

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2019 г.

Электроснабжение группы цехов основного производства трубопрокатного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.119.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
«___» _____ 2019 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
«___» _____ 2019 г.

Консультант по экономике
д.э.н., профессор

_____ А.А. Алабугин
«___» _____ 2019 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ А.К. Терентьев
«___» _____ 2019 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
«___» _____ 2019 г.

Нормоконтролер
к.т.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
«___» _____ 2019 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

« ___ » _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Терентьева Андрея Константиновича

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов основного производства трубопрокатного
завода

утверждена приказом по университету от 25 апреля 2019г. № 899

2 Срок сдачи студентом законченной работы 16.06.2019

3 Исходные данные к работе

Из архивных данных кафедры СЭС. Установленная мощность, коэффициенты
мощности, место расположения цехов на генеральном плане

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

1. План генеральный группы цехов основного производства трубопрокатного завода

2. Схема принципиальная электрическая электроснабжения

3. Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ

4. Плакат по БЖД

5. Плакат по экономике

6. Плакат по релейной защите

Всего 6 листа(ов)

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика	А.А. Алабугин		
БЖД	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания 1 марта 2019 г.

Руководитель

(подпись) В.И. Сафонов
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись) А.К. Терентьев
(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	01.03.19-02.03.19	
2 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий	03.03.19-05.03.19	
3 Расчёт электрических нагрузок	06.03.19-16.03.19	
4 Выбор цеховых трансформаторных подстанций	17.03.19-31.03.19	
5 Система внешнего электроснабжения	01.04.19-10.04.19	
6 Система внутреннего электроснабжения	11.04.19-18.04.19	
7 Расчёт токов короткого замыкания	19.04.19-31.04.19	
8 Выбор электрооборудования	01.05.19-10.05.19	
9 Технико-экономическое обоснование схемы электроснабжения	11.05.19-15.05.19	
10 Компенсация реактивной мощности	16.05.19-20.05.19	
11 Расчет показателей качества электрической энергии	21.05.19-25.05.19	
12 Защита трансформаторной подстанции и линии, питающей ее	25.05.19-31.05.19	
13 Безопасность жизнедеятельности	1.06.19-3.06.19	
14 Экономическая часть проекта	4.06.19-6.06.19	
15 Оформление пояснительной записки	6.06.19-10.06.19	
16 Оформление графической части	10.06.19-16.06.19	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

В.И. Сафонов

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

А.К. Терентьев

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Терентьев А.К. Проект системы электроснабжения группы цехов основного производства трубопрокатного завода. – Челябинск, ЮУрГУ, П; 2019, 132 с, 30 ил., 53 табл., библиогр. список – 46 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В дипломной работе представлен проект системы электроснабжения группы цехов основного производства трубопрокатного завода.

Произведен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, в соответствии с действующими руководящими указаниями.

К установке в КТП приняты масляные трансформаторы ТМГ.

На основании расчета нагрузок по предприятию в целом была выбрана схема внешнего электроснабжения (блок линия-трансформатор с выключателем). Исходя из электродинамической стойкости к установке на ГПП приняты 2 трансформатора ТРДНМ-63000/100000/110/10/10.

Рассчитаны токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме на шинах ГПП, а также на шинах 0,4 кВ внутрицеховой сети. На основании рассчитанных токов КЗ выбрано оборудование, обеспечивающее надлежащую надежность системы электроснабжения.

Выбранные кабели проверены по термической стойкости к току КЗ, в соответствии с действующим стандартом.

Рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности. По результатам расчетов установлены низковольтные конденсаторные установки суммарной мощностью 2625 квар.

Так как на предприятии присутствует нагрузка, выдающая в сеть высшие гармоники, был проведен расчет показателей качества электрической энергии. Все ПКЭ удовлетворяют нормативным значениям.

В разделе релейной защиты выполнен расчет релейной защиты магистральной линии. Построена карта селективности.

Для безопасной работы по обслуживанию ГПП в разделе БЖД рассчитан заземлитель ОРУ, освещение подстанции, а также молниеотводы.

Проведен SWOT-анализ сравниваемых схем электроснабжения. Составлено поле сил и план реализации проекта.

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разраб.		Терентьев			Электроснабжение группы цехов основного производства трубопрокатного завода	Лит.	Лист	Листов
Пров.		Сафонов				В	К	Р
						3 132		
Н. контр.		Сафонов				ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»		
Утв.		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
Краткая характеристика объекта электроснабжения	6
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ.....	11
Выводы по 1 разделу один	12
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	13
2.1 Расчёт электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху..	13
2.2 Расчет однофазных нагрузок	17
2.3 Расчет нагрузок по цеху	18
2.4 Построение картограммы нагрузок.....	20
Выводы по 2 разделу	22
3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	24
Выводы по 3 разделу	27
4 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	29
4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения.....	29
4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции	30
4.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения	32
4.4 Расчет токов КЗ в начале отходящих линий	34
4.5 Выбор оборудования на ГПП	36
Выводы по 4 разделу	38
5 СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	39
5.1 Технические решения внутренней системы электроснабжения.....	39
5.2 Выбор сечений кабельных линий.....	39
Выводы по 5 разделу	42
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	44
Выводы по 6 разделу	52
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	53
7.1 Выбор оборудования ГПП и КТП	53
Выводы по 7 разделу	60
8 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	61
Выводы по 8 разделу	66
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	67
Выводы по 9 разделу	73
10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ .	74
10.1 Расчет коэффициентов гармонических составляющих напряжений	74
10.2 Расчёт несимметрии напряжения	80
Выводы по 10 разделу:	84

11 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ И ЛИНИИ, ПИТАЮЩЕЙ ЕЕ	85
11.1 Организация защиты.....	85
11.2 Защита, установленная на стороне НН трансформатора.....	85
11.3 Защита трансформатора со стороны ВН выключателем Q18	91
11.4 Защита магистральной линии.....	95
11.5 Защита КЛ7 и КЛ 9 от однофазных замыкания на землю	98
Выводы по 11 разделу	99
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	105
12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции	105
12.1.1 Обоснование местоположения подстанции	105
12.2 Электробезопасность.....	109
12.2.1 Требования прокладки заземления на ОРУ	110
12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства	115
12.4 Пожарная безопасность.....	118
12.5 Расчет молниезащиты подстанции.....	119
Выводы по 12 разделу	122
13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ	123
13.1 Техничко-экономическое сравнение.....	123
13.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений	124
13.3 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности	124
13.4 Модель пирамиды целеполагания.....	126
13.5 Модель поля сил реализации проекта.....	127
13.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	130

ВВЕДЕНИЕ

Под электроснабжением, согласно [1], понимается обеспечение потребителей электрической энергией. Под системой электроснабжения понимается совокупность устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электрической энергии.

При построении СЭС следует всегда применять системный подход, т.е. учитывать множество факторов, которые будут влиять на конечный выбор.

Краткая характеристика объекта электроснабжения

Группа цехов основного производства трубопрокатного завода ориентирована на производство сварных и бесшовных труб различных диаметров. Дадим краткую характеристику технологического процесса изготовления труб.

Электросталеплавильный цех – предназначен для выплавки стали из стального лома, либо из жидкого полупродукта, полученного в мартеновских печах. В цеху установлены 4 печи мощностью $P_{ном} = 5200$ кВт каждая. Имеются потребители первой категории надежности.

В литейном цеху, ранее раславленный металл, заливается в специальные формы, в которых он охлаждается и получается заготовка (листы, ленты, штрипсы), которая в последствии отправляется на обработку. Имеются потребители первой категории надежности.

Одной из основных операций всех технологических процессов производства сварных труб является формовка трубной заготовки – получение из плоского листа цилиндрическую трубную заготовку. В цехе непрерывной печной сварки труб производится горячая формовка. Нагретый лист проходит через два вертикальных и два горизонтальных вала [2]. Имеются потребители второй категории надежности.

Кузнечный цех предназначен для подготовки, обработки деталей. Относится ко второй категории надежности.

Из кузнечного цеха детали доставляются в термический цех, где проходят обработку, очистку и закалку высокой температурой. Цех относится ко второй категории надежности.

Штамповочный цех предназначен для изготовления заготовок методами горячего формования, заключающимся в пластическом деформировании или разделении металла. Имеются потребители второй категории надежности.

Производственная котельная оборудована водогрейными и паровыми котлами. Водогрейные котлы предназначены для снабжения теплотой систем отопления, паровые для удовлетворения потребностей в технологическом паре низкого давления. Имеются потребители первой категории.

Заводуправление – помещение, в котором располагаются службы, следящие и руководящие технической и хозяйственной деятельностью завода.

В электроремонтном цехе производится текущий ремонт электрооборудования. Относится к 3 категории надежности электроснабжения.

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ				

Исходные данные для проектирования системы электроснабжения цехов трубопрокатного завода.

Таблица А – Исходные данные по ремонтно-механическому цеху

№п.п	Наименование оборудования	Рном,кВт	Кол-во потребителей
Сварочное отделение			
1	Трансформатор сварочный, однофазный, Уном=220В	10	4
2	Агрегат сварочно-зарядный	2,1	3
3	Выпрямитель сварочный	21	2
4	Машина контактной сварки, однофазная, Уном=380В	86	1
5	Машина стыковой сварки, однофазная, Уном=380В	96,5	2
6	Подвесной наждак	0,7	3
Термическое отделение			
7	Электропечь сопротивления	30	4
8	Электропечь индукционная	20	3
9	Вентилятор	7,5	5
Механическое отделение (1)			
10	Кран-балка	2,2	2
11	Станок вертикально-сверлильный	7,3	5
12	Станок настольно-сверлильный	0,6	5
13	Станок вертикально долбежный	3,8	4
14	Станок токарно-винторезный	4,1	5
15	Станок широкоуниверсальный	7,5	3
16	Станок копировально-универсальный	3	4
17	Станок горизонтально-фрезерный	5,5	3
18	Станок плоскошлифовальный	3,6	2
19	Станок настольно-сверлильный	0,6	3
20	Станок токарно-карусельный	34,3	1
21	Станок резьбошлифовальный	7,5	3
22	Ножницы гильотинные	1,6	3
Механическое отделение (2)			
23	Станок кругло-шлифовальный	10,2	3
24	Станок поперечно-строгальный	3,1	4
25	Станок токарно-винторезный	10	4
26	Станок горизонтально-фрезерный	7,5	3
27	Станок вертикальной-сверлильный	4,8	4
28	Станок вертикально-фрезерный	7,5	2
29	Станок вертикально-сверлильный	0,6	4
30	Станок зубофрезерный	11,4	3
31	Станок настольно-сверлильный	0,6	4
32	Полуавтомат отрезной	9,5	1
33	Ножовка механическая	1,8	4
34	Пресс-ножницы	7,5	3

