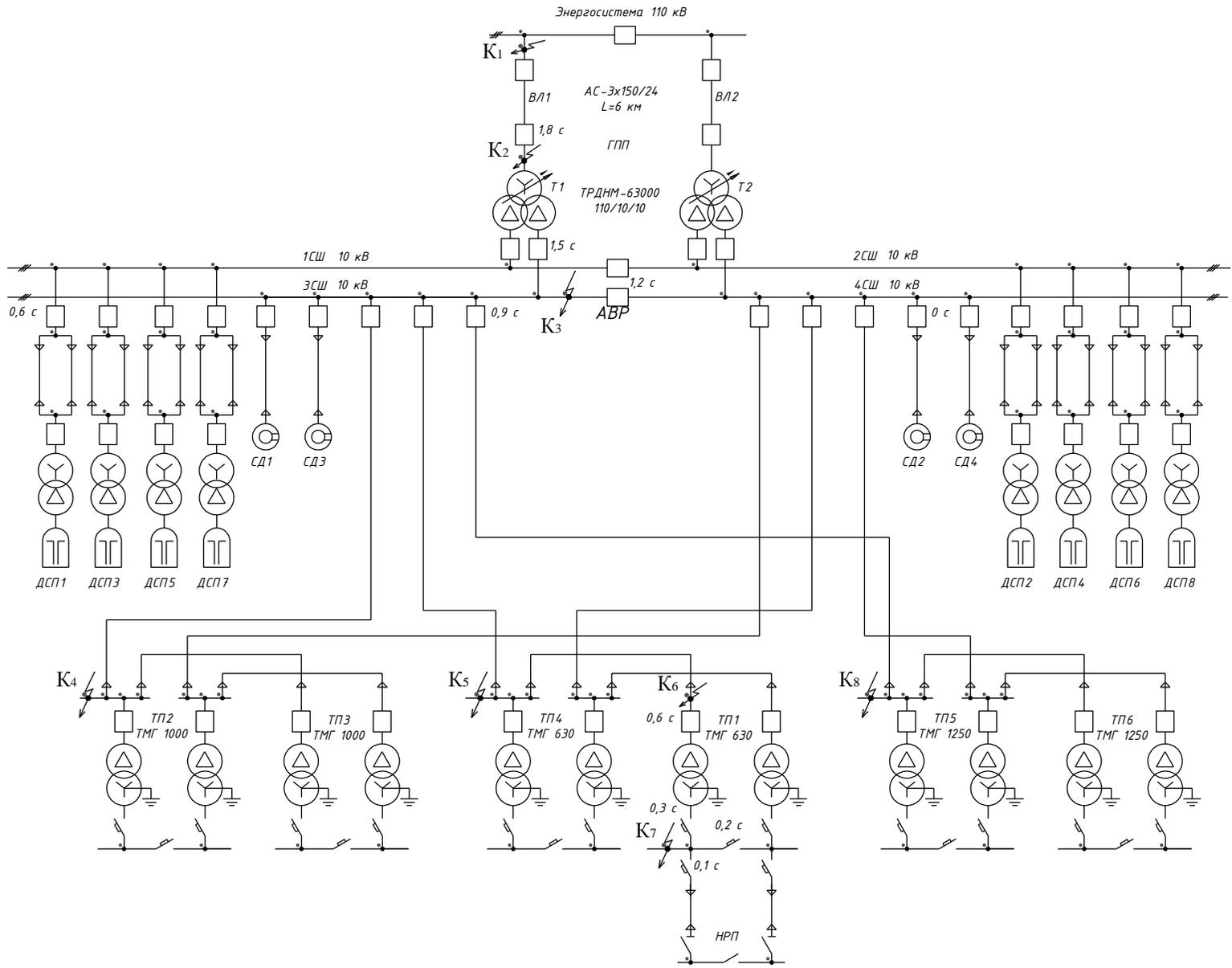


Рисунок 6.3 – Схема электрическая предприятия

Изм.	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист	
------	--

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производится для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования СЭС промышленного предприятия по методике, приведенной в [26]. При этом достаточно рассмотреть ток трехфазного КЗ в характерных точках СЭС и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети.

Для практических расчетов токов КЗ при выборе и проверке электрооборудования нужно учитывать следующие положения:

1) В электроустановках напряжением выше 1000 В нужно учитывать индуктивные сопротивления всех элементов СЭС.

2) В электроустановках напряжением ниже 1000 В нужно учитывать как индуктивные, так и активные сопротивления всех элементов схемы, сопротивления переходных контактов и прочее.

3) Допускается не учитывать сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания токов КЗ и действительные значения коэффициентов трансформации трансформаторов.

Для расчета токов КЗ составляется исходная расчетная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек КЗ (энергосистема, синхронные двигатели), расчетные точки КЗ и связи между ними (воздушные и кабельные линии, трансформаторы).

При выборе расчетной схемы для определения токов КЗ должны рассматриваться вероятные режимы, при которых воздействие токов КЗ на СЭС является наиболее тяжелым. Таким характерным режимом СЭС промышленных предприятий является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели в РУ НН ГПП.

Для выбора электрооборудования СЭС промышленного предприятия проводится расчет токов КЗ в следующих точках:

1) K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;

2) K_3 – в РУ 10 кВ ГПП;

С целью сокращения расчетов при определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от высоковольтных синхронных 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 5.

В подпитке точки K_3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем четырем секциям. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается по тем же соображениям.

Электрическая схема для расчетов токов КЗ представлена на рисунке 7.1. Составленная по ней схема замещения изображена на рисунке 7.2.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		66

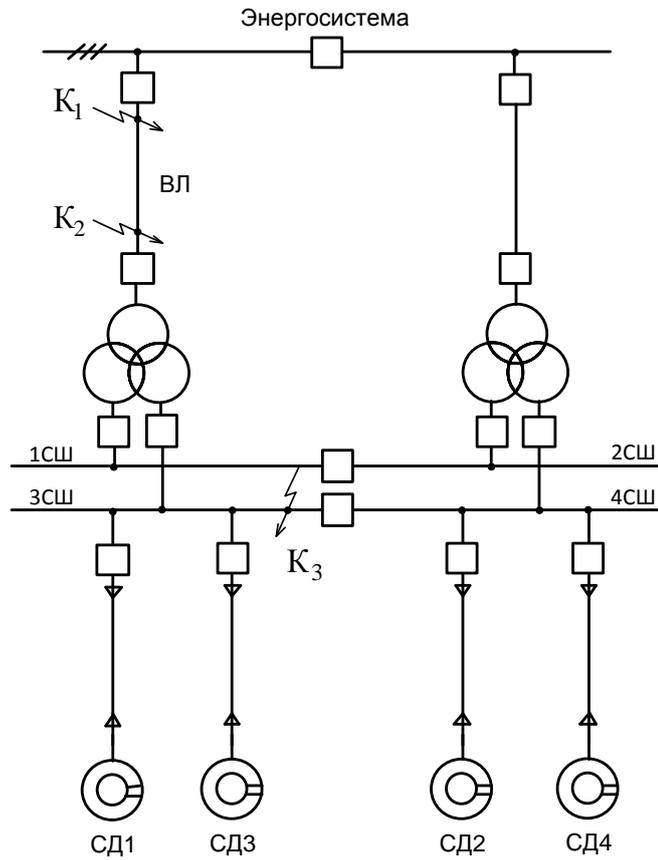


Рисунок 7.1 – Принципиальная электрическая схема СЭС

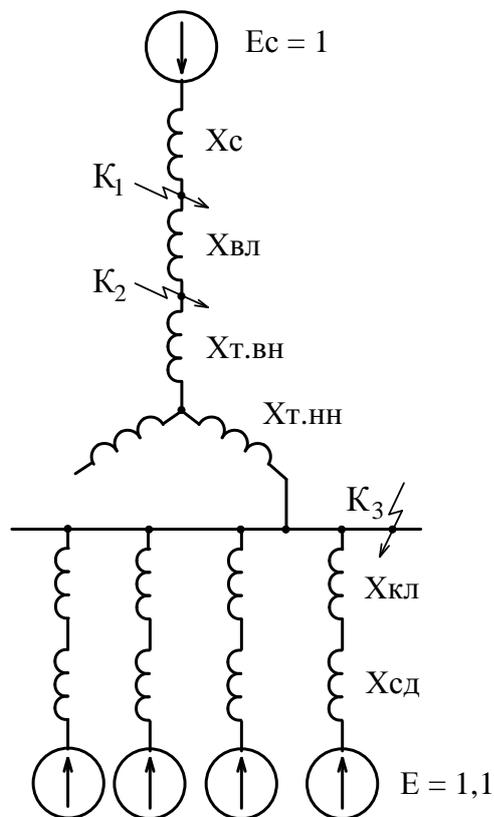


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

67

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

Сопротивление системы в относительных единицах

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_c} = \frac{1000}{2530} = 0,395.$$

Сопротивление воздушной линии в относительных единицах

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,42 \cdot 6 \cdot 1000}{115^2} = 0,191.$$

Сопротивление трансформатора с расщепленными обмотками

$$X_T = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_T} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1,667;$$

$$X_{T.ВН} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 1,667 = 0,208;$$

$$X_{T.НН} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 1,667 = 2,917.$$

Сопротивления кабельных линий, питающих двигателя

$$X_{кл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2}.$$

Здесь $U_6 = 10,5$ кВ.

В зависимости от длины кабельных линий получаем следующие значения сопротивлений: $X_{кл.сд1} = 0,19$; $X_{кл.сд2} = 0,198$; $X_{кл.сд3} = 0,207$; $X_{кл.сд4} = 0,215$.

Сопротивления синхронных двигателей

$$X_{сд} = \frac{x_d'' \cdot S_6 \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot 10^3}{P_{ном}}.$$

Синхронные двигатели типа СТД-1000 с номинальной мощностью $P_{ном} = 1000$ кВт и сверхпереходным сопротивлением по продольной оси $x_d'' = 0,128$ [10, таблица 2.48]; $\eta = 0,96$; $\cos\varphi = 0,9$.

$$X_{сд} = \frac{0,128 \cdot 1000 \cdot 0,9 \cdot 0,96 \cdot 10^3}{1000} = 110,6.$$

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		68

Суммарное сопротивление кабельной линии и двигателя: $X_{кл} + X_{сд} = 110,8$.
 Преобразуем схему замещения и приводим ее к виду, изображенному на рисунке 7.3, где $X_{э1} = X_c + X_{вл} + X_{т.вн} + X_{т.нн} = 3,711$; $X_{э2} = \frac{110,8}{4} = 27,7$.

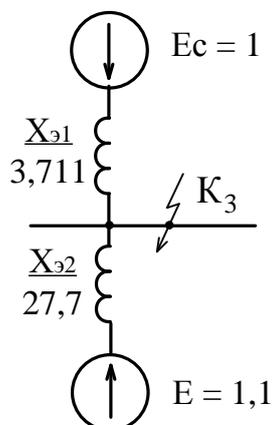


Рисунок 7.3 – Преобразованная схема замещения для расчета тока КЗ

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{X_{э1}} \cdot I_6 = \frac{1}{3,711} \cdot 55 = 14,818 \text{ кА};$$

$$I_d = \frac{E_d}{X_{э2}} \cdot I_6 = \frac{1,1}{27,7} \cdot 55 = 2,184 \text{ кА}.$$

Значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{к3} = I_{п0} = I_c + I_d = 14,818 + 2,184 = 17 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 17 = 46,163 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{к3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{п0} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 17 = 309,194 \text{ кВА}.$$

Точка К₄ – на шинах высшего напряжения ТП-2. Точка К₅ – на шинах высшего напряжения ТП-4. Точка К₆ – на шинах высшего напряжения ТП-1. Точка К₈ – на шинах высшего напряжения ТП-5. Результаты расчета тока КЗ по всем точкам представлены в таблице 7.1. Ряд точек показан на рисунке 7.4.

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Напряжение U _{ср} расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени S _{к.ст} = √3 · U _{ср} · I _{п.0} , МВА
		I _{п.0}	I _{п.т}	i _{уд}	
К ₁	115	12,702	12,702	30,896	2530,000
К ₂	115	8,570	8,570	21,816	1707,000
К ₃	10,5	17,000	17,000	46,163	309,194
К ₄	10,5	14,494	14,494	28,697	263,601
К ₅	10,5	14,624	14,624	28,954	265,961
К ₆	10,5	14,118	14,118	27,953	256,763
К ₇	0,4	15,653	15,653	26,564	10,845
К ₈	10,5	14,119	14,119	27,954	256,774

Рассчитаем ток короткого замыкания в точке К₇. Здесь расчет будем вести в именованных единицах.

Трансформатор типа ТМГ-630/10, схема соединения обмоток Δ/Y_н, напряжение короткого замыкания U_к = 5,5 %; потери короткого замыкания ΔP_к = = 7,6 кВт.

Мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора в точке К₆ S_{к6} = 256,763 МВА (см. таблицу 7.1).

Между трансформатором и вводным выключателем QF1 расположен шинопровод длиной 1 м. Номинальный ток трансформатора составляет I_{т.н} = 909,33 А, с учетом перегрузки 1,4·I_{т.н} ток трансформатора может достигать величины 1273 А. Поэтому возьмем шинопровод на ток 1250 А [27, таблица П.1.3.1]: удельные сопротивления фазы R_{уд.ш} = 0,034 мОм/м, X_{уд.ш} = 0,016 мОм/м.

Схема замещения прямой последовательности для расчета тока трехфазного КЗ представлена на рисунке 7.5.

1) Сопротивление энергосистемы

$$X_C = \frac{U_{СР.НН}^2}{S_{к6}} = \frac{400^2}{256,763 \cdot 10^6} = 0,000623 \text{ Ом} = 0,623 \text{ мОм.}$$

2) Сопротивления трансформатора

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{СР.НН}^2}{S_{Т.Н}^2} = \frac{7,6 \cdot 10^3 \cdot 400^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 0,003064 \text{ Ом} = 3,064 \text{ мОм};$$

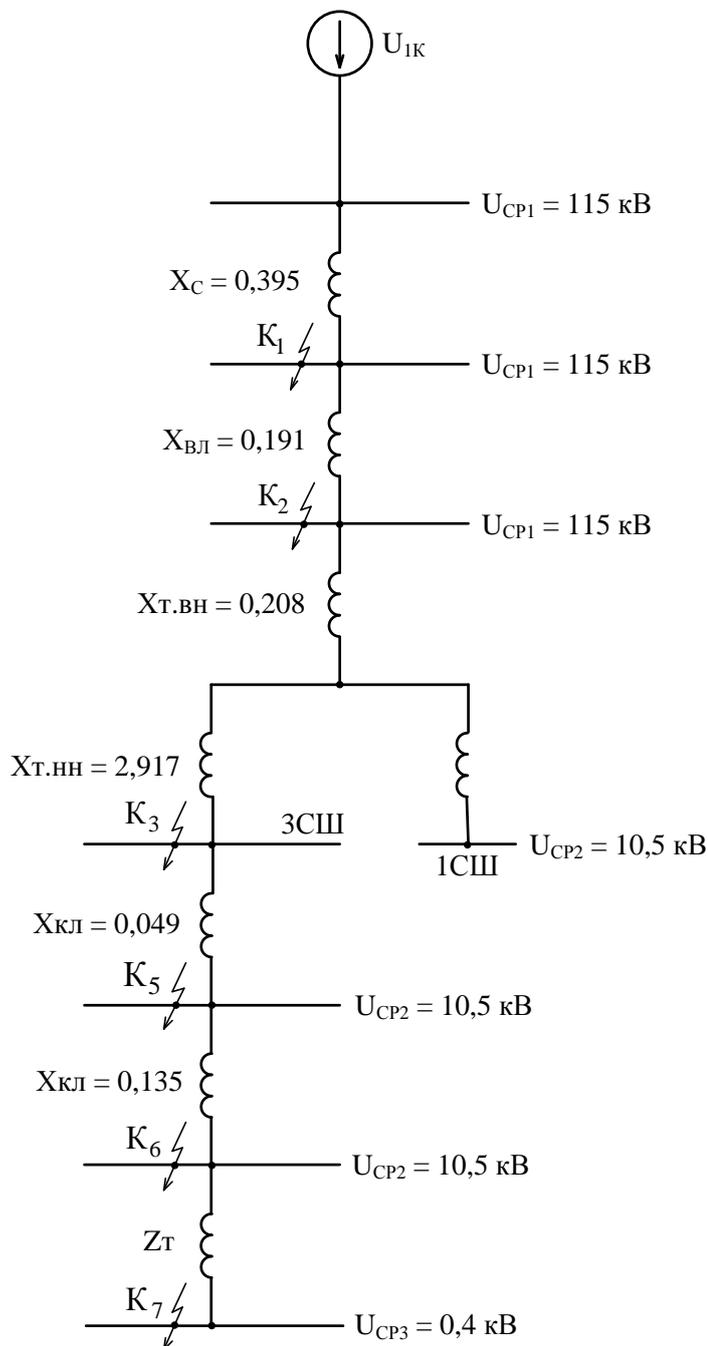


Рисунок 7.4 – Схема замещения для расчета точек КЗ

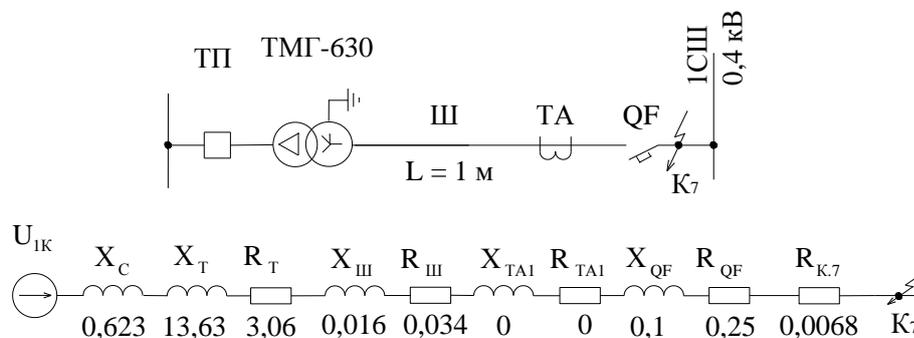


Рисунок 7.5 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₇

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

71

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_{\text{CP.HH}}^2}{100 \cdot S_{\text{T.H}}} = \frac{5,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 630 \cdot 10^3} = 0,013968 \text{ Ом} = 13,968 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{13,968^2 - 3,064^2} = 13,628 \text{ мОм}.$$

3) Сопротивление шинпровода между трансформатором и вводным автоматическим выключателем

$$R_{\text{Ш}} = R_{\text{уд.Ш}} \cdot L = 0,034 \cdot 1 = 0,034 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{Ш}} = X_{\text{уд.Ш}} \cdot L = 0,016 \cdot 1 = 0,016 \text{ мОм}.$$

4) Сопротивления переходных контактных сопротивлений:

– шинпровода с двух сторон по $R_{\text{к.Ш}} = 0,0034 \text{ мОм}$ [27, таблица П1.6.2];

– суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений

$$R_{\text{к.7}} = 2 \cdot 0,0034 = 0,0068 \text{ мОм};$$

– переходное сопротивление подвижных контактов автоматического выключателя: $R_{\text{QF}} = 0,25 \text{ мОм}$, $X_{\text{QF}} = 0,1 \text{ мОм}$ [27, табл. П1.6.1].