Продолжение таблицы А

№п.п	Наименование оборудования	Рном,кВт	Кол-во потребителей
35	Кран-балка	2,2	2
Механическое отделение (3)			
36	Станок универсально-фрезерный	10	1
37	Станок токарно-карусельный	31,3	2
38	Станок токарно-винторезный	18,6	3
39	Станок резьбошлифовальный	7,5	2
40	Станок плоскошлифовальный	8,2	2
41	Станок обдирочно-шлифовальный	1,7	4
42	Станок настольно-сверлильный	0,6	5
43	Станок токарно-винторезный	8,4	4
44	Станок вертикально-фрезерный	7,5	3
45	Станок вертикально-сверлильный	1,6	3
46	Вентилятор	1,5	1
Отделение отчистки деталей			
47	Ультразвуковой генератор	20	3
48	Шкаф сушильный	7,5	1
49	Ванна промывки	24	1
50	Ванна ультразвуковой очистки	10	4
51	Кондиционер	10	3
52	Станок профилешлифовальный	3,3	4
53	Станок координатно-расточной	25	2
54	Вентилятор	1,5	3

Таблица Б – Исходные данные по предприятию

Номер схемы на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Р _{ном} электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	n _э	K _н	tgφ
1	Термический цех	495	40	0,7	0,75
2	Электроремонтный цех	1325	23	0,35	1,02
3	Цех непрерывной печной сварки труб	3570	73	0,8	0,75
4	Заводоуправление	624	35	0,31	0,62
5	Электросталеплавильный цех	3505	107	0,7	0,7
6	Котельная	1910	59	0,85	0,75
7	Литейный цех	405	7	0,6	1,02
8	Кузнечный цех	8400	40	0,7	0,9
9	Штамповочный цех	2960	21	0,75	0,75

Таблица В – Исходные данные по высоковольтным приемникам

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприемников	Установленная мощность однофазного электроприёмника, кВт	Количество электроприемников	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
3	Цех непрерывной сварки труб	Синхронные двигатели (СД)	1600	4	0,9	-0,75
5	Электросталеплавильный цех	ДСП	5200	4	0,75	0,85
8	Кузнечный	СД	4000	4	0,9	-0,75

Таблица Г – Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		4
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	700
	U_2	4000
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	30,8
	почвы (на глубине 0,7 м)	14,2
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Нет
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия ниже 1 кВ – 25694 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия выше 1 кВ – 43200 кВт.

3 Категория надежности большинства электроприемников -2

4 Расчетная активная мощность на шинах ГПП – 45664,9 кВт.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

5 Напряжение внешнего электроснабжения 110 кВ.

6 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме 4000 МВА

7 Линия электропередач выполнена проводом АС с сечением 120 мм², длиной 4 км.

8 На ГПП установлено два трансформатора марки ТРДНМ-63000/100000/110/10/10.

9 Напряжение внутреннего электроснабжения 10кВ.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ

В настоящее время вакуумный выключатель является основным коммутационным аппаратом, применяемым при комплектации ячеек КРУ ГПП, а также камер одностороннего обслуживания. На рынке электротехнического оборудования представлено большое количество различных выключателей от разных производителей. Произведем техническое сравнение продуктов различных заводов-изготовителей.

Таблица 1.1 – Сравнение вакуумных выключателей отечественных и зарубежных производителей

Параметр	Вакуумный выключатель VD4[3]	Вакуумный выключатель Sion[4]	Вакуумный выключатель ВВ/Tel[5]	Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ[6]
Производитель	ABB (Италия)	Siemens (Германия)	Таврида-Электрик (Россия, Йошкор-Ола)	Электрощит (Самара)
$U_{ном}$, кВ	10	10	10	10
Номинальный ток выключателей, А	630,1000,1250, 2000,2500,3150 4000	800,1250,2000, 2500,3150.	630,1000,1250, 1600,2000	1000,1600,2000, 2500,3150
Номинальный ток отключения, кА	20-50	20-40	20-31,5	20-40
Номинальный ток элек.дин. стойкости выключателя, кА	51-125	51-100	51-81	52-128
Номинальный ток термической стойкости, кА	20-50	20-40	20-31,5	20-31,5
Ресурс отключ. номинального тока, не менее операций	15000-30000	10000	30000-50000	25000
Ресурс отключ. номинального тока откл, не менее операций	80	50-130	40-130	20
Собственное время откл, мс	не более 60	не более 65	10-27	не более 30

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

11

Номинальный ток отключения – максимальный ток короткого замыкания, который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстановления напряжения и заданном цикле операций.

Ток электродинамической стойкости – ударный ток короткого замыкания, который может пропустить выключатель.

Номинальный ток термической стойкости – наибольший действующий ток короткого замыкания за заданный промежуток, который может выдержать выключатель.

Ресурс отключения – это допустимое для каждого полюса выключателя число операций отключения и включения при номинальном токе и токе короткого замыкания.

Собственное время отключения выключателя – время от подачи команды на отключение до размыкания контактов.

Как видно из таблицы 1.1 большинство параметров зарубежных и отечественных выключателей сравнимы и находятся в одном диапазоне. Например, по ресурсу отключения номинального и тока короткого замыкания выключатели от «Таврида-электрик» сильно превосходят свои зарубежные аналоги, такая же ситуация и с собственным временем отключения.

Из сравнительного анализа отчетливо видно, что отечественные выключатели по многим практически всем параметрам не уступают своим зарубежным аналогам и даже превосходят. Следовательно, установка зарубежных выключателей в КРУ не целесообразна и понесет за собой только дополнительные капиталовложения. На ГПП в ЗРУ будут применены выключатели завода «Самара-электроцит», в КТП камерах КСО выключатели производства «Таврида-электрик».

Выводы по 1 разделу один

Проведенный анализ показывает, что вакуумные выключатели отечественных и зарубежных производителей находятся практически на одном техническом и функциональном уровне. В проекте были применены выключатели завода-изготовителя «Таврида-электрик» в ЗРУ и КСО (см. гл.эл.схему).

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок проводится по методу упорядоченных диаграмм, который лежит в основе действующих руководящих документов, а конкретно РТМ 36.18.32.4-92 [7].

2.1 Расчёт электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Расчётная мощность для третьего уровня системы электроснабжения:

$$P_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа.и}} \cdot p_{\text{ном.и}}, \quad (2.1)$$

где $K_{\text{ра}}$ – расчётный коэффициент по активной мощности;

$p_{\text{ном.и}}$ – номинальная мощность электроприёмника, кВт;

$k_{\text{иа.и}}$ – коэффициент использования по активной мощности электроприёмника.

Определяем средние активные и реактивные мощности:

$$p_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot p_{\text{ном}}; \quad (2.2)$$

$$q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (2.3)$$

где $k_{\text{иа}}$ – коэффициент использования по активной мощности;

$\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Коэффициенты использования и мощности для каждого ЭП берем из справочных данных Тяжпромэлектропроект [8].

Пример расчета проведем для кран-балки, находящейся в механическом отделении (см.таблицу А).

$$p_{\text{ср}} = 2 \cdot 2,2 \cdot 0,15 = 0,66 \text{ кВт};$$

$$q_{\text{ср}} = 2 \cdot 2,2 \cdot 0,15 \cdot 1,73 = 1,14 \text{ квар.}$$

Найдем среднюю мощность ЭП по отделению:

$$P_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{i=1}^n p_{\text{ср}i}; \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ср}i}. \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ср}\Sigma} = 0,66 + 5,84 + \dots + 3,6 + 0,82 = 32,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = 1,14 + 7,79 + \dots + 4,8 + 0,95 = 43,06 \text{ квар.}$$

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

13

Эффективное число ЭП:

$$n_3 = \frac{(\sum P_{\text{ном } i})^2}{\sum P_{\text{ном } i}^2}. \quad (2.6)$$

$$n_3 = \frac{(4,4 + 36,5 + \dots + 22,5 + 4,8)^2}{(9,68 + 266,45 + \dots + 168,75 + 7,68)} = 19.$$

Средневзвешенный коэффициент использования активной мощности, за наиболее загруженную смену:

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{ср}\Sigma}}{P_{\text{ном}\Sigma}} = \frac{32,2}{201,2} = 0,16. \quad (2.7)$$

Расчетный коэффициент по активной мощности берем из справочных данных [7, табл.1]

Расчетный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{\text{рр}} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{19}} \approx 1. \quad (2.8)$$

Далее определяем расчетные мощности:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot P_{\text{ср}\Sigma} = 1,32 \cdot 32,2 = 42,5 \text{ кВт}; \quad (2.9)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot Q_{\text{ср}\Sigma} = 1 \cdot 43,06 = 43,06 \text{ кВАр}. \quad (2.10)$$

Полная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{42,5^2 + 43,06^2} = 60,5 \text{ кВА}. \quad (2.11)$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{60,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 87,32 \text{ А}, \quad (2.12)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение внутрицеховой сети, кВ.

Расчет электрических нагрузок по цеху представлен в таблице 2.1.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

Таблица 2.1 – Расчет нагрузки РМЦ

Наименование узлов СЭС и ЭП	п, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{на}$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$k_{на} P_{ном}$, кВт (2.2)	$k_{на} P_{ном} tg \varphi$, квар (2.3)	$np_{ном}^2$, кВт ²	$n_э$ (2.6)	$k_{ра}$	k_{pp} (2.8)	P_p , кВт (2.9)	Q_p , квар (2.10)	S_p , кВА (2.11)	I_p , А (2.12)
		$P_{ном i}$	$P_{ном}$													
1. Механическое отделение (ШР-1)																
1.Кран-балка	2	2,2	4,4	0,15	0,50	1,73	0,66	1,14	9,68							
2.Станок вертикально-сверлильный	5	7,3	36,5	0,16	0,60	1,33	5,84	7,79	266,45							
3.Станок настольно-сверлильный	5	0,6	3	0,16	0,60	1,33	0,48	0,64	1,80							
4.Станок вертикально долбежный	4	3,8	15,2	0,16	0,60	1,33	2,43	3,24	57,76							
5.Станок токарно-винторезный	5	4,1	20,5	0,16	0,60	1,33	3,28	4,37	84,05							
6.Станок широкоуниверсальный	3	7,5	22,5	0,16	0,60	1,33	3,60	4,80	168,75							
7.Станок копировально-универсальный	4	3	12	0,16	0,60	1,33	1,92	2,56	36,00							
8.Станок горизонтально-фрезерный	3	5,5	16,5	0,16	0,60	1,33	2,64	3,52	90,75							
9.Станок плоскошлифовальный	2	3,6	7,2	0,16	0,60	1,33	1,15	1,54	25,92							
10.Станок настольно-сверлильный	3	0,6	1,8	0,16	0,60	1,33	0,29	0,38	1,08							
11.Станок токарно-карусельный	1	34,3	34,3	0,16	0,60	1,33	5,49	7,32	1176,49							
12.Станок резьбошлифовальный	3	7,5	22,5	0,16	0,60	1,33	3,60	4,80	168,75							
13.Ножницы гильотинные	3	1,6	4,8	0,17	0,65	1,17	0,82	0,95	7,68							
Итого по ШР-1	43		201,2	0,16	0,60	1,34	32,20	43,06	2095,16	19,32	1,32	1,00	42,50	43,06	60,50	87,32
2. Механическое отделение 2 (ШР-2)																
1.Станок кругло-шлифовальный	3	10,2	30,6	0,16	0,60	1,33	4,90	6,53	312,12							
2.Станок поперечно-строгальный	4	3,1	12,4	0,16	0,60	1,33	1,98	2,65	38,44							
3.Станок токарно-винторезный	4	10	40	0,16	0,60	1,33	6,40	8,53	400,00							
4.Станок горизонтально-фрезерный	3	7,5	22,5	0,16	0,60	1,33	3,60	4,80	168,75							
5.Станок вертикальной-сверлильный	4	4,8	19,2	0,16	0,60	1,33	3,07	4,10	92,16							
6.Станок вертикально-фрезерный	2	7,5	15	0,16	0,60	1,33	2,40	3,20	112,50							
7.Станок вертикально-сверлильный	4	0,6	2,4	0,16	0,60	1,33	0,38	0,51	1,44							
8.Станок зубофрезерный	3	11,4	34,2	0,16	0,60	1,33	5,47	7,30	389,88							
9.Станок настольно-сверлильный	4	0,6	2,4	0,16	0,60	1,33	0,38	0,51	1,44							
10.Полуавтомат отрезной	1	9,5	9,5	0,20	0,5	1,73	1,90	3,29	90,25							
11.Ножовка механическая	4	1,8	7,2	0,12	0,4	2,29	0,86	1,98	12,96							
12.Пресс-ножницы	3	7,5	22,5	0,17	0,65	1,17	3,83	4,47	168,75							
13.Кран-балка	2	2,2	4,4	0,15	0,5	1,73	0,66	1,14	9,68							
Итого по ШР-2	41		222,3	0,16	0,59	1,36	35,84	49,01	1798,37	27,48	1,20	1,00	43,01	49,01	65,20	94,11

Продолжение таблицы 2.1.

Наименование узлов СЭС и ЭП	п, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{на}$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$k_{на} P_{ном}$, кВт (2.2)	$k_{на} P_{ном} tg \varphi$, квар (2.3)	$np_{ном}^2$, кВт ²	$n_э$ (2.6)	$k_{ра}$	k_{pp} (2.8)	P_p , кВт (2.9)	Q_p , квар (2.10)	S_p , кВА (2.11)	I_p , А (2.12)
		$P_{ном i}$	$P_{ном}$													
3.Механическое отделение 3 (ШР-3)																
1.Станок универсально-фрезерный	1	10	10	0,16	0,6	1,33	1,60	2,13	100,00							
2.Станок токарно-карусельный	2	31,3	62,6	0,16	0,6	1,33	10,02	13,35	1959,38							
3.Станок токарно-винторезный	3	18,6	55,8	0,16	0,6	1,33	8,93	11,90	1037,88							
4.Станок резьбошлифовальный	2	7,5	15	0,16	0,6	1,33	2,40	3,20	112,50							
5.Станок плоскошлифовальный	2	8,2	16,4	0,16	0,6	1,33	2,62	3,50	134,48							
6.Станок обдирочно-шлифовальный	4	1,7	6,8	0,16	0,6	1,33	1,09	1,45	11,56							
7.Станок настольно-сверлильный	5	0,6	3	0,16	0,6	1,33	0,48	0,64	1,80							
8.Станок токарно-винторезный	4	8,4	33,6	0,16	0,6	1,33	5,38	7,17	282,24							
9.Станок вертикально-фрезерный	3	7,5	22,5	0,16	0,6	1,33	3,60	4,80	168,75							
10.Станок вертикально-сверлильный	3	1,6	4,8	0,16	0,6	1,33	0,77	1,02	7,68							
11.Вентилятор	1	1,5	1,5	0,65	0,8	0,75	0,98	0,73	2,25							
Итого по ШР-3	30		232	0,16	0,60	1,33	37,855	49,90	3818,52	14,10	1,40	1,00	53,00	49,90	72,80	105,07
Отделение отчистки деталей (ШР-4)																
1.Ультразвуковой генератор	3	20	60	0,30	0,6	1,33	18,00	24,00	1200,00							
2.Шкаф сушильный	1	7,5	7,5	0,75	0,95	0,33	5,63	1,85	56,25							
3.Ванна промывки	1	24	24	0,7	0,9	0,48	16,80	8,14	576,00							
4.Ванна ультразвуковой очистки	4	10	40	0,7	0,9	0,48	28,00	13,56	400,00							
5.Кондиционер	3	10	30	0,65	0,8	0,75	19,50	14,63	300,00							
6.Станок профилешлифовальный	4	3,3	13,2	0,16	0,6	1,33	2,11	2,82	43,56							
7.Станок координатно-расточной	2	25	50	0,16	0,6	1,33	8,00	10,67	1250,00							
8.Вентилятор	3	1,5	4,5	0,75	0,8	0,75	3,38	2,53	6,75							
Итого по ШР-4	21		229,2	0,44	0,73	0,95	101,41	78,19	3832,56	13,71	1,00	1,00	101,41	78,19	128,05	184,83
Термическое отделение (ШР-5)																
1.Электродпечь сопротивления	4	30	120	0,75	0,95	0,33	90,00	29,58	3600,00							
2.Электродпечь индукционная	3	20	60	0,7	0,35	2,68	42,00	112,41	1200,00							
3.Вентилятор	5	7,5	37,5	0,75	0,8	0,75	28,13	21,09	281,25							
Итого по ШР-5	12		217,5	0,74	0,76	0,86	160,13	163,09	5081,25	9,31	1,00	1,10	160,13	179,39	240,46	347,08
Сварочное отделение (ШР-6)																
1.Однофазные ЭП	7	192,5	1347,5	0,34	0,6	1,33	444,68	591,42	259393,75							
2.Агрегат сварочно-зарядный	3	2,1	6,3	0,7	0,65	1,17	4,41	5,16	13,23							
3.Выпрямитель сварочный	2	21	42	0,6	0,8	0,75	25,20	18,90	882,00							
4.Подвесной наждак	3	0,7	2,1	0,12	0,5	1,73	0,25	0,44	1,47							
Итого по ШР-6	15		1397,9	0,34	0,77	0,83	474,54	615,91	260290,45	7,51	1,00	1,10	474,54	677,50	827,16	1193,90
Итого по цеху	162		2500,1	0,34			841,97	999,15	276916,31	23	1,00	1,10	841,97	1099,07	1384,50	1998,36

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

2.2 Расчет однофазных нагрузок

В цехе присутствуют ЭП, которые подключаются на линейное и фазное напряжения. Для таких потребителей следует проводить расчет отдельно, используя коэффициенты приведения, стараясь распределить нагрузку равномерно по фазам.

Суть методики заключается в том, что однофазная и двухфазная нагрузка с помощью коэффициентов приведения представляется в виде трехфазной. Вычисляется эквивалентная средняя трехфазная нагрузка.

Расчётное выражение для определения средней активной и реактивной мощности:

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{на}} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{\text{на}} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k_{\text{на}} \cdot P_{(A0)}; \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{на}} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{\text{на}} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k_{\text{на}} \cdot P_{(A0)} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (2.14)$$

где $k_{\text{на}}$ и $k_{\text{на}}^{\prime}$ – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(AB)}$ – нагрузка, подключенная на линейное напряжение АВ, кВт;

$P_{(CA)}$ – нагрузка, подключенная на линейное напряжение СА, кВт;

$P_{(A0)}$ – нагрузка, подключенная на фазу А, кВт;

$k_{AB(A)}, k_{CA(A)}, q_{AB(A)}, q_{CA(A)}$ – коэффициенты приведения нагрузок, подключенной на линейное напряжение АВ к фазе А.

Расчет проведем на примере ОЭП, находящихся в отделении сварки:

$$P_{\text{срА}} = 0,35 \cdot 86 \cdot 0,89 + 0,35 \cdot 96,5 \cdot 0,11 + 20 \cdot 0,3 = 36,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,35 \cdot 86 \cdot 0,38 + 0,35 \cdot 96,5 \cdot 0,96 + 20 \cdot 1,33 \cdot 0,3 = 51,8 \text{ кВАр}.$$

Условная трехфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{ср}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф. max}}; \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{ср}} = 3 \cdot Q_{\text{ср.ф. max}}. \quad (2.16)$$

В результате расчета наиболее загруженная фаза - С, тогда:

$$P_{\text{срС}} = 3 \cdot 37 = 111 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{срС}} = 3 \cdot 59 = 177 \text{ кВАр}.$$

Коэффициент использования, при наиболее загруженной фазы С:

$$K_{на} = \frac{P_{срС}}{\frac{1}{2} \cdot (P_{(BC)} + P_{(CA)}) + P_{C0}} = \frac{37}{\frac{1}{2} \cdot (96,5 + 96,5) + 10} = 0,34. \quad (2.17)$$

Расчет однофазных электроприемников представлен в таблице 2.2.

2.3 Расчет нагрузок по цеху

При расчете нагрузки, в целом для цеха необходимо также найти эффективное число электроприемников, средневзвешенный коэффициент использования. Подобный расчет был представлена в разделе 2.1.