– активное и индуктивное сопротивления трансформатора тока 1250/5 А примем равными нулю в следствии их малости [27, табл. П1.6.5].

5) Активное сопротивление заземляющей дуги на шинах РУ-0,4 кВ равно нулю [27, табл. П1.7]:

Сопротивление контура КЗ:

– активное

$$R_{\Sigma} = R_T + R_{\text{Ш}} + R_{\text{QF}} + R_{\text{к.7}} = 3,064 + 0,034 + 0,25 + 0,0068 = 3,355 \text{ мОм};$$

– реактивное

$$X_{\Sigma} = X_C + X_T + X_{\text{Ш}} + X_{\text{QF}} = 0,623 + 13,628 + 0,016 + 0,1 = 14,367 \text{ мОм};$$

– полное

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{3,355^2 + 14,367^2} = 14,754 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К₇

$$I_{\text{к7}} = \frac{U_{\text{CP3}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,754} = 15,653 \text{ кА}.$$

Значение тока КЗ в точке К₇ также занесено в таблицу 7.1.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		72

Выводы по разделу 7

В данном разделе представлен расчет токов короткого замыкания в нескольких точках системы электроснабжения предприятия. В дальнейшем по величинам рассчитанных токов будет произведен выбор электрооборудования.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		73

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном разделе произведен выбор электрооборудования 10 кВ.

При выборе электрооборудования СЭС предприятия следует иметь в виду, что его значительная часть должна быть комплектной. Поэтому выбрав соответствующее комплектное оборудование, необходимо вначале выявить его составные элементы и только после этого произвести проверку по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам КЗ.

Выбранные аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ;
- 3) удовлетворять требованиям экономичности.

Выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП.

Выберем токопровод, который соединяет трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Токопровод выбирается по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, потере напряжения, термической и электродинамической стойкости к токам КЗ. Устанавливаем комплектный токопровод марки ТЭНЕ-10-4000-128 УХЛ1 [28].

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме найдем по формуле

$$I_{\text{утяж}} = \frac{0,92 \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{0,92 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3350 \text{ А} < 4000 \text{ А}.$$

Проверим токопровод по асимметричному току электродинамической стойкости. Из предыдущего раздела известно, что ударный ток в точке К₃ равен 46,163 кА < 128 кА.

Проверка по термической стойкости к току КЗ.

Время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН, равно 1,5 с. Собственное время отключения выключателя равно 0,03 с. Постоянная времени затухания апериодической составляющей в соответствии с [10, таблица 2.45] равна 0,12 с. Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К₃ – $I_{\text{п.0}} = 17 \text{ кА}$ (см. раздел 7).

Номинальный импульс квадратичного тока (термической стойкости):

$$17^2 \cdot (1,5 + 0,03 + 0,12) = 476,85 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq 70^2 \cdot 3 = 14700 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Поскольку длина токопровода невелика, его можно не проверять по потере напряжения.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		74

Выбор ячеек комплектного распределительного устройства НН ГПП.

В качестве РУ НН ГПП может быть использовано КРУ-СЭЩ-70. Ячейки КРУ выбираются по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Так как по перечисленным параметрам также выбираются и выключатели, установленные в КРУ, проверка ячеек будет осуществляться совместно с выбором выключателей.

В качестве вводного выключателя устанавливается выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2 [29]. Результаты выбора сведены в таблицу 8.1. Выключатель выбираем по методике, изложенной выше в подразделе 5.4.

Таблица 8.1 – Результаты выбора вводного выключателя

Условие выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2
$U_c \leq U_n$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	3350 А	4000 А
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк}}$	17 кА	50 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п.т}} + I_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	34 кА	99 кА
$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{дин}}$	17 кА	50 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	46 кА	127 кА
$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	477 (кА) ² ·с	7500 (кА) ² ·с

Секционный выключатель и выключатели отходящих линий устанавливаем того же типа. Они выбираются аналогично. В таблице 8.2 в качестве примера представлены результаты выбора выключателей отходящих линий, которые питают подстанции ТП-2 и ТП-3 и синхронный двигатель соответственно.

Таблица 8.2 – Выбор выключателей и трансформаторов тока отдельных элементов схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии	U _н , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{п.0} , кА	I _{уд} , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП2	10	69,4	138,8	17	46	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000	ТОЛ-СЭЩ-10
ГПП-СД1	10	44,8	–	17	46	ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000	ТОЛ-СЭЩ-10

Выбор трансформаторов тока.

В ячейках КРУ-СЭЩ-70 устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-10-М-2 [30]. Подробно рассмотрим выбор трансформаторов тока на вводе в комплектное распределительное устройство. Трансформаторы тока на отходящих линиях рассчитываются аналогичным образом.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току, а также по току утяжеленного режима работы, электродинамической и термической стойкости к действию токов КЗ. Еще трансформаторы тока проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке).

Устанавливаем трансформатор тока ТОЛ-10-М-0,5s/10P-5/15-4000/5 с коэффициентом трансформации 4000/5 [31]. Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя, приведен в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в РУ НН ГПП

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-10-М-0,5s/10P-5/15-4000/5
$U_c \leq U_n$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	3350 А	4000 А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин. макс}}$	46 кА	152 кА
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	477 (кА) ² ·с	3721 (кА) ² ·с

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составим схему включения трансформатора тока и измерительных приборов (рисунок 8.1). На подстанции 110/10 кВ на стороне низшего напряжения устанавливаются амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии. В качестве амперметра и ваттметра будет использоваться цифровой многофункциональный прибор ЩМ120 [32]. В качестве счетчика активной и реактивной энергии устанавливаем счетчик СЭТ-4ТМ.03.М [33]. На рисунке 8.1 можно видеть схему подключения выбранных контрольно-измерительных приборов к вторичным обмоткам трансформатора тока.

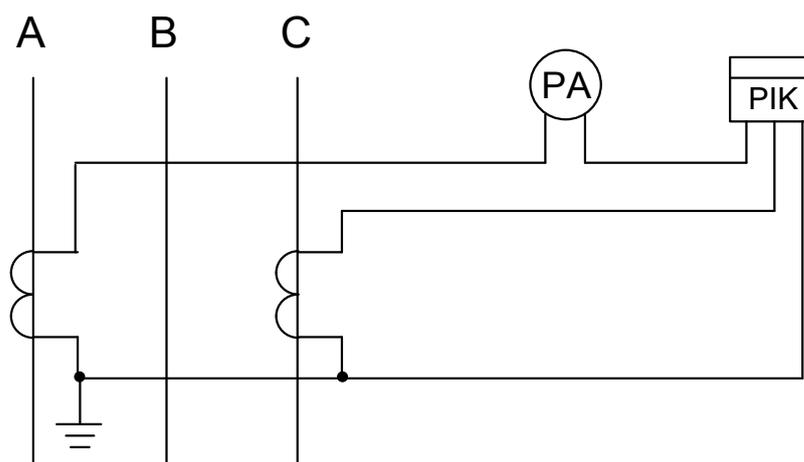


Рисунок 8.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определим нагрузку по фазам и результаты сведем в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Проверка работы трансформатора тока в заданном классе точности

Обмотка ТТ	Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
				А	В	С
0,5s	РК	СЭТ-4ТМ.03.М	1	0,015	–	0,015
	РА	ЦМ120	1	0,1	–	0,1
Итого:				0,115	–	0,115

Исходя из условного обозначения трансформатора тока, максимальная допустимая нагрузка вторичной обмотки 0,5s составляет 5 ВА. Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ определяется по 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: $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$.

Тогда для обмотки 0,5s получаем:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{5}{(5)^2} = 0,2 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление приборов:

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

Для обмотки 0,5s

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,115}{(5)^2} = 0,0046 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов: $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}.$$

Для обмотки 0,5s

$$r_{\text{пров}} = 0,2 - 0,0046 - 0,05 = 0,1454 \text{ Ом}.$$

В качестве соединительных проводов принимаем провода с медными жилами, удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$.

Согласно [22], в цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять $l = 5 \text{ м}$. Поскольку трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 8.1), тогда $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,65 \text{ м}$.

Допустимое сечение соединительных проводов определим по формуле:

$$f = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 8,65}{0,1454} = 1,04 \text{ мм}^2.$$

Принимаем большее стандартное сечение жил с учетом [6, п. 3.4.4] – для токовых цепей минимальное сечение жилы из меди должно быть $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности. Выбираем марку контрольного кабеля КВВГ.

Выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ГПП.

Трансформаторов напряжения устанавливается по одному на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку ТН включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению, по конструкции и схеме соединения обмоток, проверяются по классу точности (по допустимой вторичной нагрузке).

Устанавливаем на шины 10 кВ трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2 [34]. Схема соединения обмоток трансформатора напряжения представлена на рисунке 8.2.

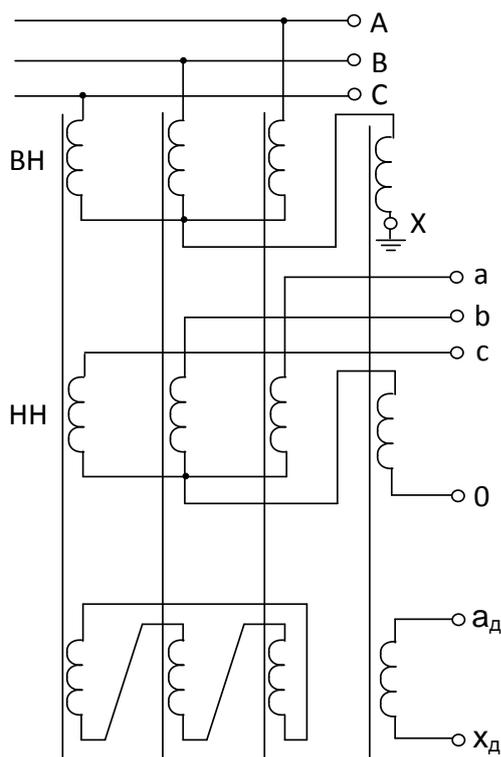


Рисунок 8.2 – Схема соединения обмоток трансформатора НАМИ-10-95 УХЛ2

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

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{ном}},$$

где $S_{нагр}$ – мощность всех измерительных приборов, подключенных к трансформатору напряжения, ВА;

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

Произведем проверку трансформатора напряжения, установленного на шинах ГПП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, ВА	
Вольтметр (СШ)	Э-335	2	1	1	0	2	2	–	
Счетчик активной и реактивной энергии	Ввод 10кВ от трансформатора	СЭТЗр-01-08	3	2	0,38	0,92	1	2,3	5,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	СЭТЗр-01-08	3	2	0,38	0,92	10	22,8	55,2
Итого:							27,1	60,7	

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{нагр} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{27,1^2 + 60,7^2} = 66,47 \text{ ВА} .$$

Согласно [34, таблица 2] при работе основной вторичной обмотки данного трансформатора напряжения в классе точности 0,5 максимально допустимая трехфазная нагрузка составляет 200 ВА. Исходя из этого, считаем, что выбранный трансформатор напряжения работает в заданном классе точности.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами применяем кабель КВВГ с медными жилами с сечением 2,5 мм² по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-10 УЗ и втычной разъединитель.

Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.

Ответственными механизмами системы собственных нужд подстанции являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей, система оперативного управления, связи и телемеханики. Помимо этого, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ. На двухтрансформаторных подстанциях

35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. В проекте можно принять мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot S_{\text{Т.Н}}^{\text{ГПП}},$$

где $S_{\text{ТСН}}$ – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{\text{Т.Н}}^{\text{ГПП}}$ – мощность силового трансформатора на ГПП, кВА.

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot S_{\text{Т.Н}}^{\text{ГПП}} = 0,001 \cdot 63000 = 63 \text{ кВА}.$$

Для собственных нужд выбираем трансформатор ТСЗ-63/10/0,4. Номинальный ток трансформатора на стороне ВН

$$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,7 \text{ А}.$$

Трансформатор собственных нужд подключается к стороне НН силового трансформатора ГПП через предохранитель типа ПКТ 101-10-8-31,5 УЗ [35].

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

Кабели 10 кВ системы внутреннего электроснабжения предприятия необходимо проверить на термическую стойкость к токам КЗ.

Расчет термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.6.

Таблица 8.6 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_{\text{п.о.}}$, кА	$t_{\text{рз}}$, с	$t_{\text{о.в.}}$, с	$T_{\text{а}}$, с	$V_{\text{к}}$, кА ² ·с	C	$F_{\text{Т.С.}}$, мм ²	$F_{\text{ПРЕЖ.}}$, мм ²	$F_{\text{Т.ПРИН}}$, мм ²
ГПП-ТП4	17,0	0,9	0,03	0,12	303,45	94	185,3	70	185
ТП4-ТП1	14,6	0,9	0,03	0,02	203,17	94	151,6	25	150
ТП1-НРП1	15,6	0,1	0,03	0,03	39,20	94	66,6	150	150
ГПП-ТП2	17,0	0,9	0,03	0,12	303,45	94	185,3	95	185
ТП2-ТП3	14,5	0,9	0,03	0,02	199,57	94	150,3	35	150
ГПП-ТП5	17,0	0,9	0,03	0,12	303,45	94	185,3	120	185
ТП5-ТП6	14,1	0,9	0,03	0,02	189,38	94	146,4	35	150
Высоковольтная нагрузка									
ГПП-СД1	17,0	0,0	0,03	0,12	43,29	94	70,0	35	70
ГПП-СД2	17,0	0,0	0,03	0,12	43,29	94	70,0	35	70
ГПП-СД3	17,0	0,0	0,03	0,12	43,29	94	70,0	35	70
ГПП-СД4	17,0	0,0	0,03	0,12	43,29	94	70,0	35	70

Продолжение таблицы 8.6

Начало и конец кабельной линии	$I_{п.0}$, кА	$t_{рз}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_K , кА ² ·с	C	$F_{Т.С.}$, мм ²	$F_{ПРЕЖ.}$, мм ²	$F_{ПРИН}$ мм ²
Высоковольтная нагрузка									
ГПП-ДСП1	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240
ГПП-ДСП2	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240
ГПП-ДСП3	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240
ГПП-ДСП4	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240
ГПП-ДСП5	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240
ГПП-ДСП6	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240
ГПП-ДСП7	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240
ГПП-ДСП8	17,0	0,6	0,03	0,12	216,47	94	156,5	240	240

В таблице обозначено: $F_{Т.С.}$ – площадь термически устойчивого сечения кабеля; $F_{ПРЕЖ.}$ – площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы; $F_{ПРИН}$ – принятая площадь сечения кабеля в итоге.

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по выражению:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{рз} + t_{о.в.} + T_a),$$

где $I_{п.0}$ – действующее значение тока трехфазного короткого замыкания в начале кабельной линии, кА;

$t_{рз}$ – время отключения короткого замыкания релейной защитой, с;

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с.

К примеру, для кабельной линии, питающей ТП4:

$$B_K = 17^2 \cdot (0,9 + 0,03 + 0,12) = 303,45 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Термически стойкое сечение определяется в свою очередь как

$$F_{Т.С.} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где B_K – тепловой импульс тока короткого замыкания;

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, например, для кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией

$$C = 94 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \text{ [10, таблица 2.72].}$$

$$F_{Т.С.} = \frac{\sqrt{303,45 \cdot 10^6}}{94} = 185,3 \text{ мм}^2.$$

Аналогична проверка и для остальных кабельных линий.

Выводы по разделу 8

В данном разделе выбраны аппаратура и проводники системы электроснабжения предприятия, произведена их проверка. Выбор электрооборудования производился по каталогам. Состав выбираемого электрооборудования схемы электроснабжения предприятия задан руководителем проекта.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		82

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

В качестве высоковольтной нагрузки на предприятии выступают дуговые сталеплавильные печи и синхронные двигатели. ДСП вносят существенные искажения в питающую сеть, тем самым ухудшают показатели качества ее напряжения. В результате работы ДСП появляются размахи напряжения, несинусоидальность и несимметрия напряжений сети.

Необходимо также определить остаточное напряжение на СШ при пуске и самозапуске синхронных двигателей. Нормирование значений ПКЭ устанавливается ГОСТ Р 51317.2.4-2000, ГОСТ 13109-97, ГОСТ 32144-2013.

9.1 Расчет размахов колебаний напряжения

Колебания напряжения характеризуются величиной размаха изменения напряжения δU_t . Для ДСП при отсутствии графиков реактивной мощности рекомендуется определять размах эквивалентного колебания напряжения для группы одинаковых ДСП по следующей формуле:

$$\delta U_{t.экв} = \frac{S_{п.т}}{S_k} \cdot \sqrt[4]{n} \cdot 100\% ,$$

где $S_{п.т}$ – мощность печного трансформатора, $S_{п.т} = 10000$ кВА;

S_k – мощность короткого замыкания в точке подключения ДСП, $S_{к3} = 309,194$ МВА (см. раздел 7);

n – число ДСП, подключенных к секции в тяжелом режиме работы СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве напряжением 10 кВ ГПП.

$$\delta U_{t.экв} = \frac{10}{309,194} \cdot \sqrt[4]{8} \cdot 100\% = 5,4\% .$$

В соответствии с [36] электромагнитная обстановка, отнесенная к третьему классу, на СШ1 находится в допустимых пределах (от +10 до -15%).

Определим величину размаха изменения напряжения в точке поставки электроэнергии (на стороне ВН трансформатора ГПП) и на СШ3.

Схема замещения представлена на рисунке 9.1. На схеме обозначено эквивалентное сопротивление всех четырех синхронных двигателей. ДСП в схему замещения введены эквивалентным источником ЭДС. К СШ3 подключены 6 цеховых трансформаторных подстанций со средней номинальной мощностью трансформаторов $S_{т.н} = 1000$ кВА, $U_k = 5,5\%$. В схему замещения они также введены эквивалентным сопротивлением.

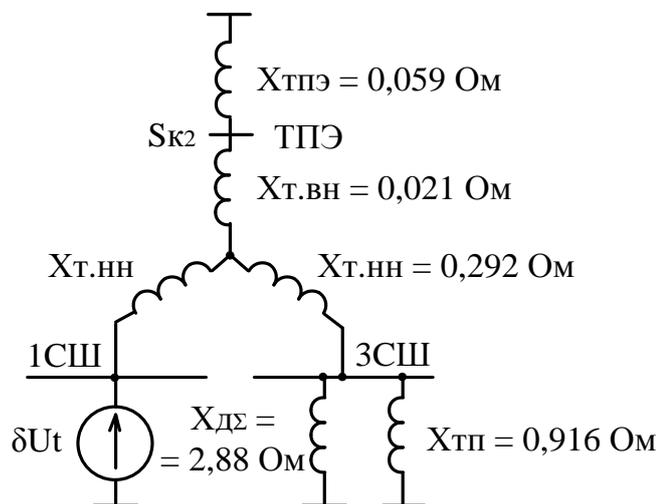


Рисунок 9.1 – Схема замещения для расчета размахов напряжения

Сопротивление ветви от энергосистемы до точки поставки электрической энергии в именованных единицах

$$X_{ТПЭ} = \frac{U_{ст}^2}{S_k} = \frac{10^2}{1707} = 0,059 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора (как обычного двухобмоточного) в именованных единицах

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{Т.Н}} = \frac{10,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 63} = 0,167 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивления обмотки высшего напряжения и расщепленных вторичных обмоток низшего напряжения

$$\begin{aligned} X_{Т.ВН} &= 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 0,167 = 0,021 \text{ Ом;} \\ X_{Т.НН} &= 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 0,167 = 0,292 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Эквивалентное сопротивление двигателей

$$X_{д\Sigma} = X''_d \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_{сд} \cdot N} = 0,128 \cdot \frac{10^2}{1,111 \cdot 4} = 2,88 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление трансформаторных подстанций

$$X_{ТП} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{Т.Н} \cdot N} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1 \cdot 6} = 0,916 \text{ Ом.}$$

Сопротивление СШЗ

$$X_{\text{СШЗ}} = \frac{X_{\text{д}\Sigma} \cdot X_{\text{тп}}}{X_{\text{д}\Sigma} + X_{\text{тп}}} = \frac{2,88 \cdot 0,916}{2,88 + 0,916} = 0,695 \text{ Ом.}$$

Преобразуем схему замещения к виду, изображенному на рисунке 9.2

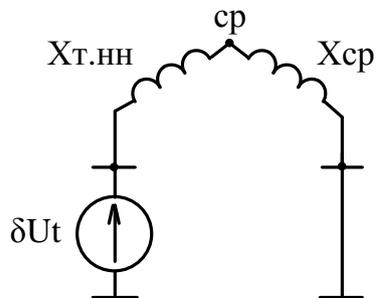


Рисунок 9.2 – Определение размаха изменения напряжения в средней точке трансформатора

$$X_1 = X_{\text{ТПЭ}} + X_{\text{т.вн}} = 0,059 + 0,021 = 0,08 \text{ Ом};$$

$$X_2 = X_{\text{т.нн}} + X_{\text{СШЗ}} = 0,292 + 0,695 = 0,987 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{ср}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,08 \cdot 0,987}{0,08 + 0,987} = 0,074 \text{ Ом.}$$

Размах изменения напряжения в средней точке трансформатора

$$\delta U_{\text{т.ср}} = \frac{X_{\text{ср}} \cdot \delta U_{\text{т}}}{X_{\text{т.нн}} + X_{\text{ср}}} = \frac{0,074 \cdot 5,4}{0,292 + 0,074} = 1,092 \%$$

Определим размах напряжения в двух других точках схемы, используя рисунок 9.3.

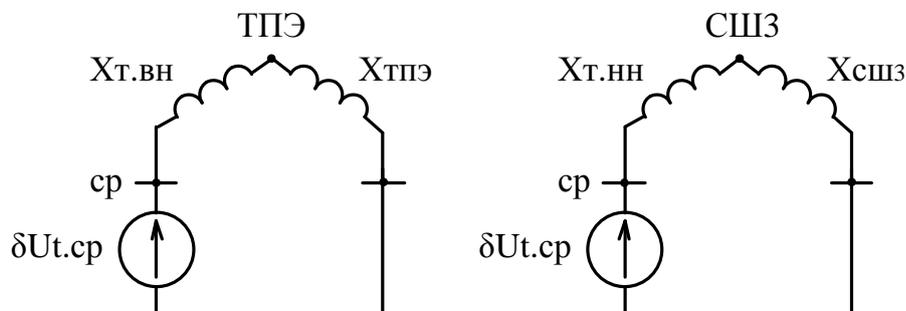


Рисунок 9.3

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

85

$$\delta U_{t.ТПЭ} = \frac{X_{ТПЭ} \cdot \delta U_{t.ср}}{X_{т.ВН} + X_{ТПЭ}} = \frac{0,059 \cdot 1,092}{0,021 + 0,059} = 0,805 \% ;$$

$$\delta U_{t.СШЗ} = \frac{X_{СШЗ} \cdot \delta U_{t.ср}}{X_{т.НН} + X_{СШЗ}} = \frac{0,695 \cdot 1,092}{0,292 + 0,695} = 0,769 \% .$$

Размахи напряжения в двух других точках в норме, не превышают 1 %.

9.2 Расчет несинусоидальности напряжения

Нелинейность вольт-амперной характеристики дуги приводит к генерации дугowymi сталеплавильными печами токов высших гармоник, состав и уровни которых зависят от периода плавки. Наибольших значений уровни высших гармоник достигают во время расплава, наименьших – при завершении плавки. Для расчетов обычно принимают режим расплава и для группы одинаковых печей рассматривают выражение [37]:

$$I_v = \frac{I_{п.т.ном} \cdot \sqrt[4]{N}}{v^2} = \frac{S_{п.т.ном} \cdot \sqrt[4]{N}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v^2},$$

где $I_{п.т.ном}$ – номинальное значение тока печного трансформатора, А;

N – число печей, подключенных к данной секции шин в нормальном режиме работы сети;

v – номер гармоники;

$S_{п.т.ном}$ – номинальная мощность печного трансформатора, ВА;

$U_{ст}$ – напряжение ступени электрической сети.

В сеть генерируются гармоники, начиная со 2-ой. Для дугowych сталеплавильных печей рассматривают 2, 3, 5, 7, 11 и 13 гармоники [38]. Ток второй гармоники принимают равным току третьей гармоники ($I_2 \approx I_3$) [39].

Например,

$$I_2 = I_3 = \frac{10000 \cdot \sqrt[4]{4}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3^2} = 90,722 \text{ А}.$$

Схема замещения для расчета высших гармонических составляющих показана на рисунке 9.4. Расчет проводится аналогично рассмотренному выше расчету размахов колебаний напряжения. Величины сопротивлений в схеме замещения взяты из предыдущего подраздела. Помимо расчета на СШ1, где и подключены печи, определим также коэффициенты гармонических составляющих напряжения и суммарный коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в точке поставки электроэнергии (на стороне ВН трансформатора ГПП) и на СШЗ.

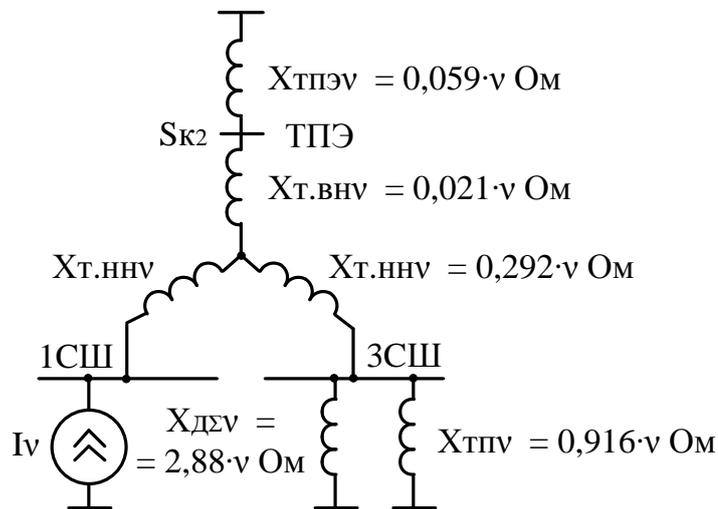


Рисунок 9.4 – Схема замещения для расчета несинусоидальности напряжения

Преобразовываем схему замещения по тому же принципу и составляем таблицу, куда заносим соответствующие величины сопротивлений (таблица 9.1).

$$X_{\text{СШ3v}} = \frac{X_{\text{д}\Sigma v} \cdot X_{\text{тпв}}}{X_{\text{д}\Sigma v} + X_{\text{тпв}}} = \frac{2,88v \cdot 0,916v}{2,88v + 0,916v} = 0,695v \text{ Ом};$$

$$X_{1v} = X_{\text{ТПЭв}} + X_{\text{Т.ВНв}} = 0,059v + 0,021v = 0,08v \text{ Ом};$$

$$X_{2v} = X_{\text{Т.ННв}} + X_{\text{СШ3v}} = 0,292v + 0,695v = 0,987v \text{ Ом};$$

$$X_{\text{срв}} = \frac{X_{1v} \cdot X_{2v}}{X_{1v} + X_{2v}} = \frac{0,08v \cdot 0,987v}{0,08v + 0,987v} = 0,074v \text{ Ом}.$$

Находим эквивалентное сопротивление относительно СШ1, к которому подключен источник высших гармоник

$$X_{\text{Э.СШ1v}} = X_{\text{Т.ННв}} + X_{\text{срв}} = 0,292v + 0,074v = 0,366v \text{ Ом}.$$

Таблица 9.1

v	2	3	5	7	11	13
I _v , А	90,722	90,722	32,660	16,663	6,748	4,831
X _{ТПЭв} , Ом	0,118	0,177	0,295	0,413	0,649	0,767
X _{Т.ВНв} , Ом	0,042	0,063	0,105	0,147	0,231	0,273
X _{Т.ННв} , Ом	0,584	0,876	1,460	2,044	3,212	3,796
X _{СШ3v} , Ом	1,390	2,085	3,475	4,865	7,645	9,035
X _{1v} , Ом	0,160	0,240	0,400	0,560	0,880	1,040
X _{2v} , Ом	1,974	2,961	4,935	6,909	10,857	12,831
X _{срв} , Ом	0,148	0,222	0,370	0,518	0,814	0,962
X _{Э.СШ1v} , Ом	0,732	1,098	1,830	2,562	4,026	4,758

Определяем напряжения гармоник

$$U_{\text{СШ1v}} = I_v \cdot X_{\text{Э.СШ1v}}.$$

Определяем коэффициенты гармонической составляющей напряжения

$$K_{Uv} = \frac{U_v}{U_{\text{СШ1.ф}}} \cdot 100 \% .$$

Суммарный коэффициент гармонической составляющей напряжения равен

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{13} U_v^2}}{U_{\text{СШ1.ф}}} \cdot 100 \% .$$

Рассчитанные коэффициенты занесены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2

v	2	3	5	7	11	13
$U_{\text{СШ1}v}, \text{ В}$	66,40	99,60	59,76	42,69	27,17	22,98
$K_{Uv}, \%$	1,15	1,73	1,04	0,74	0,47	0,40
$K_{Uv \text{ доп}}, \%$	3	6	8	7	5	4,5
$K_U, \%$	2,51					

В соответствии с [36] электромагнитная обстановка, отнесенная к третьему классу, на СШ1 находится в допустимых пределах.

Теперь рассмотрим показатели в других точках сети. Схему замещения в этом случае преобразовываем так, как это показано на рисунках 9.2 и 9.3.

В результате преобразований имеем:

$$U_{\text{ср}v} = \frac{X_{\text{ср}v} \cdot U_{\text{СШ1}v}}{X_{\text{Т.нн}v} + X_{\text{ср}v}} ;$$

$$U_{\text{ТПЭ}v} = \frac{X_{\text{ТПЭ}v} \cdot U_{\text{ср}v}}{X_{\text{Т.вн}v} + X_{\text{ТПЭ}v}} ;$$

$$U_{\text{СШ3}v} = \frac{X_{\text{СШ3}v} \cdot U_{\text{ср}v}}{X_{\text{Т.нн}v} + X_{\text{СШ3}v}} .$$

Результаты расчета в остальных точках сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

В средней точке трансформатора						
v	2	3	5	7	11	13
$U_{\text{ср}v}, \text{ В}$	13,425	20,138	12,083	8,631	5,493	4,646
$K_{Uv}, \%$	0,233	0,349	0,209	0,149	0,095	0,080
$K_{Uv \text{ доп}}, \%$	–	–	–	–	–	–
$K_U, \%$	0,507					

Продолжение таблицы 9.3

В ТПЭ						
v	2	3	5	7	11	13
U _{ТПЭв} , В	9,901	14,852	8,911	6,365	4,051	3,426
K _{Uv} , %	0,171	0,257	0,154	0,110	0,070	0,059
K _{Uv доп} , %	0,5	1,5	1,5	1,0	1	0,7
K _U , %	0,374					
На СШЗ						
v	2	3	5	7	11	13
U _{СШЗв} , В	9,453	14,180	8,508	6,078	3,868	3,271
K _{Uv} , %	0,164	0,246	0,147	0,105	0,067	0,057
K _{Uv доп} , %	2	5	6	5	3,5	3
K _U , %	0,357					

Коэффициенты несинусоидальности в остальных точках схемы находятся в норме в соответствии и ГОСТ.

9.3 Расчет несимметрии напряжения

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

Согласно [40] коэффициент несимметрии по обратной последовательности не должен превышать значения 2 %.

Определим мощность «мертвой» фазы

$$P' = \left(\frac{1}{3} - \frac{\varepsilon_{\text{КС}}}{6} \right) \cdot \Sigma S_{\text{п.т}} \cdot \cos\varphi,$$

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

$$P' = \left(\frac{1}{3} - \frac{0,2}{6} \right) \cdot 8 \cdot 10000 \cdot 0,75 = 18000 \text{ кВт}.$$

Мощность «дикой» фазы

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \frac{\varepsilon_{\text{КС}}}{6} \right) \cdot \Sigma S_{\text{п.т}} \cdot \cos\varphi,$$

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \frac{0,2}{6} \right) \cdot 8 \cdot 10000 \cdot 0,75 = 22000 \text{ кВт}.$$

Пульсирующая мощность печей:

$$S_{\text{п}} = \frac{\sqrt{(2 \cdot P' - P'')^2 + 3 \cdot (P'')^2}}{2 \cdot \cos\varphi} = \frac{\sqrt{(2 \cdot 18 - 22)^2 + 3 \cdot 22^2}}{2 \cdot 0,75} = 27 \text{ МВА}.$$

Коэффициент несимметрии по обратной последовательности:

$$K_{2U} = \frac{S_{\Pi}}{4 \cdot S_K} \cdot 100 \% = \frac{27}{4 \cdot 309,194} \cdot 100 \% = 2 \% .$$

Как видим, данный показатель удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 в точке подключения ДСП.

9.4 Расчет остаточного напряжения при пуске двигателей

Расчет произведем для секции сборных шин, к которой подключены синхронные двигатели. На практике, как правило, не производят пуск сразу всех двигателей, поэтому в расчете рассмотрим пуск двух из четырех двигателей.

Пусковую мощность двигателя можно определить по выражению:

$$S_{\text{п.дв}} = N \cdot \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{п}}}{\cos \varphi \cdot \eta} ,$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока двигателя. Примем $K_{\text{п}} = 7$.

$$S_{\text{п.дв}} = 2 \cdot \frac{1000 \cdot 7}{0.9 \cdot 0.96} = 16204 \text{ кВА} .$$

Кроме двигателей, участвующих в пуске, на ту же секцию сборных шин подключены еще и другая нагрузка – трансформаторные подстанции. Эту нагрузку нужно учитывать условным понятием «пусковой нагрузки».