Расчетные активная и реактивная мощность цеха:

$$P_{р.ц} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n K_{наi} \cdot P_{номi}, \quad (2.18)$$

$$Q_{р.ц} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n K_{наi} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.19)$$

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

$$P_{р.ц} = 2500,1 \cdot 0,34 \cdot 0,85 = 722,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ц} = 2500,1 \cdot 0,34 \cdot 1,27 \cdot 0,85 = 914,35 \text{ кВАр.}$$

Для нахождения полной нагрузки цеха, необходимо учесть также и осветительную нагрузку. Расчетная осветительная нагрузка $P_{р.осв}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв} = 0,011 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$ [49] - для цеха и коэффициента спроса на освещение $k_{с.осв}$.

$$P_{р.осв} = F_{ц} \cdot P_{уд.осв} \cdot k_{с.осв}; \quad (2.20)$$

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.21)$$

$$P_{р.осв} = 4784 \cdot 0,011 \cdot 0,85 = 44,73 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.осв} = 44,73 \cdot 0,48 = 21,66 \text{ кВАр.}$$

Таблица 2.2 – Расчет однофазных электроприёмников

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	n, шт.	np ² _{ном1} , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключаемых на Ул, кВт			Коэффициенты приведения P и Q нагрузки к фазе			Установленная мощность ЭП, подключаемых на Уф, кВт			Киa	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену						
				AB	BC	CA	Kф	k	q	A	B	C			Pс, кВт			Qс, квар			
															A	B	C	A	B	C	
Электроприемники, подключаемые на линейное напряжение, Ул=400 В																					
Машина контактной сварки	86	1	7396	86			A	0,89	0,38	76,54			0,35	1,33	26,8			12			
							B	0,11	0,96		9,46						3,3			29	
Машина стыковой сварки	96,5	2	18624,5		96,5		B	0,89	0,38		85,885		0,35	1,33			30		13		
							C	0,11	0,96			10,615					3,7		32		
							C	0,89	0,38			85,885					30		13		
							A	0,11	0,96	10,615							3,72		32		
Итого	182,5	3	26020,5								87,155	95,345	96,5			30,5	33	34	44	42	55
Электроприемники, подключаемые на фазное напряжение, Ул=230 В																					
Трансформатор сварочный	10	4	400								20	10	10	0,3	1,33	6	3	3	8	3,9 9	3,9 9
Итого по цеху	192,5	7	26420,5								107,155	105,345	96,5	1	3,99	36,5 (2.13)	36	37	52 (2.14)	46	59

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Суммируем найденные активные и реактивные мощности и находим полную расчетную нагрузку по цеху:

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2} \quad (2.22)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(722,5 + 44,73)^2 + (914,35 + 21,66)^2} = 1210,3 \text{ кВА.}$$

Далее находим высоковольтную расчетную нагрузку. Высоковольтные потребители есть в 3,5 и 8 цехах. Это ДСП, и синхронные двигатели. При расчете нужно учитывать, что синхронные двигатели выдают реактивную энергию в сеть, поэтому коэффициент реактивной мощности нужно брать с отрицательным знаком.

После расчета высоковольтной нагрузки находятся суммарные средние, расчетные мощности по всему предприятию.

Расчет для остальных цехов представлен в таблице 2.3.

2.4 Построение картограммы нагрузок

Картограмма нагрузок предприятия в целом наносится на генеральный план. Центр окружности совпадает с центром электрических нагрузок (ЦЭН) конкретного цеха, так как в проекте неизвестно конкретное расположение оборудования и план здания цеха, то за ЦЭН принимает центр цеха. По картограмме находится символический центр нагрузок предприятия, ГПП следует размещать как ближе к нему, это положительно сказывается на параметрах электрической сети.

Расчет картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$m = \frac{P_{p \min}}{\pi \cdot R_{\min}^2}; \quad (2.23)$$

где $P_{p \min}$ – минимальная расчетная активная мощность одного цеха;

$R_{\min} = 5 \text{ мм}$ – радиус минимальной окружности.

Затем определяем радиус каждой окружности:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (2.24)$$

где P_{pi} – расчетная активная нагрузка всего цеха.

Таблица 2.3 – Расчет нагрузки по предприятию

Наименование цехов	n_3 , шт	$P_{ном}$, кВт	$k_{на}$	$tg\varphi$	P_c , кВт	Q_c , кВт	$k_{ра}$	P_p , кВт (2.18)	Q_p , квар (2.19)	$F_{ц}$, м ²	$P_{уд.о}$, $\frac{кВт}{м^2}$	$\cos\varphi_o$	K_{co}	$P_{p.o}$, кВт (2.20)	$Q_{p.o}$, квар (2.21)	$P_p + P_{p.o}$, кВт	$Q_p + Q_{p.o}$, квар	S_p , кВА (2.22)
1 Термический цех	40	495	0,70	0,75	346,50	259,88	0,85	294,53	220,89	2450	0,011	0,90	0,85	22,91	11,09	317,43	231,99	393,17
2 Электроремонтный цех	23	1325	0,35	1,02	463,75	473,03	0,85	394,19	402,07	4320	0,011	0,90	0,85	40,39	19,56	434,58	421,63	605,50
3 Цех непрерывной печной сварки труб	73	3570	0,80	0,75	2856,00	2142,00	0,80	2284,80	1713,60	5967	0,011	0,90	0,85	55,79	27,02	2340,59	1740,62	2916,87
4 Заводоуправление	35	624	0,31	0,62	193,44	119,93	0,75	145,08	89,95	816	0,011	0,90	0,85	7,63	3,70	152,71	93,64	179,14
5 Электросталеплавильный цех	107	3505	0,70	0,70	2453,50	1717,45	0,80	1962,80	1373,96	3335	0,011	0,90	0,85	31,18	15,10	1993,98	1389,06	2430,12
6 Котельная	59	1910	0,85	0,75	1623,50	1217,63	0,80	1298,80	974,10	532	0,011	0,90	0,85	4,97	2,41	1303,77	976,51	1628,93
7 Литейный цех	7	405	0,60	1,02	243,00	247,86	0,92	223,56	228,03	4370	0,011	0,90	0,85	40,86	19,79	264,42	247,82	362,40
8 Кузнечный цех	40	8400	0,70	0,90	5880,00	5292,00	0,85	4998,00	4498,20	2888	0,011	0,90	0,85	27,00	13,08	5025,00	4511,28	6752,95
9 Штамповочный цех	21	2960	0,75	0,75	2220,00	1665,00	0,90	1998,00	1498,50	3698	0,011	0,90	0,85	34,58	16,75	2032,58	1515,25	2535,22
10 Ремонтно-механических цех	24	2500,1	0,34	1,27	850,03	1075,71	0,85	722,53	914,35	4784	0,011	0,90	0,85	44,73	21,66	767,26	936,01	1210,29
11 Освещение терр.										48036	0,004	0,90	1,00	192,4	93,06			
Итого по 0,4 кВ:		25694,1	0,67		17129,72	14210,47		14322,2	11913,6					502,19	243,22	14632,33	12063,82	18964,2
Нагрузка 10 кВ																		
Цех непрерывной сварки труб (СД)	4	6400	0,9	-0,75	5760,00	-5079,84	1	5760	-5079,84									
Электросталеплавильный цех (ДСП)	4	20800	0,75	0,85	15600,00	9668,012	1	15600	9668,01									
Кузнечный (СД)	4	16000	0,9	-0,75	14400,00	-12699,6	1	14400	-12699,6									
Итого по 10 кВ:		43200			35760	-8111,44		35760	-8111,44									
Итого:		68894,1	0,77		52889,72	6099,04												

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{pni}}{P_{p\Sigma i}}, \quad (2.25)$$

где P_{pni} – расчетные активные нагрузки электроприёмников до 1кВ.

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной.

Координаты центра электрических нагрузок находятся по формулам:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad (2.26)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.27)$$

где x_i, y_i – координаты i -ого цеха на плане предприятия.

Результаты расчета картограммы электрических нагрузок приведены в таблице 2.4.

Выводы по 2 разделу

В данном разделе были найдены расчетные нагрузки цехов по отдельности и предприятия в целом. Рассчитана и построена картограмма нагрузок, определен центр электрических нагрузок.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

Таблица 2.4 – Расчет картограммы нагрузок

№	Название цеха	$P_{p\Sigma}$,кВт	$P_{p.n.}$,кВт	$P_{p.o.}$,кВт	$P_{p.v.}$,кВт	x ,м	y ,м	R ,мм	α_{ni} ,град (2.25)	α_{oi} ,град	α_{vi} ,град
1	Термический цех	317,43	294,53	22,91		279,00	187,00	7,21	334,02	25,98	0,00
2	Электроремонтный цех	434,58	394,19	40,39		280,00	119,60	8,44	326,54	33,46	0,00
3	Цех непрерывной печной сварки труб	8100,59	2284,80	55,79	5760,00	182,00	76,20	36,43	101,54	2,48	255,98
4	Заводоуправление	152,71	145,08	7,63		151,00	194,00	5,00	342,01	17,99	0,00
5	Электросталеплавильный цех	17593,98	1962,80	31,18	15600,00	110,10	86,00	53,69	40,16	0,64	319,20
6	Котельная	1303,77	1298,80	4,97		207,00	198,00	14,61	358,63	1,37	0,00
7	Литейный цех	264,42	223,56	40,86		143,70	86,20	6,58	304,37	55,63	0,00
8	Кузнечный цех	19425,00	4998,00	27,00	14400,00	181,50	87,00	56,41	92,63	0,50	266,87
9	Штамповочный цех	2032,58	1998,00	34,58		21,50	62,00	18,25	353,88	6,12	0,00
10	Ремонтно-механических цех	767,26	722,53	44,73		280,10	42,50	11,21	339,01	20,99	0,00
					ЦЭН	153,81	87,23				

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В зависимости от места расположения ТП делятся на встроенные, внутрицеховые, пристроенные, отдельно стоящие. Наиболее экономически выгодным вариантом является внутрицеховая ТП, которые могут располагаться в ЦЭН цеха, что значительно уменьшает длину отходящих линий, потери мощности и падение напряжения в них. Количество трансформаторов определяется несколькими факторами: суммарной нагрузкой, категорией надежности и т.д.

При решении вопроса, об целесообразности установки трансформаторной подстанции в цеху или же предпочтительнее установить НРП, следует воспользоваться «пятнадцатитысячным правилом». Суть которого заключается в том, что, если произведение передаваемой мощности и расстояния от ТП до предполагаемого местоположения НРП, меньше 15000, то установка НРП оправдана экономически. В остальных же случаях предпочтительнее будет установка отдельной трансформаторной подстанции.

Для приема и последующего преобразования энергии в цеху применим комплектные трансформаторные подстанции. Они могут комплектоваться как масляными трансформаторами ТМГ, так и сухими ТСЗ. Перегрузочная способность сухих трансформаторов ниже, чем маслonaполненных. При возможной аварии, из-за малой перегрузочной способностью сухого трансформатора, может потребоваться отключение части нагрузок, что повлечет за собой нарушение нормальной работы цеха. Исходя из вышесказанного, предпочтительнее использовать масляные трансформаторы ТМГ завода «Трансформер» [10].

Согласно [11, п.4.2.118]: ПС (в том числе КТП) с масляными трансформаторами и закрытые камеры с масляными трансформаторами разрешается устанавливать только на первом этаже основных и вспомогательных помещений производств, отнесенных к категории Г и Д, в зданиях I или II степени огнестойкости. При этом в одном помещении допускается устанавливать масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 6,5 т, а на каждой открыто установленной КТП могут быть применены масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 3,0 т. На территории завода все производственные помещения относятся к категории Г и Д, следовательно, установка трансформаторов ТМГ допустима.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в таблице (3.1) [12, табл.4.5]:

Таблица 3.1 – Зависимость экономически целесообразной мощности трансформатора от плотности электрической нагрузки

$\sigma, \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}, \text{кВА}$	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки определяется по формуле:

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

где S_p – расчетная нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{k_{\text{зтдоп}} \cdot S_{\text{т.э}}} + \Delta N_{\text{т}}, \quad (3.2)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$k_{\text{зтдоп}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta N_{\text{т}}$ – добавка до целого числа.

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надежности и по экономической целесообразности:

$$N_{\text{т min}} = \max(N_{\min}^{\text{ЭК}}; N_{\min}^{\text{Н}}). \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_{\text{т}}^{\text{ОПТ}} = N_{\text{т min}} + m, \quad (3.4)$$

где m – добавка до оптимального числа, берется из справочной литературы.

Единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{т ном}} \geq \frac{P_p}{k_{\text{зтдоп}} \cdot N_{\text{т}}^{\text{ОПТ}}}. \quad (3.5)$$

Для уменьшения загрузки трансформаторов применяются компенсирующие устройства, которые могут устанавливаться в конкретном цехе, для покрытия нехватки реактивной мощности. Такое решение позволяет уменьшить потери мощности в линиях и падение напряжения.

Найдем мощность компенсирующих устройств каждой ТП.

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_{\text{т}}^{\text{ОПТ}} \cdot k_{\text{зтдоп}} \cdot S_{\text{т ном}})^2 - P_p^2}, \quad (3.6)$$

где Q_{1p} – предельная реактивная мощность, которую может пропустить трансформатор, не перегрузившись в нормальном режиме;

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases}, \quad (3.7)$$

где Q_1 – реальная реактивная мощность, проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки.

При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторных батарей будет равна:

$$Q_{кв} = Q_p - Q_1. \quad (3.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{зтнорм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{опт} \cdot S_{тном}}; \quad (3.9)$$

$$K_{зтп.ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(N_T^{опт} - 1) \cdot S_{тном}}; \quad (3.10)$$

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{зтнорм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.11)$$

где n – число трансформаторов в ТП, шт;

ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{тном}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{зтнорм}^2 \cdot U_{кз}), \quad (3.12)$$

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

где I_{xx} – ток холостого хода, %;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок цеха.

Пример расчета по выбору трансформаторов в ТП (РМЦ):

$$\sigma = \frac{1210,3}{4784} = 0,25.$$

$$N_{\min}^{\text{эк}} = \frac{767 \cdot 10^3}{0,9 \cdot 1600} = 1$$

По экономически целесообразной мощности требуется 1 трансформатор 1600 кВА. По условиям надежности РМЦ относится к 3 группе надежности, следовательно, к установке требуется 1 трансформатор.

$$S_{\text{тном}} \geq \frac{767 \cdot 10^3}{0,9 \cdot 1} = 852 \text{ кВА.}$$

Ближайшая стандартная мощность тр-ра $S_{\text{тном}} = 1000$ кВА.

$$Q_{\text{лр}} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 1000)^2 - 767^2} = 470,44 \text{ кВАр.}$$

Видно, что трансформатор не сможет пропустить всю необходимую реактивную мощность. Вычислим мощность КУ:

$$Q_{\text{ку}} = 936 - 470,44 = 465,58 \text{ кВАр.}$$

Результат выбора остальных трансформаторов и расчет потерь представлен в таблице 3.2.

Выводы по 3 разделу

Исходя из допустимых норм и правил были выбраны трансформаторы типа ТМГ. Определены количество, мощность трансформаторов в ТП, рассчитаны необходимые мощности компенсирующих устройств.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

Таблица 3.2 – Результат выбора трансформаторов

Наименование цехов, подразделений	Кат. над	Pr, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Fц, м^2	σ, кВА/м^2	Ст.э	Nт.э	Nт.ми	Nт.оп	Ст.ном, кВА	Кол-во тр-ров в ТП	Номер ТП	кз.т.д	Тип тр-ра	Q1p, квар	Q1, квар	Qк.у, квар	Кз.т.н	Кз.т.а	ΔPxx, кВт	ΔPкз, кВт	Ixx, %	Uк, %	ΔPт, кВт	ΔQт, квар	ΔPт+Pp, кВт	ΔQт+Ql, кВт	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28			
Котельная	1	1304	976,5	1628,93	532	3,06																								
Заводоуправление	2	153	93,64	179,14	816	0,22							НРП1																	
Итого		1456	1070	1807,37	1348	3,05	2500	1	2	0	2	1250	2	ТП1	0,7	ТМГ	970,13	970,13	100,02	0,70	1,40	1,55	13,60	1,00	6,00	16,43	98,50	1472,91	1068,63	1819,74
Кузнечный цех	2	5025	4511	6752,95	2888	2,34	2500	3	4	0	4	2000	4	ТП2,3	0,7	ТМГ	2471,71	2471,71	2039,57	0,70	1,40	2,65	22,00	0,50	6,00	53,72	275,20	5078,72	2746,91	5773,99
Электросталеплавильный цех	2	1994	1389	2430,12	3335	0,73																								
Литейный цех	2	264	247,8	362,40	4370	0,08							НРП2																	
Итого		2258	1637	2789,22	7705	0,72	2500	1	2	0	2	1600	2	ТП4	0,8	ТМГ	1205,50	1205,50	431,39	0,80	1,60	2,10	16,50	0,60	6,00	25,32	142,08	2283,72	1347,58	2651,67
Цех непрерывной печной сварки труб	2	2341	1741	2916,87	5967	0,49	2500	1	2	0	2	1600	2	ТП5	0,8	ТМГ	1036,93	1036,93	703,69	0,80	1,60	2,10	16,50	0,60	6,00	25,32	142,08	2365,91	1179,01	2643,41
Электроремонтный цех	3	435	421,6	605,50	4320	0,14	1000	1	1	0	1	630	1	ТП6	0,9	ТМГ	364,18	364,18	57,45	0,90		1,24	7,60	1,20	5,50	7,40	35,63	441,98	399,81	595,98
Штамповочный цех	2	2033	1515	2535,22	3698	0,69	2500	1	2	0	2	1600	2	ТП7	0,8	ТМГ	1556,35	1515,25	0,00	0,79	1,58	2,10	16,50	0,60	6,00	24,91	139,71	2057,49	1654,96	2640,48
Ремонтно-механический цех	3	767	936	1210,29	4784	0,25	2000	1	1	0	1	1000	1	ТП8	0,9	ТМГ	470,44	470,44	465,58	0,90		1,60	10,80	1,00	5,50	10,35	54,55	777,61	524,99	938,24
Термический цех	2	317	232	393,17	2450	0,16	1000	1	1	0	2	250	2	ТП9	0,8	ТМГ	243,39	231,988	0,00	0,79	1,57	0,52	3,70	2,00	4,50	5,62	23,91	323,05	255,90	412,12

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

4 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения

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.

Величину рационального напряжения можно оценить приблизительно по формуле Стилла [11, формула 2.3]:

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

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

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км.

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

$$P_p^V = K_{\text{ом}} \left(\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^N k_{\text{иа}} P_{\text{ном}i} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{ти}} \right) + P_{\text{р.осв}\Sigma}, \text{ кВт} \quad (4.2)$$

где $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{\text{III}}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснаб-

жения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^N k_{\text{иа}} P_{\text{ном}i}$ – суммарная активная мощность высоковольтных ЭП, питающихся

от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{ти}}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых

ТП, кВт;

$P_{\text{р.осв}\Sigma}$ – суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, кВт.

По формуле 4.2:

$$P_p^V = 0,9(14322 + 35760 + 165,7) + 442 = 45664,9 \text{ кВт}$$

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

Рассчитаем величину рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{4 + 0,016 \cdot 45664,9} = 117,6 \text{ кВ.}$$

Напряжение близко к стандартному существующему, следовательно, принимаем $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции

При передачи электрической энергии на напряжении 110 кВ энергосистема устанавливает для потребителя в точке балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности равное 0,5 [13]. Это определяет максимальное значение реактивной мощности, которое может брать из питающей сети потребитель.

Определим желаемую мощность силовых трансформаторов, установленных на ГПП, по выражению:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_3 - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{k_{\text{з.т.н}} \cdot N_{\text{т}}} \quad (4.3)$$

где $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

Q_3 – предельное значение реактивной мощности, которое может предоставить энергосистема, квар;

$\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах, установленных на ГПП, квар;

$k_{\text{з.т.н}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$N_{\text{т}}$ – число трансформаторов, установленных на ГПП, шт.

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме в общем случае принимается исходя из допустимого значения перегрузки в послеаварийном режиме. Примем коэффициент загрузки в нормальном режиме равным 0,7.

Предельное значение реактивной мощности, которую может передать энергосистема, определим по выражению:

$$Q_3 = P_p^V \cdot \text{tg} \varphi, \quad (4.4)$$

где $\text{tg} \varphi$ – нормированное значение коэффициента реактивной мощности, для $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ равно 0,5.

$$Q_3 = 45664,9 \cdot 0,5 = 22832,45 \text{ квар.}$$

Приблизительное значение потерь реактивной мощности в двух трансформаторах, установленных на ГПП, можно оценить по формуле:

$$\Delta Q_{т.ГПП} \approx 0,07 \sqrt{(P_p^v)^2 + Q_3^2} \quad (4.5)$$

$$\Delta Q_{т.ГПП} \approx 0,07 \sqrt{(45664,9)^2 + (22832,45)^2} = 3574 \text{ квар.}$$

Тогда желаемая мощность силовых трансформаторов будет равна:

$$S_{т.ном} \geq \frac{\sqrt{(45664,9)^2 + (22832,45 - 3574)^2}}{0,7 \cdot 2} = 35,4 \text{ МВА.}$$

Так как на трубопрокатном заводе имеется нагрузка с резкопеременным графиком нагрузки (ДСП) следует разделить по разным секциям шин «спокойную нагрузку» (низковольтные потребители цехов) и ДСП, целесообразно будет установка трансформаторов с расщепленной обмоткой, также это уменьшит токи короткого замыкания на секции 10 кВ.

В данном проекте применим к установке трансформатор с расщепленной обмоткой, для отделения резкопеременной нагрузки от «спокойной».

К установке наметим трансформатор ТРДН-40000/110/10/10

Произведем проверку выполнений требования к электродинамической стойкости трансформатора при ударных толчках током [14, п.6.4.2]. Рассчитаем величину ударного толчка током ДСП из условия, что толчки ДСП не превышают 3,5-кратного значения номинального тока [11, п. 7.5.45].

$$I_{пикСШ1} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{р.дсп}}{2} + \frac{P_{р.сд1}}{4} + \frac{P_{р.сд2}}{4}\right)^2 + \left(\frac{Q_{р.дсп}}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} + 3,5 \cdot \frac{P_{н.дсп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (4.6)$$

$$I_{пикСШ1} = \frac{\sqrt{\left(\frac{15600}{2} + 1440 + 3600\right)^2 + \left(\frac{9668}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + 3,5 \cdot \frac{2 \cdot 5200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2894 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1155 \text{ А.}$$

Определим кратность ударной нагрузки:

$$\frac{I_{\text{пик.СШП}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{2894}{1155} = 2,5 > 1,1$$

Выбранный ранее трансформатор не проходит по электродинамической стойкости. В таком случае устанавливаем трансформатор с повышенной нагрузочной способностью для питания резкопеременных нагрузок ТРДНМ-63000/100000/110-У1 производства «Тольяттинский трансформатор» [15]. Такие трансформаторы многократно выдерживают пиковую мощность (в данном случае 100МВА).