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка:

$$S_{\text{п.э}} = \sqrt{P_{\text{нз}}^2 + (S_{\text{п.дв}} + Q_{\text{нз}})^2} = \sqrt{6000^2 + (16204 + 3200)^2} = 20310 \text{ кВА} .$$

Пусковое сопротивление всей нагрузки

$$X_{\text{п.э}} = \frac{U_{\text{сш}}^2}{S_{\text{п.э}}} = \frac{10,5^2}{20,31} = 5,4 \text{ Ом} .$$

Остаточное напряжение на секции шин

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{сш}} \cdot \frac{X_{\text{п.э}}}{X_{\text{э1}} + X_{\text{п.э}}} ,$$

где $X_{\text{э1}} = 3,711$ о.е. – суммарное сопротивление питающей сети до шин 10 кВ, к которой подключены двигатели, значение взято из раздела 7.

$$U_{\text{ост}} = 10,5 \cdot \frac{5,4}{3,711 \cdot \frac{10,5^2}{1000} + 5,4} = 9,7 \text{ кВ} > 0,8 \cdot 10,5 = 8,4 \text{ кВ}.$$

При пуске синхронных двигателей провал напряжения должен быть не более 20 % от номинального напряжения сети, как видно данное условие выполняется.

Выводы по разделу 9

В данном разделе произведен расчет ряда показателей качества электрической энергии, а именно: расчет размахов колебаний напряжения, расчет несинусоидальности напряжения, расчет несимметрии напряжения, расчет остаточного напряжения при пуске двигателей. Расчет проводился для трех точек схемы питания потребителей. Все показатели находятся в допустимых пределах согласно ГОСТ.

10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор устройств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Основные положения метода расчета приведены в [41]. Поскольку на ГПП установлены трансформаторы с расщепленными обмотками и РУ напряжением 10 кВ состоит из четырех секций сборных шин, то в начале расчета две секции сборных шин одного трансформатора объединяются и рассматриваются как одна секция сборных шин, на которую из энергосистемы поступает половина реактивной мощности. После определения оптимальных реактивных мощностей источников предприятия производят разделение указанных секций сборных шин таким образом, чтобы коэффициенты реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ по секциям были одинаковы – этого добиваются соответствующим разделением высоковольтных конденсаторных батарей (БК), подключаемых к секциям шин 10 кВ трансформатора ГПП. Если же установка отмеченных высоковольтных БК нецелесообразна, то может оказаться, что $\text{tg}\varphi$ разных секций сборных шин одного трансформатора будут различны.

На рисунке 10.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

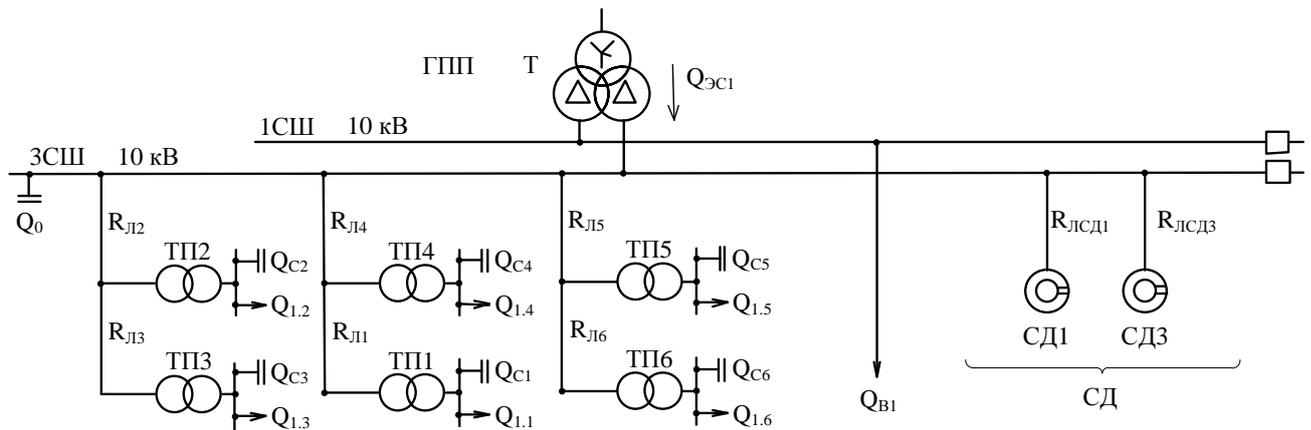


Рисунок 10.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

В таблице 10.1 приведены исходные данные для схемы электроснабжения, показанной на рисунке 10.1. Здесь обозначено: $S_{T,ni}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{Ti} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на один трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; R_{Ti} – активное сопротивление трансформатора i -ой ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; R_{Li} – активное сопротивление i -ой кабельной линии.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

92

Таблица 10.1

Трансформаторная подстанция	$S_{Т.Н.}$, кВ·А	Q_{i1} , квар	ΔQ_{Ti} , квар	R_{Ti} , Ом	$R_{Лi}$, Ом
ТП1	630	254,95	21,39	1,91	0,03
ТП2	1000	340,88	24,65	1,06	0,02
ТП3	1000	340,88	24,65	1,06	0,02
ТП4	630	184,40	21,39	1,91	0,01
ТП5	1250	166,03	26,92	0,86	0,04
ТП6	1250	166,03	26,92	0,86	0,03
Итого	–	1453,17	145,92	–	–

Данные Q_{i1} и ΔQ_{Ti} взяты из раздела «Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций». Ниже приведены соотношения для определения параметров элементов схемы электроснабжения:

– активного сопротивления трансформатора

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_H^2}{S_{Т.Н.}}$$

где ΔP_{K3} – активные потери короткого замыкания;

U_H – номинальное напряжение, к которому приводится сопротивление трансформатора;

$S_{Т.Н.}$ – номинальная мощность трансформатора;

– потери реактивной мощности трансформатора

$$\Delta Q_T = \left(\frac{I_{XX\%}}{100} + K_3^2 \cdot \frac{U_{K\%}}{100} \right) \cdot S_{Т.Н.}$$

где $I_{XX\%}$ – ток холостого хода, %;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме (берётся из таблицы расчёта трансформаторов цеховых ТП);

$U_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

– активное сопротивление линии

$$R_L = r_{уд} \cdot L, \quad r_{уд} = \frac{1}{\gamma \cdot F},$$

где $r_{уд}$ – удельное сопротивление жил кабеля, Ом/км;

L – длина линии, км;

γ – удельная проводимость материала жил кабеля, м/(Ом·мм²), для алюминиевых жил $\gamma = 32$;

F – сечение жилы кабеля, мм².

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

93

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 10.2, где обозначено: U_H – номинальное напряжение двигателя; $P_{СД,нi}$ и $Q_{СД,нi}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; N_i – количество СД; n_i – число оборотов СД; D_{1i} и D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД. Технические данные по синхронным двигателям, взяты из [7, таблица 11.4].

Таблица 10.2 – Исходные данные синхронных электродвигателей

Обозначение на схеме, рисунок 10.1	Тип двигателя	U_H , кВ	$P_{СД,нi}$, кВт	$Q_{СД,нi}$, квар	N_i , шт.	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД	СТД	10	1000	-484	2	3000	3,21	3,03

Синхронный двигатель в зависимости от загрузки $\beta_{СД}$ по активной мощности может дополнительно генерировать определенную реактивную мощность сверх номинальной при номинальном напряжении питания и номинальном токе возбуждения. Эту мощность называют располагаемой реактивной мощностью СД и определяют ее по формуле

$$Q_{СД,мi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot S_{СД,нi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{СД,нi}^2 + Q_{СД,нi}^2},$$

где $\alpha_{мi}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{СДi}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{нi}$. Эта зависимость приведена на рисунке 10.2.

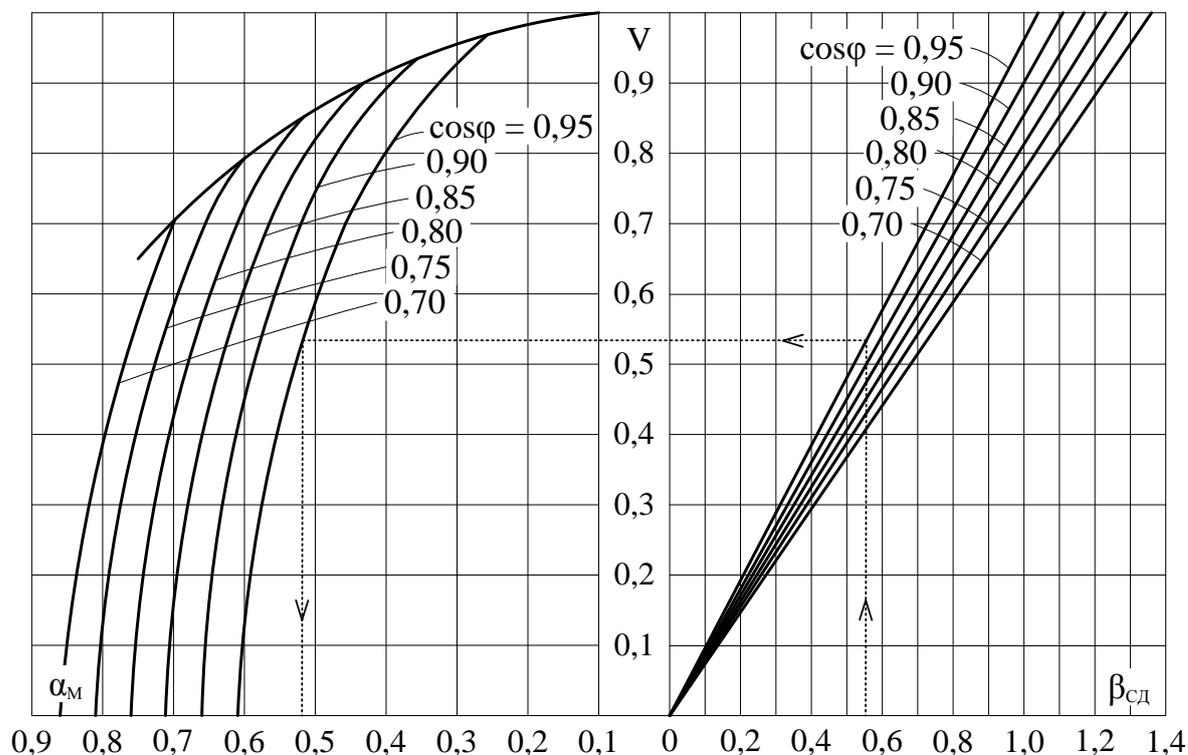


Рисунок 10.2 – Номограмма для определения располагаемой реактивной мощности СД при номинальных значениях напряжения и тока возбуждения

Примем, что синхронные двигатели имеют $\beta_{\text{СД}} = 0,9$, тогда $\alpha_{\text{Мi}} = 0,47$. Следовательно,

$$Q_{\text{СД,Мi}} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{1000^2 + 484^2} = 1044 \text{ квар.}$$

Мощности $Q_{\text{СД,Мi}}$ для СД записаны в таблице 10.3.

Таблица 10.3

Обозначение на схеме рисунок 10.1	$Q_{\text{СД,Мi}}$, Мвар	$Z_{1\text{Г.СДi}}$, руб./Мвар	$Z_{2\text{Г.СДi}}$, руб./Мвар ²	$R_{\text{Э.СДi}}$, Ом	$Q_{\text{СДi}}$, Мвар
СД	1,044	118100	115100	0,697	0,077

При определении затрат на генерацию реактивной мощности рассматриваются потери активной мощности в электрических сетях от протекания реактивной мощности от источника до потребителя.

Удельная стоимость годовых потерь активной мощности C_0 , руб./(кВт·год), от протекания реактивной мощности по электрическим сетям определяется выражениями

$$C_0 = \left(\beta + \frac{\alpha_{\text{Г}}}{T_{\text{М}}} \right) \cdot \tau_{\text{М}};$$

$$\beta = \beta_{\text{ГЕН}} + \beta_{\text{СЕТ}};$$

$$\alpha_{\text{Г}} = 12 \cdot \alpha_{\text{М}}; \quad \alpha_{\text{М}} = \alpha_{\text{ГЕН}} + \alpha_{\text{СЕТ}};$$

где β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за потреблённую электроэнергию, руб./(кВт·ч);

$\alpha_{\text{Г}}$ – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность за год, руб./(кВт·год);

$\alpha_{\text{М}}$ – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность за один месяц, руб./(кВт·мес.);

$\alpha_{\text{ГЕН}}$ и $\beta_{\text{ГЕН}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на выработку электрической энергии;

$\alpha_{\text{СЕТ}}$ и $\beta_{\text{СЕТ}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты сетевой компании на передачу электрической энергии по её электрическим сетям;

$T_{\text{М}}$ – годовое число часов использования полчасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$\tau_{\text{М}}$ – годовое число часов максимальных потерь активной мощности, ч/год.

Поскольку предприятие питается от энергосистемы на напряжении 110 кВ, двухставочный тариф на электрическую энергию составляет:

$$\beta = \beta_{\text{СЕТ}} + \beta_{\text{ГЕН}} = 0,2912 + 1,0576 = 1,3488 \text{ руб.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч});$$

$$\alpha_{\text{М}} = \alpha_{\text{СЕТ}} + \alpha_{\text{ГЕН}} = 548,45 + 410,66 = 959,11 \text{ руб.}/(\text{кВт} \cdot \text{мес.});$$

$$\alpha_{\text{Г}} = 12 \cdot \alpha_{\text{М}} = 12 \cdot 959,11 = 11509,32 \text{ руб.}/(\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Ранее было рассчитано $T_M = 7000$ ч/год; $\tau_M = 5948$ ч/год. С учетом этого удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям будет равна

$$C_0 = \left(1,3488 + \frac{11509,32}{7000} \right) \cdot 5948 = 17800 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

При расчётах компенсации реактивной мощности ранее использовалась удельная стоимость конденсаторных батарей в ценах 1990 г.:

$K_{\text{БК.В}} = 6000$ руб./Мвар – для высоковольтных батарей 6–10 кВ;

$K_{\text{БК.Н}} = 12000$ руб./Мвар – для низковольтных батарей 380 В.

Для проведения технико-экономических расчётов в настоящее время необходимо воспользоваться индексом изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2017 г. по отрасли народного хозяйства «Электроэнергетика» по отношению к сметной стоимости оборудования на 01.01.1991 г.

$$I_{\text{ИСС}}^{\frac{2017}{1991}} = 75,96 = \frac{\text{Стоимость на 01.01.2017 г.}}{\text{Стоимость на 01.01.1991 г.}}$$

С учётом этого, в расчётах будем использовать следующие удельные стоимости конденсаторных батарей:

$$K_{\text{БК.Н}} = 75,96 \cdot 12000 = 911520 \text{ руб./Мвар};$$

$$K_{\text{БК.В}} = 75,96 \cdot 6000 = 455760 \text{ руб./Мвар}.$$

Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками воспользуемся следующими формулами:

– для низковольтных БК напряжением 380 В

$$\begin{aligned} Z_{\text{1Г.КН}} &= E \cdot K_{\text{БК.Н}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} = \\ &= 0,223 \cdot 9,115 \cdot 10^5 + 1,78 \cdot 10^4 \cdot 4 = 274500 \text{ руб./Мвар}; \end{aligned}$$

– для высоковольтных БК напряжением 10 кВ

$$\begin{aligned} Z_{\text{1.0}} = Z_{\text{1.Г.КВ}} &= E \cdot K_{\text{БК.В}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК.В}} = \\ &= 0,223 \cdot 4,558 \cdot 10^5 + 1,78 \cdot 10^4 \cdot 2 = 137200 \text{ руб./Мвар}; \end{aligned}$$

– для синхронных двигателей

$$Z_{\text{1Г.СДi}} = C_0 \cdot \frac{D_{\text{1i}}}{Q_{\text{СД.Нi}}}; \quad Z_{\text{2Г.СДi}} = C_0 \cdot \frac{D_{\text{2i}}}{N \cdot Q_{\text{СД.Нi}}^2}.$$

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

96

$$Z_{1Г.СДi} = 1,78 \cdot 10^4 \cdot \frac{3,21}{0,484} = 1,181 \cdot 10^5 \text{ руб./Мвар};$$

$$Z_{2Г.СДi} = 1,78 \cdot 10^4 \cdot \frac{3,03}{2 \cdot 0,484^2} = 1,151 \cdot 10^5 \text{ руб./Мвар}.$$

Результаты расчета затрат для СД сведены в таблицу 10.3.

Теперь наметим все возможные места установки (подключения) дополнительных компенсирующих устройств к секциям шин ГПП (рисунок 10.1) – батарей конденсаторов: низковольтные секции СШ цеховых ТП (Q_{Ci}), секции СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена от высоковольтных СД предприятия ($Q_{СДi}$) и из энергосистемы ($Q_{ЭС}$). Применяемый метод расчета позволяет определить, где установка дополнительных БК экономически выгодна, а где нет, какие оптимальные мощности можно получить от СД и из энергосистемы.

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих трансформаторных подстанций – рисунок 10.1. Рассмотрим их последовательно.