Технические параметры выбранного трансформатора представлены в таблице 4.1[15].

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора

$S_{\text{Т.НОМ}}$, МВА	$S_{\text{ДИН}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
63	100	115	10,5/10,5	245	50	10,5	0,5

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_{\text{з.т.н}} = \frac{\sqrt{(0,97 \cdot 45664,9^2) + (22832,45)^2}}{63000 \cdot 2} = 0,4.$$

В послеаварийном:

$$k_{\text{з.т.н}} = \frac{\sqrt{(0,97 \cdot 45664,9^2) + (22832,45)^2}}{63000 \cdot 1} = 0,8.$$

4.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Так как, в предыдущем пункте по формуле Стилла величина рационального напряжения составила 110 кВ, то технико-экономического обоснования напряжения проводить не следует.

Исходя из того, предприятие должно получать питание как минимум из 2 независимых источников питания и ранее был выбран трансформатор с расщепленной нагрузкой, для ГПП выберем схему с двумя секциями шин, секционированными выключателями.

Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + k_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{K3}); \quad (4.7)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \frac{S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{XX} + k_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{K3}). \quad (4.8)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (50 + 0,4^2 \cdot 245) = 178,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{63 \cdot 10^6}{100} \cdot (0,5 + 0,4^2 \cdot 10,5) = 2747 \text{ квар}.$$

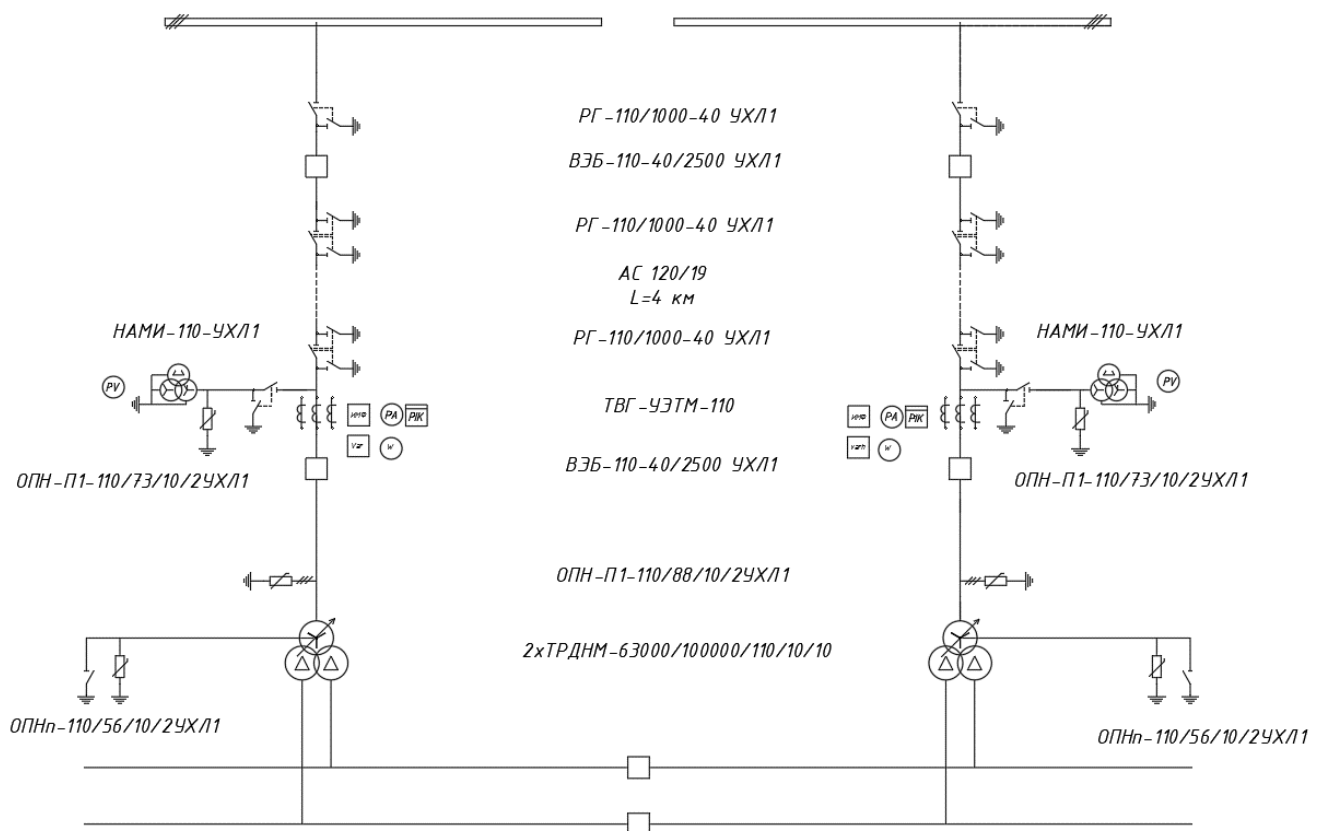


Рисунок 4.1 – Схема РУ ВН ГПП

Выбор провода ЛЭП от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия
Нагрузка в начале линии находится по формуле:

$$S_{пл} = \sqrt{(P_p^V + \Delta P_T)^2 + Q_s^2}. \quad (4.9)$$

$$S_{пл} = \sqrt{(45664,9 + 178,4) + 22832,45^2} = 51210 \text{ кВА}.$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

33

Расчетный ток одной цепи ЛЭП найдем по формуле:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n}, \quad (4.10)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение ЛЭП 110 кВ;

n – число цепей линии, принимаем равным 2, исходя из категории надежности.

$$I_{\text{рл}} = \frac{51210 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 2} = 134 \text{ А.}$$

Ток в аварийном режиме (при отключении одной из цепи):

$$I_{\text{авар.рл}} = \frac{51055 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot 1} = 268 \text{ А.}$$

Выбор проводов ЛЭП будем производить по экономической плотности тока j_3 . Согласно ПУЭ, для неизолированных алюминиевых проводов при $T_m=4500$ [16], $j_3 = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$, тогда сечение провода найдем по формуле:

$$F_3 = \frac{I_{\text{рл}}}{j_3}; \quad (4.11)$$

$$F_3 = \frac{134}{1,1} = 121,8 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение провода $F_{\text{ст}} = 120 \text{ мм}^2$. Выбираем провод марки АС-120/19. Параметры провода: $r_0 = 0,244 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, $x_0 = 0,427 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [17], длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 390 \text{ А}$. Проверим провод по нагреву:

$$I_{\text{дд}} \geq I_{\text{авар.рл}}$$

$$390 \geq 268 \text{ А.}$$

Условия удовлетворяется, следовательно, выбор проведен верно.

4.4 Расчет токов КЗ в начале отходящих линий

Рассчитаем токи КЗ в начале линий, отходящих от районной подстанции и на шинах подстанции ГПП.

Схемы для расчета представлены на рисунке 4.2.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		34

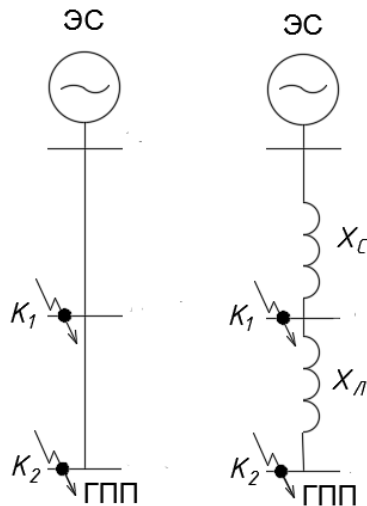


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема и схема замещения сети для расчета токов КЗ

Из условия известно, что $S_{кз} = 4000 \text{ МВА}$. Расчет токов КЗ будет проводиться в относительных единицах, примем, что $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$, $U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах равно:

$$x_{c*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.} \quad (4.12)$$

Сопротивление ЛЭП: найдем по формуле:

$$x_{л*} = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (4.13)$$

где L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, $L = 4 \text{ км}$ по условию.

$$x_{л*} = 0,427 \cdot 4 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,129 \text{ о.е.}$$

Найдем ток трехфазного КЗ в начале линии:

$$I_{к}^{(3)к1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot x_c} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 0,25} = 20,08 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

Ток трехфазного КЗ на шинах ГПП:

$$I_{к}^{(3)к2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot (x_c + x_{л})} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (0,25 + 0,129)} = 13,25 \text{ кА.}$$

Ударный ток найдем по формуле [18]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot k_{уд}, \quad (4.15)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, зависит от места КЗ.

Для линии 110кВ $k_{уд} = 1,608$ [18, табл. 3.8], тогда ударный ток в начале линии:

$$i_y^{K1} = \sqrt{2} \cdot 20,08 \cdot 10^3 \cdot 1,608 = 45,66 \text{ кА};$$

$$i_y^{K2} = \sqrt{2} \cdot 13,25 \cdot 10^3 \cdot 1,608 = 30,13 \text{ кА}.$$

4.5 Выбор оборудования на ГПП

Выбор и проверка выключателей проводится по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \geq U_{ном}$$

-по номинальному току:

$$I_{макс} \geq I_{ном}$$

-по отключающей способности.

К установке на ГПП наметим выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 [19].

Рабочий максимальный ток коммутационной аппаратуры найдем по формуле:

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.16)$$

где $S'_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 463 \text{ А}.$$

Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания
 $I_{п.т} = I_{п.о} = I_k^{(3)A} = 20,08 \text{ кА}.$

Расчетное время:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (4.17)$$

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		36

где $t_{з.мин}$ – минимальное время срабатывания защиты, с;

$t_{с.в} = 0,035$ – собственное время срабатывания выключателя [19], с.

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

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 20,08 \cdot 10^3 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 2,9 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Завод изготовитель гарантирует выключению аperiodическую составляющую в отключающем токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 \cdot 10^3 = 22,63 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

где $\beta_{норм}$ – нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения $\beta_{норм} = 40\%$ [20, рис.3.1].

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{р.з} + t_{о.в} + T_a), \quad (4.20)$$

где $t_{р.з}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1с;

$t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя ВЭБ-110.

$$W_k = 20,08^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,02) = 70,5 \text{ кА} \cdot \text{с}^2.$$

Таблица 4.2 – Результат выбора коммутационного оборудования ГПП

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1	Разъединитель РГ-110/1000-40 УХЛ1[21]
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 463 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.\tau} = 20,08 \text{ кА.}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{а.\tau} = 2,9 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	–
$i_y^A = 45,66 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$W_k = 70,5 \text{ кА} \cdot \text{с}^2.$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

37

Так как выбранный выключатель имеет встроенные трансформаторы тока ТВГ-УЭТМ-110, проверка их не требуется.

Выбор трансформатора напряжения представлен в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Выбор трансформатора напряжения

Прибор и место установки	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая мощность	
							P_2 , Вт	Q_2 , ВАр
W, цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0	1	3,0	
Var, цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	0	1,0	1		3,0
РК, цепи питающих линий	СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого							3,8	3,6
НАМИ-110 УХЛ1							$S_{2\Sigma} = 5,2 \text{ ВА}$	
$S_{2\text{кл.т.0,5}} = 250 \text{ ВА}$	$S_{2\text{кл.т.0,5}} = 250 > 5,2 \text{ ВА}$							

Подключенная нагрузка не превышает допустимую, для класса точности 0,5. Для защиты ГПП применим ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1, в нейтраль трансформатора устанавливается специальный ОПНп-110/56/10/2УХЛ1.

Выводы по 4 разделу

В данном разделе дипломной работы был выполнен расчет расчетной нагрузке предприятия. По формуле Стилла рациональное напряжение питающей сети близко к стандартному 110 кВ, следовательно, технико-экономический расчет проводить не требуется. Выбранное оборудование на ГПП удовлетворяет всем условиям выбора.

5 СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутризаводское электроснабжение может быть выполнено по радиальным, магистральным, смешанным схемам, в зависимости от категории надежности потребителя, потребляемой мощности, условий прокладки трасс.

5.1 Технические решения внутренней системы электроснабжения

Поскольку на промышленном предприятии нет высоковольтной нагрузки с номинальным напряжением 6кВ, то за номинальное примем напряжение 10кВ.

Распределительное устройство низкого напряжения выполняется двумя одиночными, секционированными выключателями, секциям шин, которые получают питание от трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

При построении схемы нужно отделить «спокойную» нагрузку от резкопеременной, по возможности выделить для нее отдельную секцию шин.

Питание цеховых ТП может быть выполнено радиальными, магистральными схемами (к одной магистрали может быть подключено до трех трансформаторов 1000 кВА и до 2 трансформаторов 1600 кВА). Применение магистральной схемы предпочтительно, если ТП находятся в одной стороне.

Из исходных данных известно, что в грунте на территории предприятия присутствуют колебания и растягивающие усилия, блуждающие токи отсутствуют, коррозионная активность грунта средняя.

Прокладку кабельных трасс будем осуществлять в траншеях. С учетом грунта на предприятии выберем марку кабеля АПВБП производства «Камкабель» [22].

А – Алюминиевая жила;

Пв – изоляция жил из шитого полиэтилена;

Б – броня из двух стальных лент;

П – оболочка из полиэтилена.

5.2 Выбор сечений кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. В качестве примера приведем расчет магистральной КЛ ГПП-ТП-1-ТП-9.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме находится по формуле:

$$I_{\text{рк}} = \frac{S_{\text{рк}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{к}}}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{рк}}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА;

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

U_n – номинальное напряжение сети, В;

n_k – число параллельных кабелей в КЛ, в нашем случае $n_k = 1$.

Получим:

$$I_{рк} = \frac{1116 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^4 \cdot 1} = 64,4 \text{ А.}$$

Сечение КЛ находим по экономической плотности тока по формуле:

$$F_3 = \frac{64,4}{1,1} = 58,55 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее сечение кабеля АПвБП 3х50.С параметрами $I_{доп} = 156 \text{ А}$, $r_0 = 0,641 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, $x_0 = 0,127 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [21].

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

$$I'_{доп} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > I_{р.к}, \quad (5.2)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно работающих кабелей, в данном случае $K_n = 0,85$;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в траншее/лотке и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией $70 \text{ }^\circ\text{C}$ и температуре почвы $14,2 \text{ }^\circ\text{C}$ $K_t = 1,11$.

Получим:

$$I'_{доп} = 0,85 \cdot 1,11 \cdot 156 = 147,2 \text{ А.}$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I'_{доп} = 147,2 > I_{рк} = 64,4 \text{ А.}$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии понимаем режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий, тогда допустимая перегрузка определяется по формуле:

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к}.$$

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		40

Тогда получим:

$$I_{ав} = 2 \cdot 64,4 = 128,8 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабельной линии в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I'_{дор} > \frac{I_{ав}}{n_k}, \quad (5.3)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки, который определяется по в зависимости от коэффициента предварительной загрузки кабеля;

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$K_3 = \frac{I_{рк}}{I_{доп}}; \quad (5.4)$$

Тогда

$$K_3 = \frac{64,4}{147,2} = 0,44.$$

Время перегрузки 6 часов (для обеспечения работы трансформатора ТП1 в послеаварийном режиме). Поэтому $K_{ав} = 1,15$.

Затем определяем допустимую перегрузку кабеля и сравниваем ее с током перегрузки:

$$I'_{ав} = 1,15 \cdot 147,2 = 169,3 \text{ А.}$$

$$169,3 > 128,8 \text{ А.}$$

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot (U_n)^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (5.5)$$

где P_p и Q_p – расчетные активная и индуктивная нагрузки на кабельную линию;

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

l – длина кабельной линии, км.

Тогда:

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

$$\Delta U = \frac{898 \cdot 10^3 \cdot 0,641 \cdot 0,224 + 662 \cdot 10^3 \cdot 0,127 \cdot 0,224}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,148 \%$$

Результаты выбора остальных кабельных линий приведены в таблице 5.1

Выводы по 5 разделу

В данном разделе, исходя из грунта на предприятии, выбран кабель марки АП-вБП. Выбранные кабели проверены по допустимым токам в нормальном и послеаварийном режимах. Определены потери напряжения в кабельных линиях.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42

Таблица 5.1 – Результат выбора кабельных линий

№	Цех	Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _{рк} , А (5.1)	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и количество кабелей	Способ прокладки	Нагрузка, А		I _{доп} , А	К _п , о.е.	К _t , о.е.	I _{доп} , А (5.2)	K _{ав} , о.е.	I _{ав} , А (5.3)	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, % (5.5)	
											норм реж.	п/а реж.											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Кабельные линии 10 кВ																							
1	6	ГПП-ТП1	898	661	1115	64,4	58,5	50	АПвБП	1	траншея	64,4	128,8	156	0,85	1,11	147,2	1,15	169	0,224	0,641	0,127	0,15
2	8	ГПП-ТП2	2526	1401	2888	166,7	152	185	АПвБП	1	траншея	166,7	333,5	338	0,85	1,11	318,9	1,15	366	0,082	0,164	0,099	0,045
3	8	ТП2-ТП3	1263	700	1444	83,4	75,8	70	АПвБП	1	траншея	83,4	166,8	193	0,85	1,11	185	1,15	213	0,04	0,443	0,119	0,26
4	5	ГПП-ТП4	2261	1385	2652	153,1	139	150	АПвБП	1	траншея	153,1	306,2	300	0,87	1,11	318	1,15	365	0,09	0,206	0,103	0,055
5	3	ТП4-ТП5	1155	737	1370	79,1	71,9	70	АПвБП	1	траншея	79,1	158,2	193	0,87	1,11	189	1,15	218	0,129	0,443	0,119	0,078
6	2	ГПП-ТП6	402	438	595	34,32	31,2	50	АПвБП	1	траншея	34,32	58,65	156	0,93	1,11	164,2	1,15	188	0,259	0,641	0,127	0,08
7	9	ГПП-ТП7	1011	817	1300	75,05	68,2	70	АПвБП	1	траншея	75,05	150,1	193	1	1,11	218	1,15	250,2	0,037	0,443	0,119	0,02
8	10	ГПП-ТП8	845	394	932	53,83	48,9	50	АПвБП	1	траншея	53,8	107,6	156	0,93	1,11	164,2	1,15	188	0,42	0,641	0,127	0,25
9	1	ТП1-ТП9	161,5	128	193	12	10,1	50	АПвБП	1	траншея	11,16	22,32	156	0,85	1,11	164,2	1,15	50	0,16	0,641	0,127	0,02
10	5	ГПП-ДСП	3900	2417	4588	252,29	229,35	240	АПвБП	1	траншея	252,29	-	392	0,85	1,11	370	-	-	0,23	0,125	0,094	0,0016
11-14	8	ГПП-СД1-4	3600	0	3600	207,85	188,95	240	АПвБП	1	траншея	207,85		392	0,85	1,11	370	-	-	0,087	0,125	0,094	0,0004
15-18	3	ГПП-СД5-8	1440	0	1440	83,14	75,58	95	АПвБП	1	траншея	83,14		233	1	1,11	259	-	-	0,156	0,326	0,083	0,0007
Кабельные линии 0,4 кВ																							
19	4	ТП1-НРП1	73	45	85,8	123,8	-	120	АВБбШв	1	в лотках	123,8	247,6	220	0,85	1,11	244,2	1,25	259,5	0,0575	0,24	0,06	0,73
20	7	ТП4-НРП2	112	114	160	115,3	-	120	АВБбШв	2	в лотках	115,3	230,6	220	1	1,11	244,2	1,25	305,25	0,026	0,24	0,06	0,55

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ в работе производится с помощью метода типовых кривых.

Для расчета токов КЗ составляется исходная расчетная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек КЗ (энергосистема, синхронные и асинхронные двигатели и т.п.), расчетные точки КЗ и связи между ними (воздушные, кабельные линии и т.п.). 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 ПП является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели в РУ ГПП 10 кВ. Для выбора электрооборудования в курсовом проекте 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;
- 3) K_4 – в электрической сети цеха.

Учитывая вышесказанное на рисунке 5.1 представлена принципиальная схема для расчета токов КЗ.

В подпитке точки КЗ участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов КЗ в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10кВ предприятия.

При определении ток КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10кВ не учитывается. По току КЗ производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования НРП напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Так как на ГПП установлены трансформаторы с регулированием под нагрузкой (РПН), то следует рассчитать токи короткого замыкания в максимальном режиме (РПН в минимальном положении) и минимальном режиме (РПН в максимальном положении). Сопротивления обмоток трансформатора в этих режима по отношению друг к другу может отличаться в 1,9 раза [23, п.4.1.2]. Кроме того, электрооборудование должно выбираться по максимальному току короткого замыкания.