Для ТП2 и ТП3, питающихся по магистральной линии с двумя ТП (таблица 10.1 и рисунок 10.3), сначала введем обозначения:

$$R_{01} = R_{Л2} = 0,02 \text{ Ом}; R_{12} = R_{Л3} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$R_1 = R_{Т2} = 1,06 \text{ Ом}; R_2 = R_{Т3} = 1,06 \text{ Ом}.$$

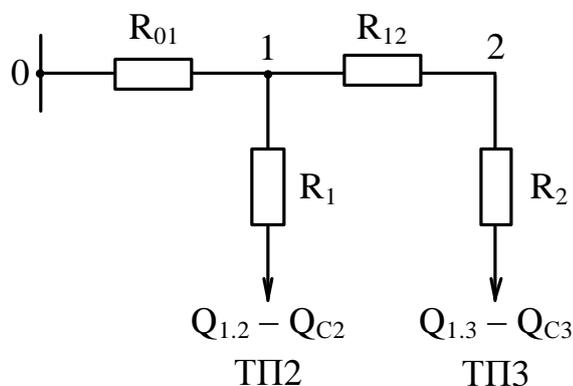


Рисунок 10.3 – Схема замещения магистральной линии

Эквивалентная проводимость относительно точки 1 для схемы рисунок 10.3.

$$\frac{1}{R_{Э.Т1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} = \frac{1}{1,06} + \frac{1}{0,02 + 1,06} = \frac{1}{0,535} \text{ Ом}.$$

С учётом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП2 и ТП3

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot R_1 = \left(1 + \frac{0,02}{0,535}\right) \cdot 1,06 = 1,1 \text{ Ом};$$

$$R_{Э3} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot (R_{12} + R_2) = \left(1 + \frac{0,02}{0,535}\right) \cdot (1,06 + 0,02) = 1,12 \text{ Ом}.$$

Для ТП4 и ТП1, питающихся также по магистральной линии с двумя ТП имеем

$$R_{01} = R_{Л4} = 0,01 \text{ Ом}; R_{12} = R_{Л1} = 0,03 \text{ Ом};$$

$$R_1 = R_{Т4} = 1,91 \text{ Ом}; R_2 = R_{Т1} = 1,91 \text{ Ом}.$$

Схема замещения линии аналогична представленной на рисунке 10.3.

Эквивалентная проводимость относительно точки 1 для схемы рисунок 10.3.

$$\frac{1}{R_{Э.Т1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} = \frac{1}{1,9} + \frac{1}{0,03 + 1,91} = \frac{1}{0,962 \text{ Ом}}.$$

С учётом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП4 и ТП1

$$R_{Э4} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot R_1 = \left(1 + \frac{0,01}{0,962}\right) \cdot 1,91 = 1,93 \text{ Ом};$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot (R_{12} + R_2) = \left(1 + \frac{0,01}{0,962}\right) \cdot (1,91 + 0,03) = 1,96 \text{ Ом}.$$

Для ТП5 и ТП6, питающихся по магистральной линии с двумя ТП имеем

$$R_{01} = R_{Л5} = 0,04 \text{ Ом}; R_{12} = R_{Л6} = 0,03 \text{ Ом};$$

$$R_1 = R_{Т5} = 0,86 \text{ Ом}; R_2 = R_{Т6} = 0,86 \text{ Ом}.$$

Эквивалентная проводимость относительно точки 1 для схемы рисунок 10.3.

$$\frac{1}{R_{Э.Т1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} = \frac{1}{0,86} + \frac{1}{0,03 + 0,86} = \frac{1}{0,437 \text{ Ом}}.$$

С учётом этого эквивалентные сопротивления присоединений ТП5 и ТП6

$$R_{Э5} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot R_1 = \left(1 + \frac{0,04}{0,437}\right) \cdot 0,86 = 0,939 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma 6} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (R_{12} + R_2) = \left(1 + \frac{0,04}{0,437}\right) \cdot (0,86 + 0,03) = 0,971 \text{ Ом.}$$

Значения эквивалентных сопротивлений записываем в таблицу 10.4.

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП СШ 10 кВ ГПП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК Q_0 (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = \lambda_{10} = \lambda_{1.Г.КВ}$):

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{\lambda_{10} - \lambda_{1.Г.КВ}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\Sigma i}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\Sigma i}},$$

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

$$Z = \frac{\lambda_{1.0} - \lambda_{1.Г.КВ}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{1,372 \cdot 10^5 - 2,745 \cdot 10^5}{2 \cdot 10 \cdot 1,78 \cdot 10^4} = -0,385 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

Определим оптимальные мощности низковольтных БК, устанавливаемых в ТП

$$Q_{C1} = 0,255 + 0,021 + \frac{-0,385}{1,96} = 0,08 \text{ Мвар} \geq Q_{3.Н} = 30 \text{ квар.}$$

$$Q_{C2} = 0,341 + 0,025 + \frac{-0,385}{1,1} = 0,015 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{C3} = 0,341 + 0,025 + \frac{-0,385}{1,12} = 0,021 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{C4} = 0,184 + 0,021 + \frac{-0,385}{1,93} = 0,006 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{C5} = 0,166 + 0,027 + \frac{-0,385}{0,939} = -0,218 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{C6} = 0,166 + 0,027 + \frac{-0,385}{0,971} = -0,204 \text{ Мвар}$$

Результаты расчётов мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 10.4. Для ТП5 и ТП6 получилось, что $Q_{Ci} < 0$, поэтому для них принимаем $Q_{Ci} = 0$. Таким образом, установка низковольтной БК оказалась целесообразной только на ТП1, так как $Q_{C1} > Q_{3.Н}$, где $Q_{3.Н} = 30$ квар – минимальная (заданная) мощность БК.

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями СД, подключенными к 3СШ 10 кВ ГПП при условии $Q_0 > 0$

$$Q_{СД1} = \frac{\lambda_{1.0} - \lambda_{1.Г.СД1}}{2 \cdot \lambda_{2.СД1}} = \frac{\lambda_{1.0} - \lambda_{1.Г.СД1}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\Sigma СД1}};$$

$$R_{\text{Э.СД}} = \frac{R_{\text{Э.СД}}}{N} + \frac{Z_{2.Г.СД}}{a \cdot C_0} = \frac{0,1}{2} + \frac{1,151 \cdot 10^5}{10 \cdot 1,78 \cdot 10^4} = 0,697 \text{ Ом};$$

$$Q_{\text{СД}} = \frac{Z_{1.Г.КВ} - Z_{1.Г.СД}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Э.СД}}} = \frac{1,372 \cdot 10^5 - 1,181 \cdot 10^5}{2 \cdot 10 \cdot 1,78 \cdot 10^4 \cdot 0,697} = 0,077 \text{ Мвар}$$

Реактивная мощность $Q_{\text{СД}}$ синхронных двигателей не превышает располагаемого значения $Q_{\text{СДМ}}$ этих двигателей (см. таблицу 10.3). Поэтому их мощность не ограничиваем. Результат расчета для СД записываем в таблицу 10.3.

Таблица 10.4 – Расчет оптимальной мощности БК-0,38 и БК-10 кВ

Место установки БК	$R_{\text{Э}}, \text{ Ом}$	$Q_{\text{Сi}}, Q_{\text{Сj}}, \text{ Мвар}$		$Q_{\text{Ки}}, \text{ квар}$	$Q_{\text{Ки}} + Q_{\text{Сi}}, \text{ квар}$	Тип принятой стандартной БК	$Q_{\text{Ст}}, \text{ квар}$
		Расчетное	Принятое				
ТП1	1,96	0,080	0,08	22,80	102,8	УКРМ-0,4-112,5	112,5
ТП2	1,10	0,015	0,00	0	0	–	–
ТП3	1,12	0,021	0,00	0	0	–	–
ТП4	1,93	0,006	0,00	106,65	106,65	УКРМ-0,4-112,5	112,5
ТП5	0,94	-0,218	0,00	221,25	221,25	УКРМ-0,4-225	225
ТП6	0,94	-0,204	0,00	221,25	221,25	УКРМ-0,4-225	225
Итого			0,08	571,95	651,95	Итого	675
ГПП (Q_0)	–	11,4	11,4	–	–	3хУКРМ-10,5-3150; УКРМ-10,5-2250	11700
Итого	–	–	11,48			–	12375

Определение мощности БК, подключенной к секциям шин ГПП.

Мощность высоковольтной БК $Q_{\text{С0}}$, подключаемой к секциям шин ГПП, определяется из условия баланса потребляемой и генерируемой реактивных мощностей на заводе и получаемой из энергосистемы

$$Q_0 = \sum_{i=1}^6 (Q_{\text{Li}} + \Delta Q_{\text{Ti}}) + \sum Q_{\text{В}} + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} - \sum_{i=1}^6 Q_{\text{Сi}} - \sum Q_{\text{СД}} - Q_{\text{Э1}}.$$

В последнем выражении неизвестна только величина экономически целесообразной реактивной мощности ($Q_{\text{Э}} = 2 \cdot Q_{\text{Э1}}$), передаваемой энергосистемой заводу. В свою очередь $Q_{\text{Э}}$ определяется как минимальная величина из двух расчётных значений:

$$Q_{\text{Э}}' = \alpha \cdot P_{\text{р}} \quad \text{и} \quad Q_{\text{Э}}'' = Q_{\text{р}} - \frac{0,7}{K_{\text{Н.Р}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\text{СДМi}},$$

где α – расчетный коэффициент [19, таблица 6.2];

$P_{\text{р}}$ и $Q_{\text{р}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;

$K_{н.р}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности [19, таблица 6.1];
 $Q_{сд.ми}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

Расчетная активная нагрузка завода

$$P_p = 51,42 \text{ МВт} .$$

Потребляемая реактивная мощность завода

$$Q_{п.гпп} = \sum_{i=1}^6 (Q_{ii} + \Delta Q_{Ti}) + \sum Q_B + \Delta Q_{т.гпп} = \\ = 1,453 + 0,146 + 4 \cdot 5,28 + 1,692 = 24,411 \text{ Мвар};$$

Здесь $\Delta Q_{т.гпп} = 1,692$ Мвар – потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП.

$$Q_p = 2 \cdot Q_{p1} = 2 \cdot Q_{п.гпп} = 2 \cdot 24,411 = 48,822 \text{ Мвар}$$

$$Q'_3 = \alpha \cdot P_p = 0,5 \cdot 51,42 = 25,709 \text{ Мвар} .$$

$$Q''_3 = 48,822 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 2 \cdot 1,044 = 47,198 \text{ Мвар} .$$

Минимальным является первое расчетное значение Q'_3 , которое принимаем в качестве экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы заводу в режиме максимальных нагрузок (задается на границе раздела сетей энергоснабжающей организации и потребителя – на стороне высшего напряжения трансформаторов ГПП – см. рисунок 10.1),

$$Q_3 = Q'_3 = 25,709 \text{ Мвар} ,$$

а реактивная мощность, приходящаяся на один трансформатор ГПП,

$$Q_{31} = \frac{Q_3}{2} = \frac{25,709}{2} = 12,855 \text{ Мвар} .$$

После определения всех исходных данных получим мощность БК, подключаемой к секции 10 кВ ГПП

$$Q_0 = 1,453 + 0,146 + 4 \cdot 5,28 + 1,692 - 0,08 - 0,077 - 12,855 = 11,399 \text{ Мвар} > 0$$

Это говорит о целесообразности установки высоковольтной БК, подключаемой к секциям шин ГПП.

Проверим баланс генерируемой и потребляемой на заводе реактивной мощности

$$Q_{Г.ГПП} = \sum_{i=1}^6 Q_{Ci} + \sum Q_{Cд} + Q_{Э1} + Q_0 =$$

$$= 0,08 + 0,077 + 12,855 + 11,399 = 24,411 \text{ Мвар} = Q_{П.ГПП}.$$

По известным величинам реактивной мощности $Q_{Э}$, передаваемой из энергосистемы предприятию, и его расчетной активной мощности P_p определяется задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_{Э.з} = \frac{Q_{Э}}{P_p} = \frac{25709}{51420} = 0,5.$$

Поскольку мощность Q_0 оказалась больше нуля, то можно переходить к завершению расчетов компенсации реактивной мощности: выбору комплектных конденсаторных установок (ККУ), определению расчетного значения $\text{tg}\varphi_{Э}$ и резерва реактивной мощности предприятия.

Выбор ККУ осуществляется по каталогам. ККУ напряжением 380 В выбираем по [42], напряжением 10 кВ – по [43]. Данные о выборе ККУ сведены в таблицу 10.4.

При определении $\text{tg}\varphi_{Э.р}$ необходимо учесть, что в состав ИРМ включены основные группы БК $Q_{К.нi}$, поэтому в балансе потребляемой реактивной мощности вместо Q_{li} следует рассматривать расчетную нагрузку ТП Q_{pi} . Зная выбранное значение мощностей $Q_{СТi}$ ККУ, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{Э1}$, поступающей из энергосистемы):

$$\text{tg}\varphi_{Э.р} = \frac{\sum_{i=1}^6 (Q_{pi} + \Delta Q_{Ti}) + \sum Q_{В} + \Delta Q_{Т.ГПП} - \left(\sum_{i=1}^6 Q_{СТ.нi} + Q_{СТ.вi} + \sum Q_{Cдi} \right)}{P_{p1}},$$

где $Q_{pi} = Q_{li} + Q_{Ki}$ – расчетная реактивная нагрузка на стороне низшего напряжения ТП;

P_{p1} – расчетная активная мощность, передаваемая заводу по одной линии.

Используя данные из раздела 3, получаем

$$\sum_{i=1}^6 Q_{pi} = \sum_{i=1}^6 (Q_{li} + Q_{Ki}) = 1,453 + 0,572 = 2,025 \text{ Мвар}.$$

И тогда расчетный коэффициент реактивной мощности равен:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma, P} = \frac{2,025 + 0,146 + 4 \cdot 5,28 + 1,692 - (0,675 + 11,7 + 0,077)}{\frac{51,42}{2}} = 0,487 < \operatorname{tg}\varphi_{\Sigma} = 0,5.$$

Расчетное значение $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma, P}$ несколько меньше заданного энергосистемой значения $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma}$ из-за дискретности шкалы ККУ.

По результатам расчета видим, что все высоковольтные конденсаторные батареи целесообразно подключить на СШ1, от которой получают питание дуговые сталеплавильные печи. Поскольку конденсаторные батареи могут оказаться перегруженными сверхтоком вследствие циркуляции несинусоидального тока под воздействием нелинейной нагрузки, создаваемой печами, то вместо конденсаторных батарей установим на данную секцию фильтры высших гармоник.

Выбираем фильтры по каталогам [44, 45], учитывая их компенсирующую способность. Результаты выбора сведем в таблицу 10.5.

Таблица 10.5

№ п/п	Фильтры силовые высших гармоник	Номер гармоники	Значение номинальное		Компенсирующая способность, квар
			Напряжение, В	Мощность, квар	
1	Ф3-10-2400 У3	3	10000	2400	2000
2	Ф3-10-2400 У3	3			2000
3	Ф5-10-2400 У3	5			1910
4	Ф7-10-2400 У3	7			1870
5	Ф11-10-2400 У3	11			1850
6	Ф13-10-2400 У3	13			1850
Итого:					11480

Суммарная компенсирующая способность фильтров высших гармоник равна 11480 квар. Это значение несколько отличается от принятой ранее в расчете суммарной мощности высоковольтных батарей конденсаторов, но с другой стороны, оно ближе к величине $Q_0 = 11,4$ Мвар.

Необходимо заново определить расчетный коэффициент реактивной мощности.

$$\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma, P} = \frac{2,025 + 0,146 + 4 \cdot 5,28 + 1,692 - (0,675 + 11,48 + 0,077)}{\frac{51,42}{2}} = 0,496 < \operatorname{tg}\varphi_{\Sigma} = 0,5.$$

Выводы по разделу 10

В данном разделе произведен выбор устройств компенсации реактивной мощности. Рассчитаны оптимальные мощности устанавливаемых низковольтных батарей конденсаторов. На шинах 10 кВ ГПП, где подключены ДСП, установлены фильтры высших гармоник. Устройства компенсации выбраны по каталогам.

11 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

11.1 Организация защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в электрических сетях напряжением 6–10–20–35 кВ

Правила устройства электроустановок говорят, что защита от ОЗЗ должна быть выполнена в виде [6, п. 3.2.96]:

1) Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал.

2) Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.

3) Устройства контроля изоляции, при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами, допускающими отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

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

В электрических сетях напряжением 20–35 кВ защиту от ОЗЗ следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции [6, п. 3.2.99].

В настоящее время в России и за рубежом применяются следующие основные разновидности защит от ОЗЗ [46]:

1) Защиты, измеряющие напряжение нулевой последовательности.

2) Ненаправленные защиты, регистрирующие составляющую промышленной частоты тока нулевой последовательности. Используются в электрической сети с изолированной нейтралью и резистивным заземлением нейтрали.

3) Направленные защиты, реагирующие на составляющие промышленной частоты тока и напряжения нулевой последовательности. Применяются только в электрической сети с изолированной нейтралью.

4) Защиты, реагирующие на высшие гармонические составляющие в токе нулевой последовательности. Применяются только в электрической сети с компенсацией ёмкостных токов.

5) Защиты, фиксирующие «наложенный» ток с частотой, отличной от промышленной.

6) Защиты, реагирующие на составляющие тока и напряжения нулевой последовательности в переходном процессе ОЗЗ. Применяются в электрической сети с изолированной или компенсированной нейтралью.

Принято различать неселективную и селективную защиту от ОЗЗ. К неселективной относится только первая защита, остальные являются селективными

защитами от ОЗЗ. Неселективная защита (сигнализация) формирует информацию, что в электрической сети, подключенной к определённой секции сборных шин ПС или РП, возникло ОЗЗ без указания повреждённого присоединения и выполняется отдельно для каждой секции сборных шин напряжением 6–10 кВ ПС или РП. Селективная защита (сигнализация) от ОЗЗ предназначена указывать присоединение – отходящую от секции сборных шин линию, в которой возникло ОЗЗ.

11.2 Расчет защиты распределительной сети напряжением 10 кВ от ОЗЗ

Расчетная схема распределительной сети напряжением 10 кВ представлена на рисунке 11.1.

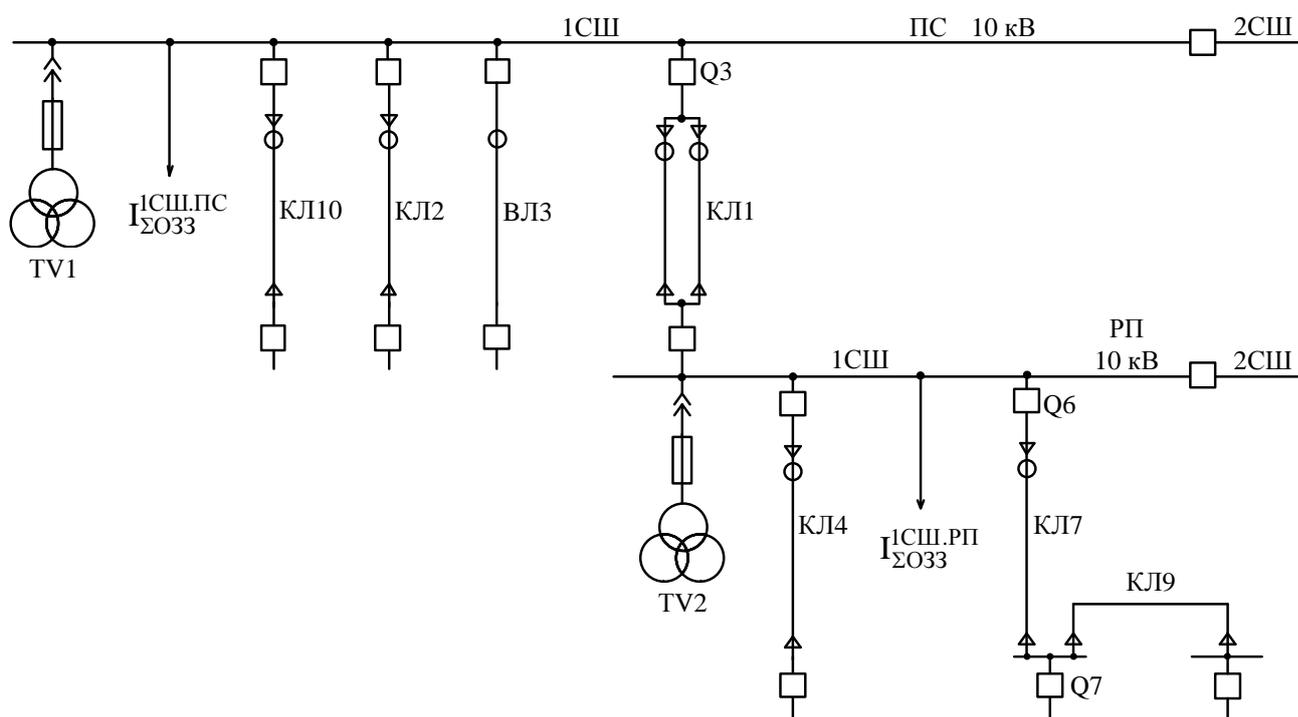


Рисунок 11.1 – Расчетная схема электрической сети напряжением 10 кВ

Параметры линий, изображенных на рисунке 11.1, согласно варианту задания курсовой работы по дисциплине «Управление режимами работы СЭС», представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

$I_{\Sigma\text{ОЗЗ}}^{1\text{СШ.ПС}}$	КЛ10			КЛ2			ВЛ3		
	Изоляция	Сечение	Длина, км	Изоляция	Сечение	Длина, км	Изоляция	Сечение	Длина, км
20,6	СПЭ	3x70	0,35	БИ	3x150	0,5	АС	3x35	0,25
$I_{\Sigma\text{ОЗЗ}}^{1\text{СШ.РП}}$	КЛ4			КЛ7, КЛ9			КЛ1		
	Изоляция	Сечение	Длина, км	Изоляция	Сечение	Длина, км	Изоляция	Сечение	Длина, км
4,8	СПЭ	3x95	0,3	СПЭ	3x95	0,55	БИ	3x185	2 по 0,3

В таблице в графе «Изоляция» обозначено: СПЭ – изоляция из сшитого полиэтилена, БИ – бумажная изоляция, АС – сталеалюминевый провод.

Защита от ОЗЗ, установленная в начале КЛ7 (на выключателе Q6).

Для защиты магистральной линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществляется с помощью функции 51N устройства Seram S20 – рисунок 11.2.

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо рассчитать собственные ёмкостные токи кабельных и воздушных линий I_{Ci} и суммарный ток ОЗЗ $I_{OЗЗ}$. В [47, раздел 18.2] дана методика расчёта ёмкостных токов однофазного замыкания на землю для сети с изолированной нейтралью. Расчёт проводится для половины схемы электрической сети напряжением 10 кВ, например, рассматриваются все кабели, подключенные к 1СШ подстанции, 1СШ распределительного пункта.

Линии КЛ1 и КЛ2 выполнены кабелями с бумажной изоляцией, а магистральная линия КЛ7–КЛ9, кабельные линии КЛ4 и КЛ10 – кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена. Воздушная линия ВЛ3 выполнена проводами марки АС. Поскольку на рисунке 11.1 показана не вся электрическая сеть напряжением 10 кВ, то принимается, что к каждой секции сборных шин 10 кВ подстанции подключены кабели, имеющие суммарные ёмкостные токи по 20,6 А, а РП – кабели с ёмкостными токами по 4,8 А. Удельные ёмкостные токи взяты из [47, таблицы 18.1 и 18.2].

Собственный ёмкостный ток какой-либо линии определяется по следующему выражению:

$$I_{Ci} = I_{удi} \cdot L_{КЛi},$$

где $I_{удi}$ – удельный ёмкостный ток линии, А/км;

$L_{КЛi}$ – длина i -ой линии, км.

Расчетное значение тока ОЗЗ электрической сети, состоящей из n линий, определяется по выражению:

$$I_{OЗЗ} = \sum I_{Ci} = \sum_{i=1}^n I_{удi} \cdot L_{КЛi}$$

Результаты расчёта тока ОЗЗ сведены в таблицу 11.2.

Таблица 11.2

Обозначение линии	Марка кабеля	Удельный ёмкостный ток линии $I_{уд}$, А/км	Длина линии L_i , км	Ёмкостный ток линии I_{Ci} , А
КЛ1	2х(СБГ-3х185)	1,4	2 по 0,3	0,84
КЛ2	СБГ-3х150	1,3	0,5	0,65
ВЛ3	АС-3х35	0,087	0,25	0,02
КЛ10	3х(ПвП-1х70)	1,578	0,35	0,55
Линии, подключенные к ПС	–	–	–	20,6
КЛ4	3х(ПвП-1х95)	1,741	0,3	0,52
КЛ7 – КЛ9	3х(ПвП-1х95)	1,741	2 по 0,55	1,92
Линии, подключенные к РП	–	–	–	4,8
Ток однофазного замыкания на землю 1-й СШ $I_{OЗЗ}$, А				29,9

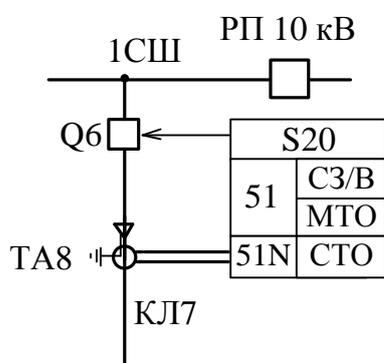


Рисунок 11.2 – Защита от ОЗЗ, отходящей от РП магистральной линии

Ток срабатывания защиты $I_{C.3i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА8 (рисунок 11.2) защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{C.3Pi}$)

$$I_{C.3i} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.3Pi}$$

где $K_{H.C} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$K_{БР} = 1$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства Seram).

Для магистральной линии КЛ7–КЛ9 трансформатор ТА8 устанавливается в её начале и по нему протекают токи всех подключенных ниже кабельных линий, т.е. $I_{C.3Pi} = I_{C.КЛ7} + I_{C.КЛ9}$ (см. рисунок 11.1). Для кабельной линии КЛ1, питающей распределительный пункт РП, собственный ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, будет равен сумме ёмкостных токов кабельной линии КЛ1 и всех линий, отходящих от распределительного пункта РП.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата
-----	------	-------------	---------	------

Таким образом,

$$I_{C.3} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot (I_{C.КЛ7} + I_{C.КЛ9}) = 1,2 \cdot 1 \cdot (0,96 + 0,96) = 2,304 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч} = \frac{I_{O33} - I_{C.3П}}{I_{C.3}} = \frac{29,9 - 1,92}{2,304} = 12,14 \geq K_{ч,доп} = 1,5.$$

Следовательно, защита магистральной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

Защита от ОЗЗ, установленная в начале КЛ4.

Для защиты КЛ4 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществляется с помощью функции 51N устройства Seram S20. Защита от ОЗЗ КЛ4 выполнена аналогично защите магистральной линии КЛ7–КЛ9 (см. рисунок 11.2).

Ток срабатывания защиты $I_{C.3i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии КЛ4.

$$I_{C.3i} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.3Пi}, \\ I_{C.3} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.КЛ4} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,52 = 0,624 \text{ А.}$$

Ток ОЗЗ был определен выше и равен $I_{O33} = 29,9 \text{ А}$ (см. таблицу 11.2).

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч} = \frac{I_{O33} - I_{C.3П}}{I_{C.3}} = \frac{29,9 - 0,52}{0,624} = 47 \geq K_{ч,доп} = 1,5.$$

Следовательно, защита КЛ4 от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

Защита от ОЗЗ, установленная в начале КЛ1 (на выключателе Q3).

Для защиты кабельной линии КЛ1 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществлена с помощью функции 51N устройства Seram S20 – рисунок 11.3.

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо знать собственный ток защищаемого присоединения $I_{C.3Пi}$ и суммарный ток ОЗЗ I_{O33} . Ток ОЗЗ равен $I_{O33} = 29,9 \text{ А}$. Собственный ток, протекающий через трансформаторы тока нулевой последовательности, будет равен сумме емкостных токов кабельной линии КЛ1 и всех линий, отходящих от РП:

$$I_{C.3Пi} = I_{C.КЛ1} + I_{C.КЛ4} + I_{C.КЛ7} + I_{C.КЛ9} + I_{C.ΣO33.PП} =$$

$$= 0,84 + 0,52 + 0,96 + 0,96 + 4,8 = 8,08 \text{ А.}$$

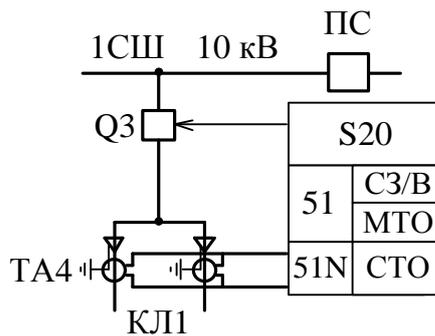


Рисунок 11.3 – Защита от ОЗЗ, отходящей от ПС линии КЛ1

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ КЛ1 отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через ТТНП (собственного тока защищаемого присоединения $I_{C.3Пi}$)

$$I_{C.3i} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.3Пi} = 1,2 \cdot 1 \cdot 8,08 = 9,696 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч} = \frac{I_{O33} - I_{C.3П}}{I_{C.3}} = \frac{29,9 - 8,08}{9,696} = 2,25 \geq K_{ч,доп} = 1,5.$$

Следовательно, защита от ОЗЗ кабельной линии КЛ1 имеет достаточную чувствительность.

Защита от ОЗЗ, установленная в начале КЛ2.

Для защиты КЛ2 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществляется с помощью функции 51N устройства Seram S20. Защита от ОЗЗ КЛ2 выполнена аналогично защите магистральной линии КЛ7–КЛ9 (см. рисунок 11.2).

Ток срабатывания защиты $I_{C.3i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии КЛ2.

$$I_{C.3i} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.3Пi},$$

$$I_{C.3} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.КЛ2} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,65 = 0,78 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ОЗЗ}} - I_{\text{С.ЗП}}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{29,9 - 0,65}{0,78} = 37,5 \geq K_{\text{ч.доп}} = 1,5.$$

Следовательно, защита КЛ2 от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.
Защита от ОЗЗ, установленная в начале ВЛЗ.

Для защиты воздушной линии используется фильтр токов нулевой последовательности, состоящий из трёх фазных трансформаторов тока, вторичные обмотки которых соединены одноимёнными выводами и подключены к реле тока КА (рисунок 7.6, а).

Для защиты ВЛЗ от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществляется с помощью функции 51N устройства Seram S20 (рисунок 11.4).

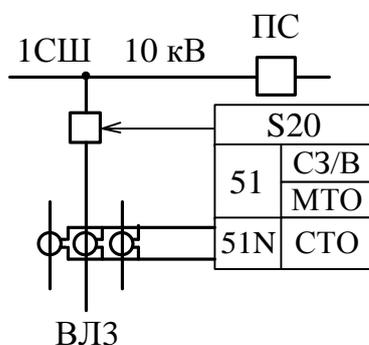


Рисунок 11.4 – Защита от ОЗЗ, отходящей от ПС воздушной линии ВЛЗ

Ток срабатывания защиты $I_{\text{С.Зi}}$:

$$I_{\text{С.Зi}} \geq K_{\text{Н.С}} \cdot K_{\text{БР}} \cdot I_{\text{С.ЗПi}},$$

$$I_{\text{С.З}} \geq K_{\text{Н.С}} \cdot K_{\text{БР}} \cdot I_{\text{С.ВЛЗ}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,02 = 0,024 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ОЗЗ}} - I_{\text{С.ЗП}}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{29,9 - 0,02}{0,024} = 1245 \geq K_{\text{ч.доп}} = 1,5.$$

Следовательно, защита ВЛЗ от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

Защита от ОЗЗ, установленная в начале КЛ10.

Для защиты КЛ10 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществляется с помощью функции 51N устройства Seram S20. Защита от ОЗЗ КЛ10 выполнена аналогично защите магистральной линии КЛ7–КЛ9 (см. рисунок 11.2).

Ток срабатывания защиты $I_{C.3i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии КЛ10.

$$I_{C.3i} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.3Пi},$$
$$I_{C.3} \geq K_{H.C} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.КЛ10} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,55 = 0,66 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ОЗЗ}} - I_{C.3П}}{I_{C.3}} = \frac{29,9 - 0,55}{0,66} = 44,47 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 1,5.$$

Следовательно, защита КЛ10 от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

11.3 Устройство контроля изоляции

Устройство контроля изоляции (или общая неселективная сигнализация появления ОЗЗ в электрической сети, питаемой от сборных шин подстанции или высоковольтного РП) фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Практически все устройства контроля изоляции сети напряжением 6–10–35 кВ выполняются с использованием трансформаторов напряжения TV – трехфазных, либо трех однофазных. На сегодняшний день наиболее надежными являются трансформаторы напряжения типа НАМИ и НАМИТ (трехфазный трансформатор напряжения антирезонансный, измерительный), которые рекомендуется устанавливать на подстанциях и распределительных пунктах электрических сетей напряжением 6–10–35 кВ [27, раздел 7].

Схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ, представлена на рисунке 11.5.

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

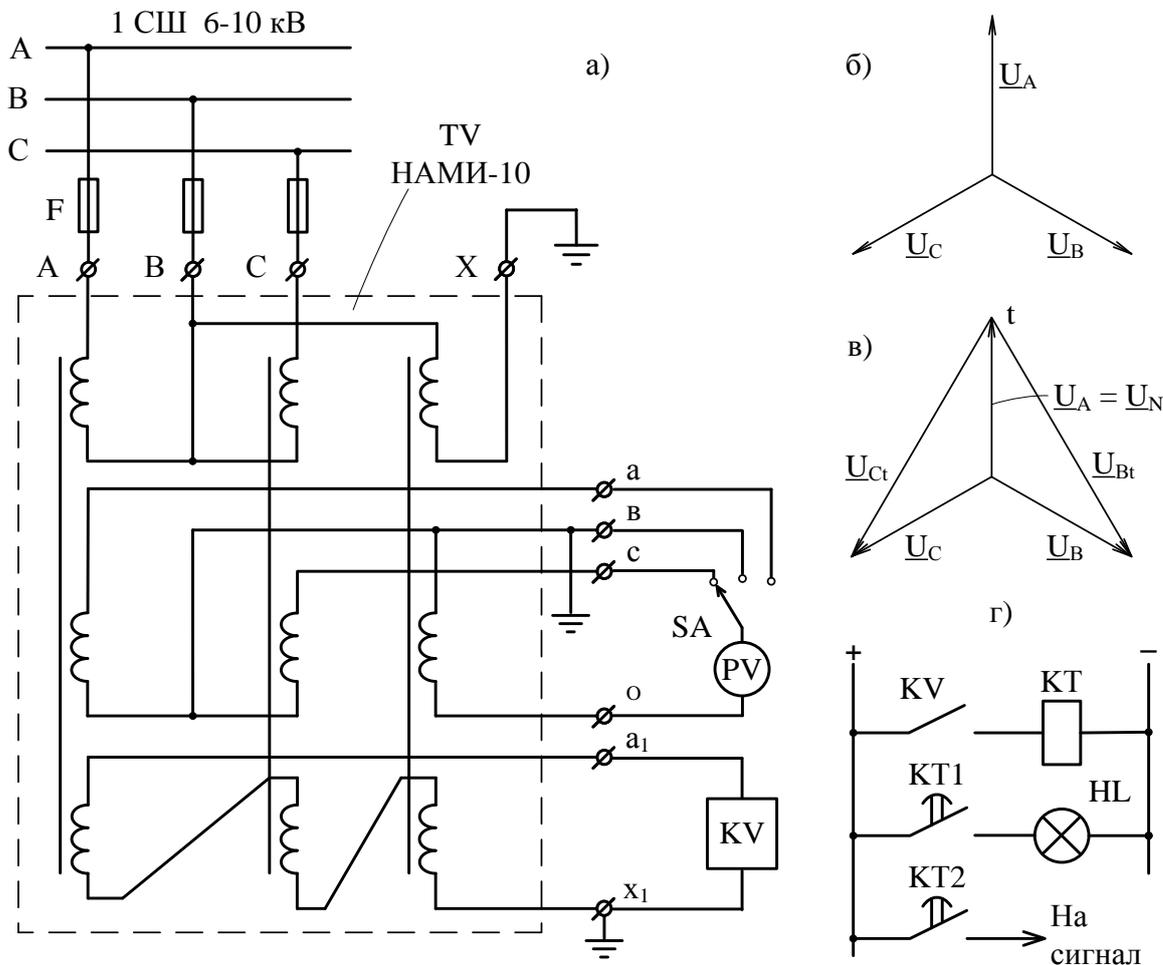


Рисунок 11.5 – Схема включения устройства контроля изоляции (а, г) и векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (б) и при ОЗЗ (в)

11.4 Трансформаторы тока нулевой последовательности

Токовые защиты от ОЗЗ в зависимости от вида защищаемой линии электропередачи (воздушные или кабельные) могут получать информацию от различных схем трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП) [27, разделы 6.2.6 и 6.2.7].

Для защиты воздушных линий используется фильтр тока нулевой последовательности, состоящий из трёх фазных трансформаторов тока TA_A , TA_B , TA_C , вторичные обмотки которых соединены одноимёнными выводами и подключены к реле тока КА (рисунок 11.6, а). Ток, протекающий по реле КА

$$\underline{I}_{КА} = \underline{I}_{2.A} + \underline{I}_{2.B} + \underline{I}_{2.C} = 3 \cdot \underline{I}_0,$$

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

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

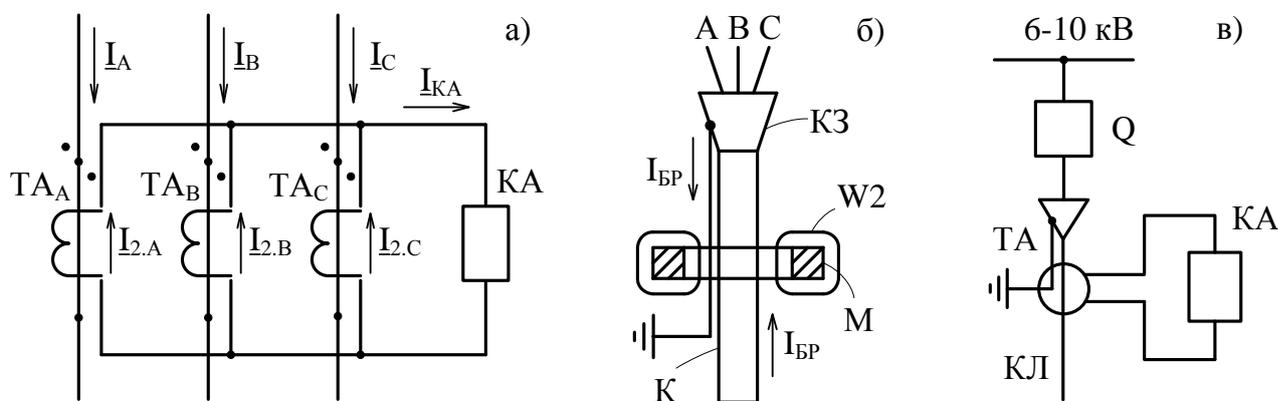


Рисунок 11.6 – Схема питания токовых защит от ОЗЗ

Можно отметить некоторые особенности работы ТТНП, используемых для защиты кабельных линий.

1) По металлическим оболочкам или броне кабелей могут протекать блуждающие токи $I_{БР}$, проходя при этом через ТТНП. Для предотвращения возможных ложных срабатываний защиты защитное заземление концевой муфты (разделки) кабеля выполняют изолированным проводом, пропущенным через окно ТТНП и заземленным ниже его. В результате ток $I_{БР}$ проходит через ТТНП дважды: сначала по броне или оболочке кабеля в одном направлении, а потом возвращается по заземляющему проводнику, – и погрешность от этого тока исчезает. В случаях, когда броня кабеля не заходит в трансформатор тока, заземляющий броню проводник, заземляют раньше, не пропуская через трансформатор.

2) В случае, если кабельная линия, отходящая от секции сборных шин, состоит из двух и более запараллеленных кабелей, то на каждый кабель устанавливается свой ТТНП. Вторичные обмотки, как правило, соединяют параллельно и подключают к реле тока $КА$.

3) Данный тип ТТНП может быть использован и для защиты воздушных линий напряжением 6–10 кВ, в этом случае в начале линии предусматривается кабельная вставка, на которую надевается трансформатор тока.

11.5 Основные действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ

Однофазные замыкания на землю в электрических сетях напряжением 6–10–35 кВ не сопровождаются большими токами, поэтому Правила технической эксплуатации сетевые [48, п. 5.11.7] и потребительские [49, п. 2.8.11] допус-

кают работу сети при ОЗЗ до его устранения. В тоже время работа электрической сети с ОЗЗ является опасным ненормальным режимом электрической сети, который необходимо ликвидировать в возможно короткие сроки.

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

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

1) Если на ПС или в РП установлена селективная сигнализация, измеряющая токи, протекающие по ТТНП, установленным в начале каждого присоединения, то данная сигнализация должна указать повреждённое присоединение с однофазным замыканием на землю.

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

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

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

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

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Компоновка главной понизительной подстанции (ГПП). Обоснование выбора местоположения ГПП

ГПП расположено максимально близко к центру электрических нагрузок предприятия. Согласно расчетам картограммы получены координаты центра электрических нагрузок: $X_0 = 329$ м; $Y_0 = 255$ м. Однако, в связи с тем, что точка центра электрических нагрузок на генплане расположена на территории цеха № 2, площадка с ГПП смещена влево. Расположение ГПП выбрано с учетом розы ветров. Источник загрязнения: цех № 2 – Электросталеплавильное производство.

Аппаратура 110 кВ подстанции и трансформаторы установлены открыто. Территория ГПП ограждена сплошным внешним забором высотой 1,8 м. Металлические конструкции ОРУ–110 кВ, ЗРУ–10 кВ и трансформаторов, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций для защиты от коррозии окрашены. Трансформаторы для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца окрашены в светлые тона маслостойкой краской. Для предотвращения растекания масла под трансформаторами предусмотрены маслоприемники, закрытые металлической решеткой, поверх которой насыпан слой чистого гравия толщиной 0,25 м. Все токоведущие части, доступные случайному прикосновению, ограждены металлической сеткой с окном 25×25 мм; на всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ выполнены надписи, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие знаки. Токоведущие части обозначены в соответствии с [6, глава 1.1]:

- фаза А – желтым цветом;
- фаза В – зеленым;
- фаза С – красным.

В ЗРУ ячейки КРУ стоят в два ряда с центральным проходом 2 м, ширина прохода между ячейкой и стеной – 1 м. Выкатные части КРУ имеют механическую блокировку, так что доступ к токоведущим частям автоматически закрывается металлическими шторками при выкате тележки. ЗРУ имеет две двери для выхода, которые открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки. ЗРУ выполнено без окон. Камеры трансформаторов собственных нужд оборудованы барьерами у входов. Барьеры установлены на высоте 1,2 м. Между дверью и барьером имеется промежуток шириной 0,5 м. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до элементов ОРУ приведены в таблице 12.1.

12.2 Перечень защитных средств, применяемых на ГПП

Персонал, обслуживающий подстанцию, снабжается защитными средствами согласно ПТЭ и ПТБ. Все защитные средства, принятые в эксплуатацию, проходят систематическую проверку и испытания согласно [50]. Нормы комплектования отражены в таблице 12.2.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		115

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм	
	10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м.	200	900
Между проводами разных фаз	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой не менее 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней	960	1650
От не огражденных токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи или не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	240	1100

Таблица 12.2 – Комплектация ГПП защитными средствами

Наименование средств защиты	Количество
Распределительные устройства напряжением выше 1000 В	
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	2 шт. на каждый класс напряжения
Указатель напряжения	То же
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	По местным условиям
Противогаз изолирующий (самоспасатель или капюшон защитный)	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

12.3 Электробезопасность

Для защиты оперативно-ремонтного персонала от поражения электрическим током в соответствии с [6, глава 4.2] все коммутационное оборудование ГПП оснащено заземляющими ножами. Разъединители 110 кВ имеют механическую блокировку с заземляющими ножами, что позволяет исключить неправильные действия электротехнического персонала в случае включения этих аппаратов из отключенного состояния, когда они были заземлены ножами.

В ЗРУ–10 кВ выключатели, установленные в ячейках КРУ, также имеют механическую блокировку с заземляющими ножами. С целью обеспечения допустимого уровня напряжения прикосновения конструкции ЗРУ и оборудование заземляется с контуром заземления, который выполнен с использованием естественных заземлителей – железобетонных колонн ЗРУ и металлических угольников обрамления кабельных каналов. Контур заземления ЗРУ соединен с заземляющим устройством ОРУ–110 кВ не менее, чем в двух точках. Для устройства заземления ОРУ–110 кВ выполняется расчет.

12.4 Расчет защитного заземления ОРУ ГПП

Заземление служит для снижения напряжения прикосновения до безопасной величины. План ГПП представлен на рисунке 12.1.

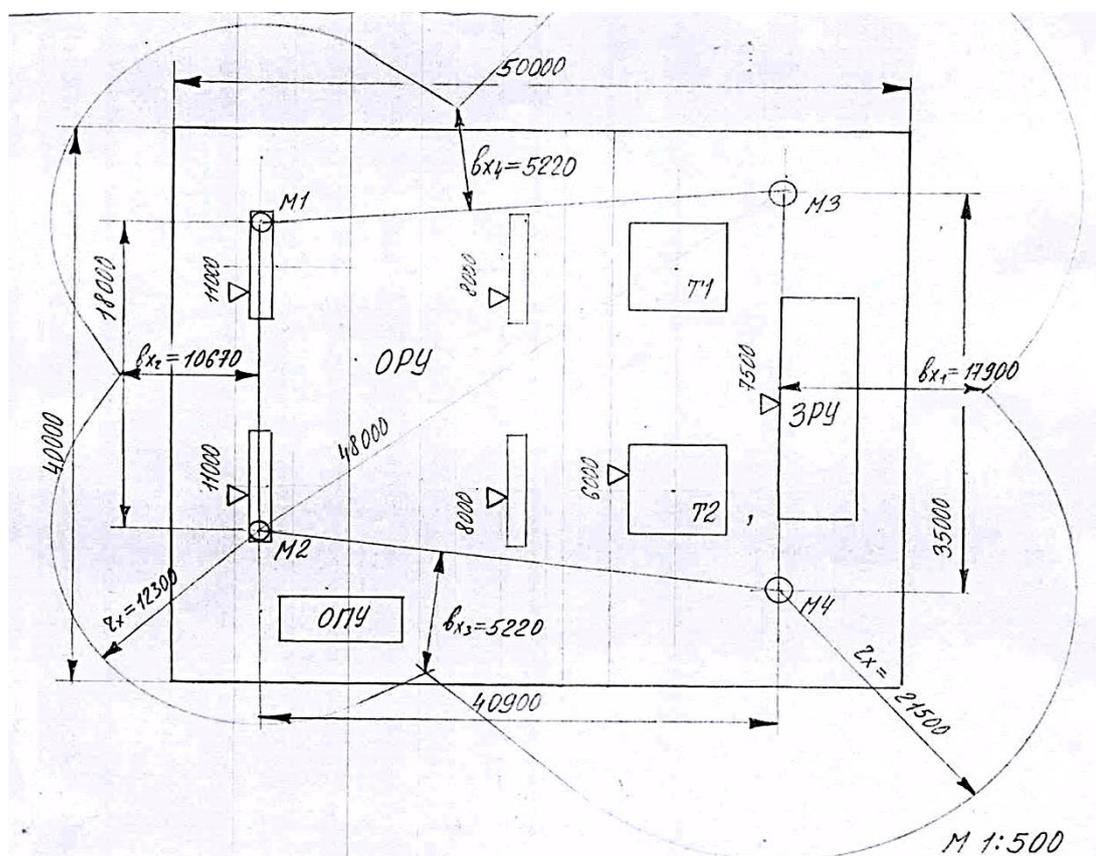


Рисунок 12.1 – План подстанции 110/10 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ

Лист

117

Производим расчёт заземляющего устройства в двухслойной земле способом наведённых потенциалов.

Территория подстанции занимает площадь $S = 2000 \text{ м}^2$.

Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением $4 \times 40 \text{ мм}$ и вертикальных стержневых электродов длиной $l_B = 5 \text{ м}$, диаметром $d = 12 \text{ мм}$; глубина заложения электродов $0,8 \text{ м}$.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок. Расчётные удельные сопротивления грунта: верхнего слоя $\rho_1 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, нижнего слоя $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [51], $h_1 = 2 \text{ м}$.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему двух подходящих к подстанции воздушных линий 110 кВ на железобетонных опорах с длиной пролёта $l = 100 \text{ м}$; каждая линия имеет один стальной горизонтальный трос (грозозащитный) сечением $S = 50 \text{ мм}^2$; расчётное (с учётом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{\text{ОП}} = 12 \text{ Ом}$; данные измерений сопротивления системы «трос – опора» отсутствуют.

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_3 согласно требованиям ПУЭ должно быть не более $0,5 \text{ Ом}$ для $U = 110 \text{ кВ}$.

Наибольший ток КЗ составляет $8,524 \text{ кА}$.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий R_e равно:

$$R_E = \sqrt{\frac{r_{\text{ОП}} \cdot r_T}{n_T}},$$

где n_T – число тросов на опоре;

$$r_T = \frac{0,15 \cdot l}{S}.$$

$$R_E = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{\text{ОП}} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_T}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 100}{50 \cdot 1}} = 0,949 \text{ Ом}.$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{\text{иск}}$ получается с учётом того, что $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ и $R_E = 0,949 \text{ Ом}$:

$$R_{\text{иск}} = \frac{R_E \cdot R_3}{R_E - R_3} = \frac{0,949 \cdot 0,5}{0,949 - 0,5} = 1,057 \text{ Ом}.$$

Составляем предварительную схему заземлителя и наносим ее на план подстанции, приняв контурный (распределенный) тип заземлителя в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых (длиной $l_B = 5 \text{ м}$) электродов. По предварительной схеме определяется суммарная длина горизонтальных и количество вертикальных электродов: $L_T = 250 \text{ м}$; $n = 9 \text{ шт}$.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 2000 \text{ м}^2$. Длина одной стороны модели $\sqrt{S} \approx 44,7 \text{ м}$ (рисунок 12.2).

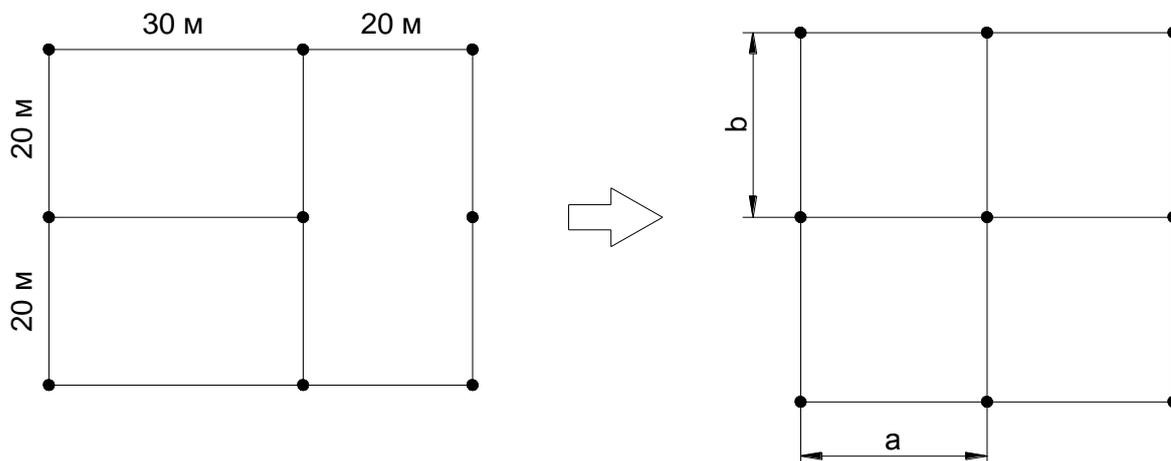


Рисунок 12.2 – Составление расчетной модели заземлителя

Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{250}{2 \cdot 44,7} - 1 = 1,795 = 2.$$

Уточняется суммарная длина горизонтальных заземлителей:

$$L_r = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} = 2 \cdot (2 + 1) \cdot 44,7 = 268,328 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{44,7}{2} = 22,36 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot 44,7}{9} = 19,876 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов

$$L_B = n \cdot l_B = 9 \cdot 5 = 45 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + (0,8 + 2,5)}{44,7} = 0,186.$$

Относительная длина верхней части вертикального заземлителя, который находится в верхней части земли с ρ_1):

$$L_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_{\text{отн}}}{l_B} = \frac{2 - 0,186}{5} = 0,363.$$

Определяется расчётное эквивалентное удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{э}}$ для сложного заземлителя – с вертикальными заземлителями и горизонтальной сеткой.

Предварительно определяется:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{60} = 1,667.$$

Так как $1 < \frac{\rho_1}{\rho_2} < 10$, то значение показателя степени K определяется по формуле:

$$K = 0,43 \cdot \left(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \right) = 0,43 \cdot \left(0,363 + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{19,876 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,358$$

Тогда:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K = 60 \cdot \left(\frac{100}{60} \right)^{0,358} = 60 \cdot 1,667^{0,358} = 72,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Вычисляется расчётное сопротивление $R_{\text{и}}$ рассматриваемого искусственного заземлителя.

Предварительно определяется коэффициент A по следующему выражению:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,186 = 0,339.$$

Тогда

$$R_{\text{и}} = \frac{A \cdot \rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B} = \frac{0,339 \cdot 72,04}{44,7} + \frac{72,04}{268,328 + 45} = 0,775 \text{ Ом}.$$

Это значение $R_{\text{и}}$ примерно равно требуемому сопротивлению искусственного заземлителя $R_{\text{иск}} = 1,057 \text{ Ом}$; некоторая разница допустима, тем более в данном случае она повышает условия безопасности.

Общее сопротивление заземлителя подстанции (с учётом сопротивления естественного заземлителя):

$$R_{\text{э}} = \frac{R_{\text{и}} \cdot R_{\text{е}}}{R_{\text{и}} + R_{\text{е}}} = \frac{0,775 \cdot 0,949}{0,775 + 0,949} = 0,427 \text{ Ом}.$$

Определяется потенциал заземлённого устройства при протекании по нему тока КЗ:

$$\varphi_{3У} = I_3 \cdot R_{\ominus} = 8,524 \cdot 0,427 = 3,637 \text{ кВ.}$$

Этот потенциал допустим, так как он меньше 10 кВ.

Таким образом, искусственный заземлитель подстанции выполняется из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4×40 мм, длиной не менее 268,33 м; и вертикальных стержневых электродов в количестве не менее 9 штук, диаметром 12 мм, длиной по 5 м, размещённых в местах пересечения горизонтальных полос по возможности равномерно, то есть на одинаковом расстоянии один от другого. Глубина погружения электродов равна 0,8 м. При этих условиях сопротивление $R_{И}$ искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,775 Ом. Сопротивление заземлителя подстанции в целом R_{\ominus} , т.е. общее сопротивление искусственного и естественного заземлителей, будет не более 0,5 Ом.

Основной целью расчета заземления явилось определение сооружаемого контура заземления, его размеры и форма: число заземляющих стержней и длина полосы, которая их соединяет. Определены сопротивления растекания тока заземлителя.

12.5 Молниезащита ОРУ ГПП

Расчет молниезащиты ГПП осуществляется в соответствии с [52]. ГПП как объект относится к классу «специальный с ограниченной опасностью». Территория ГПП находится в районе, где грозовая активность от 20 до 40 часов в год.

Устанавливаем 4 молниеотвода (см. рисунок 12.1). Самые высокие объекты на подстанции, требующие защиты – линейный вводной портал, расположенный на высоте $h_x = 11$ м; здание ЗРУ на высоте $h_{1x} = 7,5$ м, ошиновки секций шин на высоте $h_{2x} = 8$ м.

Радиусы зоны защиты молниеотводов на этих высотах:

$$r_{1x} = 1,6 \cdot h_a \frac{h_a - h_{1x}}{h_a + h_{1x}} = 1,6 \cdot 25 \frac{25 - 7,5}{25 + 7,5} = 21,5 \text{ м,}$$

где $h_a = 25$ м – активная высота отдельно стоящего молниеотвода М3 и М4.

$$h = h_x + h_{2x} = 11 + 8 = 19 \text{ м;}$$

$$r_{2x} = 1,6 \cdot h \frac{h - h_{2x}}{h + h_{2x}} = 1,6 \cdot 19 \frac{19 - 8}{19 + 8} = 12,3 \text{ м,}$$

где h – высота молниеотвода, установленная на линейном вводном портале высотой $h_x = 11$ м. Молниеотводы М1 и М2.

Определяем наименьшую ширину зоны защиты b_{1x} :

$$h_a = h - h_{1x} = 25 - 7,5 = 17,5 \text{ м};$$
$$2b_{1x} = 4r_{1x} \cdot \frac{7h_a - a}{14h_a - a} = 4 \cdot 21,5 \frac{7 \cdot 17,5 - 35}{14 \cdot 17,5 - 35} = 35,83 \text{ м},$$

где h_a – разность между высотой молниеприемника h и высотой защищаемого объекта; $a = 35$ м – расстояние между М3 и М4.

Получаем, что $b_{1x} = 17,9$ м.

Наименьшая ширина зоны защиты b_{2x} :

$$h_a = h - h_{2x} = 19 - 8 = 11 \text{ м};$$
$$2b_{2x} = 4r_{2x} \frac{7h_a - a}{14h_a - a} = 4 \cdot 12,3 \frac{7 \cdot 11 - 18}{14 \cdot 11 - 18} = 21,34 \text{ м},$$

где h_a – разность между высотой молниеприемника h и высотой защищаемого объекта; $a = 18$ м – расстояние между М1 и М2.

Получаем, что $b_{2x} = 10,67$ м,

Аналогично определяем расстояние $b_{3x} = b_{4x} = 5,22$ м.

На рисунке 12.1 показана зона защиты молниеотводов ГПП.

Для защиты оборудования ОРУ 110 кВ от прямых попаданий молнии устанавливаем стержневые молниеотводы. Устанавливаем четыре молниеотвода: М1 и М2 – установлены на вводных порталах, М3 и М4 – отдельно стоящие (рисунок 12.1). Рассчитана зона защиты молниеотводов – на рисунке она показана дугами окружностей. Токопроводящий спуск молниеотвода соединяется с заземляющим устройством ОРУ.

12.6 Освещение ОРУ ГПП

Территория ГПП освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Ремонтное освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжении 12 В.

По нормам освещенности принимаю $E_H = 5$ лк [53, таблица 2.2].

Суммарный световой поток:

$$\sum \Phi = E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot K_{II},$$

где $K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя [54, таблица 3];

$K_{II} = 1,5$ – коэффициент потери света в зависимости от конфигурации освещаемой площадки [54, Приложение Б].

$$\sum \Phi = 5 \cdot 2000 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 22500 \text{ лм.}$$

Освещение осуществляется прожектором ПЗР–400 с лампами типа ДРЛ–400, максимальная сила света 11000 кд, КПД $\eta = 45\%$ [55].

Число прожекторов:

$$N_{кр} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta},$$

где $\Phi_{л} = 13500$ лм – световой поток лампы.

$$N_{кр} = \frac{22500}{13500 \cdot 0,45} = 3,7 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 4 прожектора.

Из условия ограничения слепящего действия минимальная допустимая высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{J_{\max}}{c}},$$

где J_{\max} – осевая сила света прожектора, кд;

c – коэффициент, зависящий от нормируемой освещенности (определяется по таблице 12.3).

Таблица 12.3

Е, лк	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	10	30	50
с	100	150	250	300	400	700	2100	3500

Следовательно, высота установки прожекторов:

$$H = \sqrt{\frac{11000}{400}} = 5,24 \text{ м.}$$

Таким образом, территория ОРУ ГПП освещается четырьмя прожекторами. Они расположены по углам прямоугольной площадки ГПП. Прожекторы располагаются над свободными участками территории ОРУ (место выбрано такое, чтобы они не находились над аппаратурой и оборудованием ОРУ), установлены на металлических мачтах. питание к ним подводится кабельной линией.

12.7 Пожарная безопасность

С целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения:

1) Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не загружаются выше допустимых пределов, а при коротких замыканиях имеют достаточную отключающую способность и термическую стойкость;

2) В ЗРУ–10 кВ применены вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2;

3) Силовые масляные трансформаторы оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение;

4) Между силовыми трансформаторами установлена заградительная железобетонная плита;

5) Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов выполнены маслоприемники, рассчитанные на прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Удаление масла из маслоприемника предусмотрено переносным насосным агрегатом. Схема удаления воды и масла показана на рисунке 12.3;

6) Фундаменты под маслonaполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов;

7) Помещение ЗРУ и камеры трансформаторов собственных нужд выполнены по II степени огнестойкости;

8) ЗРУ имеет 2 выхода по концам наружу, с самозапирающимися замками, открываемыми со стороны ЗРУ без ключа. Двери обиты железом с асбестовой подкладкой и имеют ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для перемещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ;

9) Перекрытие кабельных каналов выполнены съёмными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения;

10) В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ имеется пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполнена на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70° С). Вблизи средств связи вывешены таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны);

11) Согласно [56] закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) относятся к категории помещений В4 по взрывопожарной и пожарной опасности. Территория ОРУ–110 кВ также относится к категории В по взрывопожарной и пожарной опасности [57]. Класс пожара: Е – пожар электроустановок, находящихся под напряжением.

В зависимости от категории помещения по взрывопожарной и пожарной опасности и класса пожара электроустановка оснащается пожарным щитом соответствующего типа [57, приложение № 5]. Для локализации очагов пожара на ГПП установлен пожарный щит ЩП-Е – щит пожарный для очагов пожара класса Е. Комплектация пожарного щита первичными средствами пожаротушения, немеханизированным инструментом и инвентарем приведена в таблице 12.4.

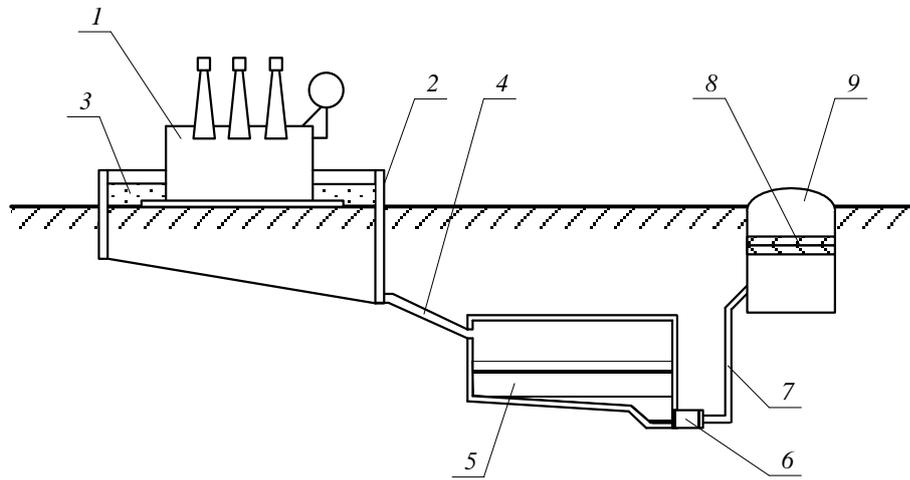


Рисунок 12.3 – Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора: 1 – трансформатор ТРДНМ-63000/110; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

Таблица 12.4 – Нормы комплектации пожарного щита ЩП-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации
1 Огнетушитель порошковый (ОП) вместимостью 10/9 л/массой огнетушащего состава, килограммов	1
2 Огнетушители углекислотные (ОУ) вместимостью 5/3 л/массой огнетушащего состава, килограммов	2
3 Крюк с деревянной рукояткой	1
4 Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	1
5 Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
6 Лопата совковая	1
7 Ящик с песком 0,5 м ³	1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно варианту задания в выпускной квалификационной работе спроектирована система электроснабжения комплекса электросталеплавильного цеха металлургического завода, обеспечивающая соответствующий уровень надежности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы и безопасность в эксплуатации и обслуживании в течение всего срока службы.

Комплекс электросталеплавильного цеха состоит из пяти участков с суммарной установленной мощностью 78,31 МВт. На предприятии имеются следующие высоковольтные электроприемники с номинальным напряжением 10 кВ: восемь дуговых сталеплавильных печей и четыре дымососа (синхронных двигателя) с суммарными установленными мощностями 64 и 4 МВт соответственно. Учитывая особенности технологического процесса, завод относится ко второй категории по надежности электроснабжения.

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

Исходя из исходных данных на проектирование обеспечение электроэнергией предприятия возможно от двух независимых источников питания на напряжении 35 кВ и 110 кВ, равноудаленных от предприятия. В результате расчета рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения оказалось больше приближено к уровню напряжения 110 кВ.

В схеме внутреннего электроснабжения предприятия путем сравнения технико-экономических показателей рассмотрено питание двух трансформаторных подстанций по радиальной и магистральной схемам. В результате проведенных расчетов магистральная схема питания потребителей получилась экономически выгодной и наиболее рациональной.

Особое внимание в проекте уделено вопросам охраны труда в электроустановках.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков – М.: Высшая школа, 2001. – 336 с.
- 2 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник: учебное пособие / Г.Н. Ополева. – М: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
- 3 КРУ-СЭЩ-70. Комплектное распределительное устройство внутренней установки на напряжение 6(10), 20 кВ. – https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/catalog_kru_70_electroshield.ru.pdf.
- 4 Электросталеплавильный способ производства стали. – www.zaokifz.ru/docs/electrosp.html.
- 5 Дуговая электросталеплавильная печь.– www.warmfires.ru/study-920-1.html
- 6 Правила устройства электроустановок. Издания 6-е и 7-е. – М.: НИЦ ЭНАС, 2003. – 608 с.
- 7 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского.– М.: Энергия, 1980. – 840 с.
- 8 Указания к расчету электрических нагрузок. – РТМ 36.18.32.4-92.
- 9 Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1990. – 114 с.
- 10 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. Электроустановки промышленных предприятий / под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 11 Построение розы ветров для городов России. – stroydocs.com/info/e-veter.
- 12 Челябинский гидрометеоцентр. Роза ветров города Челябинска. – <http://www.chelpogoda.ru/pages/510.php>.
- 13 Электротехника: учебное пособие: в 3 кн. / под ред. П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. – М.: Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2005. – Кн. 3. – 639 с.
- 14 НТП ЭПП-94 – Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.:1994. – 70 с.
- 15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – 2-е изд. – М: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
- 16 ГОСТ 16555-75. Трансформаторы силовые трехфазные герметичные масляные. – Введ. 1977–01–01. – М.: Стандартиформ, 2006. – 10 с.
- 17 Трансформаторы силовые. Технический каталог / ОАО «Электроцит». – <http://elektrosh.nt-rt.ru/images/showcase/catalog.pdf>. – С. 8.
- 18 ТРДНМ-63000/100000-У1 – Тольяттинский Трансформатор. – <http://silovoytransformator.ru/110kv/trdnm-63000-100000-u1.htm>.
- 19 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		127

- 20 Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
- 21 Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на 35, 110 и 220 кВ. Технический каталог / АО «Электротяжмаш». – <http://dv-electro.ru/images/opros/VGT-35,110,220.pdf>. – С. 4.
- 22 Электротехнический справочник. Т.3. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии / под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.
- 23 Разъединители серии РГП на напряжение 110 кВ. Руководство по эксплуатации. – <https://www.elec.ru/files/127/000000087/attfile/rukovodstvo-peksploatatsii-razedinitelej-serii-rgp-na-napryazhenie-110-kv.pdf>.
- 24 Комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70. – https://www.ufa.pulscen.ru/products/komplektnoye_raspredelitelnoye_ustroystvo_kru_seshch_70_46984062.
- 25 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 г. № 67/9 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области» – <http://www.tarif74.ru/LegalActs?page=6>.
- 26 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
- 27 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 168 с.
- 28 Каталог «Комплектные токопроводы и шинопроводы» – <http://www.zeim.ru/production/cat/catalogue/abs-zeim-kt.pdf>.
- 29 Выключатели вакуумные ВВУ-СЭЩ-П-10-50. Руководство по эксплуатации. – <http://www.electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/vvup10er.pdf>.
- 30 Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. Техническая информация. – http://www.electroshield.ru/upload/iblock/b57/ti_tol10_electroshield.ru.pdf.
- 31 Измерительные трансформаторы тока. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10-М. – http://www.cztt.ru/tol_10_m.html.
- 32 Приборы щитовые цифровые электроизмерительные многофункциональные ЩМ96, ЩМ120. Руководство по эксплуатации. – <http://www.mbm-pribor.ru/documents/techdoc/wm120.pdf>.
- 33 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. – http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.
- 34 Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. – http://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10_re_pc.pdf.
- 35 Предохранители серии ПКТ, ПТ. – http://www.elektrotechnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotechnik.pdf.

36 ГОСТ Р 51317.2.4–2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Введ. 2002–01–01. – М.: Стандартинформ, 2001. – 16 с.

37 Жежеленко, И.В. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, М.Л. Рабинович, В.М. Божко. – К: Техніка, 1981. – 160 с.

38 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, Д.И. Розинский. – К: Техніка, 1989. – 287 с.

39 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.

40 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014–07–01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.

41 Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий. Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. – М: Тяжпромэлектропроект, Энергоатомиздат, 1984, № 1. – 56 с.

42 УКРМ-0,4 кВ. Конденсаторные установки. Технические характеристики. http://chzeo.nt-rt.ru/images/manuals/UKRM_TECH.pdf

43 Конденсаторные установки компенсации реактивной мощности с автоматическим регулированием. – <https://www.ukkz.com/ru/catalog/u-k/visokogo-napryazheniya/s-avto-regulirovaniem-moshchnosti.html>

44 НПО «Энергия». – <http://www.npo-e.ru>.

45 ООО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». – <http://ukkm.ru>.

46 Шалин, А.И. Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит / Новости электротехники. – 2005. – 3 (33).

47 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.

48 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Минэнерго России. – М.: СПО ОРГЭС, 2003. – 320 с.

49 Правила эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Главгосэнергонадзор России, 2003. – 290 с.

50 СО 153-34-03-603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 112 с.

51 Заземление и молниезащита. Удельное сопротивление грунта. – http://www.zandz.ru/udelnoe_soprotivlenie_grunta.html.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		129

52 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций / Минэнерго России. – М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 60 с.

53 Коц, А.Я. Освещение электрических станций и подстанций / А.Я. Коц – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 168 с.

54 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* – М.: Минрегион России, 2010. – 70 с.

55 Кладницкий, Д.А. Справочник по осветительной аппаратуре / Д.А Кладницкий, С.И. Чубатый. – К.: Техніка, 1986. – 152 с.

56 РД 34.03.350-98. Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности / Минэнерго России. – М.: СПО ОРГЭС, 1998. – 17 с.

57 Правила противопожарного режима в Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме». – 74 с.

					13.03.02.2018.156.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		130