Определим токи КЗ в точка K_3 и K_4 :

Мощность короткого замыкания $S_{кз} = 4000 \text{ МВА}$, базисная мощность $S_6 = 1000 \text{ МВА}$, $U_{61} = 115 \text{ кВ}$, $U_{62} = 10,5 \text{ кВ}$, $U_{63} = 0,4 \text{ кВ}$, $U_{ном1} = 110 \text{ кВ}$, $U_{ном2} = 10 \text{ кВ}$, $U_{ном3} = 0,4 \text{ кВ}$.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

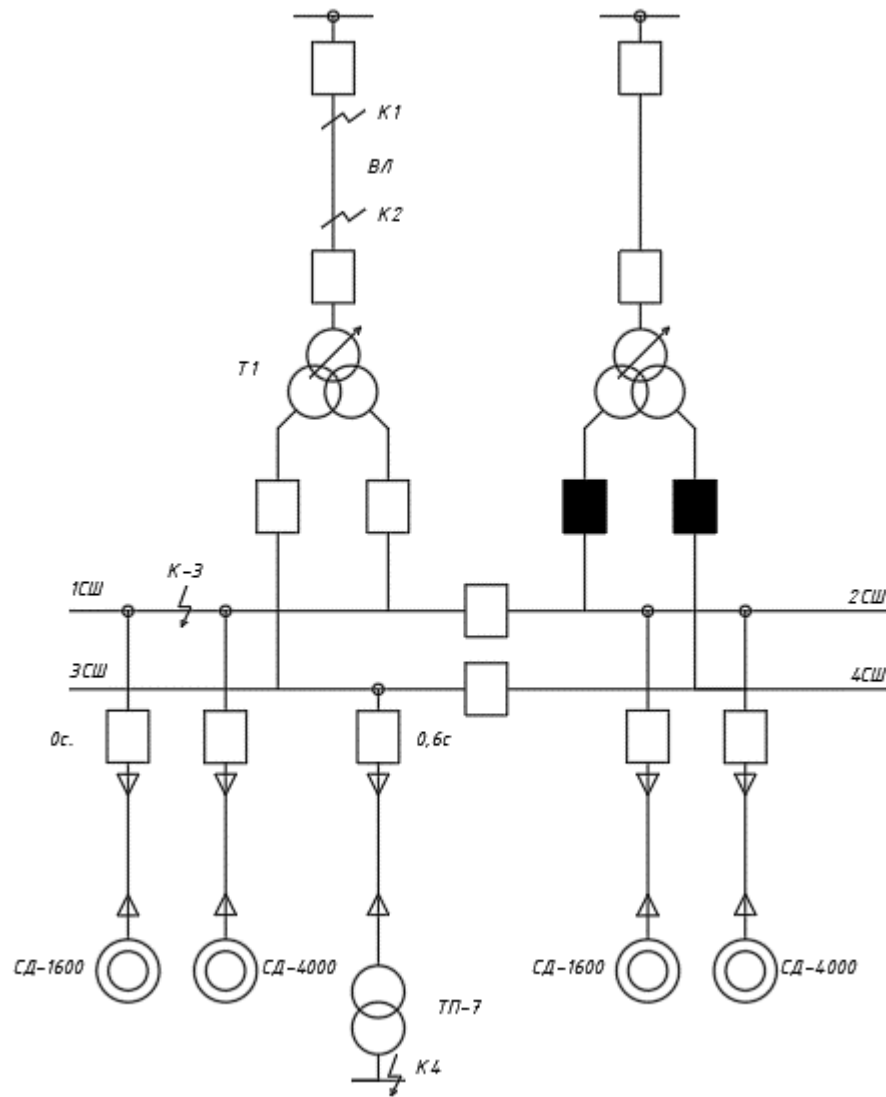


Рисунок 6.1 – Схема принципиальная для расчета токов КЗ

Сопротивление системы:

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.} \quad (6.1)$$

Сопротивление линии:

$$X_{вл*} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,427 \cdot 4 \cdot 1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}, \quad (6.2)$$

где l – длина ЛЭП от энергосистемы до ГПП, из исходных данных $l = 4$ км.

Сопротивление трансформатора без учета расщепления вторичных обмоток:

$$X_{т1*} = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{т.н}} = \frac{10,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 1,67 \text{ о.е.} \quad (6.3)$$

Сопротивление обмотки высшего напряжения:

$$X_{Т1*}^{ВН} = 0,125 \cdot X_{Т1*} = 0,125 \cdot 2,625 = 0,209 \text{ о.е.} \quad (6.4)$$

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$X_{Т1*}^{НН} = 1,75 \cdot X_{Т1*} = 1,75 \cdot 1,67 = 2,92 \text{ о.е.} \quad (6.5)$$

Общее сопротивление трансформатора по цепи одной вторичной обмотки:

$$X_{Т1*} = X_{Т1*}^{НН} + X_{Т1*}^{ВН} = 0,209 + 2,92 = 3,129 \text{ о.е.} \quad (6.6)$$

При минимальном положении регулятора РПН:

$$\begin{aligned} X_{Т1.мин*} &= \frac{U_{к.мин} \cdot (1 - \Delta U_{РПН})^2 \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_{Т.Н}} = \\ &= \frac{10,05 \cdot (1 - 0,16)^2 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 1,126 \text{ о.е.}, \end{aligned} \quad (6.7)$$

где $\Delta U_{РПН}$ – половина диапазона регулирования напряжения, $\Delta U_{РПН}$ или 16%;
 $U_{к.мин}$ – напряжение короткого замыкания в минимальном режиме
 $U_{к.мин} = 10,05\%$ [23].

$$\begin{aligned} X_{Т1.мин} &= X_{Т1.мин}^{ВН} + X_{Т1.мин}^{НН} = (0,125 + 1,75) \cdot X_{Т1.мин} = \\ &= 1,875 \cdot 1,126 = 2,111 \text{ о.е.} \end{aligned} \quad (6.8)$$

При максимальном положении регулятора РПН:

$$\begin{aligned} X_{Т1.мин*} &= \frac{U_{к.макс} \cdot (1 + \Delta U_{РПН})^2 \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_{Т.Н}} = \\ &= \frac{10,66 \cdot (1 + 0,16)^2 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 2,277. \end{aligned} \quad (6.9)$$

$$\begin{aligned} X_{Т1.макс} &= X_{Т1.макс}^{ВН} + X_{Т1.макс}^{НН} = (0,125 + 1,75) \cdot X_{Т1.макс} = \\ &= 1,875 \cdot 2,277 = 4,27 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Сопротивление кабельных линий до СД:

$$X_{\text{кл}(1600)*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,083 \cdot 0,156 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,117 \text{ о.е.} \quad (6.10)$$

$$X_{\text{кл}(4000)*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,094 \cdot 0,087 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,074 \text{ о.е.}$$

Найдем сверхпереходные сопротивления двигателей:

Синхронные двигатели 1600 кВт: $\cos \varphi = 0,9$; $\eta = 0,969$; $X_d'' = 0,134$ [24, табл.4.32].

$$X_{\text{сд}(1600)*} = X_d'' \cdot \frac{S_6 \cdot \eta \cdot \cos \varphi}{P_{\text{ном}}}; \quad (6.11)$$

$$X_{\text{сд}(1600)*} = 0,134 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,969 \cdot 0,9}{1600 \cdot 10^3} = 73,04 \text{ о.е.}$$

Синхронные двигатели 4000 кВт: $\cos \varphi = 0,9$; $\eta = 0,975$; $X_d'' = 0,143$.

$$X_{\text{сд}(4000)*} = 0,143 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,975 \cdot 0,9}{4000 \cdot 10^3} = 31,37 \text{ о.е.}$$

Согласно методике расчета ЭДС системы принимаем равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

Схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рисунке 6.2.

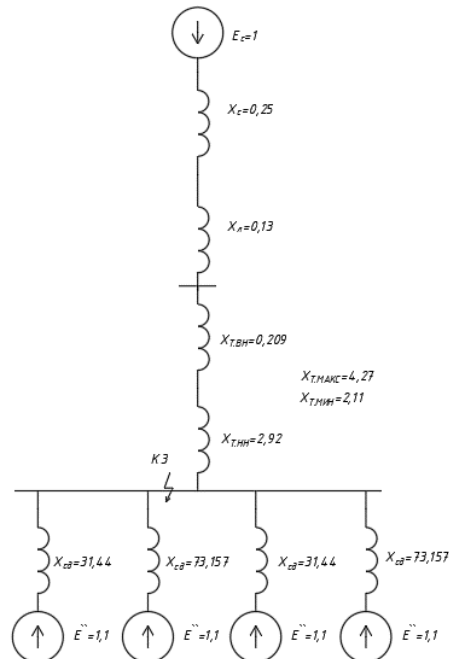


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0 (РПН в среднем положении):

$$I_{\text{КЗп}|0|\text{КЗ}^*}^{(3)} = \frac{E_{\text{сд}^*}}{X_3} + \frac{E_{\text{сд}^*}}{X_2} + \frac{E_{\text{с}}}{X_1}; \quad (6.12)$$

$$I_{\text{КЗп}|0|\text{КЗ}^*}^{(3)} = 2 \cdot \frac{1,1}{73,16} + 2 \cdot \frac{1,1}{31,44} + \frac{1}{(0,25 + 0,13 + 0,209 + 2,922)} = 0,385.$$

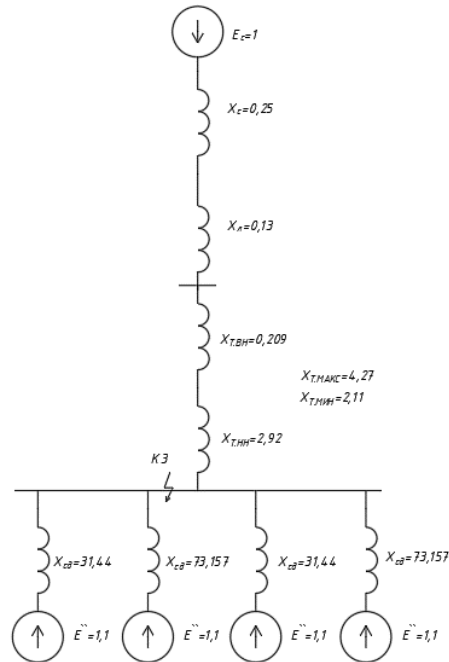


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

РПН в минимальном режиме:

$$I_{\text{КЗп}|0|\text{КЗ} \text{ max}^*}^{(3)} = 2 \cdot \frac{1,1}{73,16} + 2 \cdot \frac{1,1}{31,44} + \frac{1}{(0,25 + 0,13 + 2,111)} = 0,5.$$

РПН в максимальном режиме:

$$I_{\text{КЗп}|0|\text{КЗ} \text{ min}^*}^{(3)} = 2 \cdot \frac{1,1}{73,16} + 2 \cdot \frac{1,1}{31,44} + \frac{1}{(0,25 + 0,13 + 4,127)} = 0,322.$$

Умножим на базисный ток:

$$I_{\text{КЗп}|0|\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗп}|0|\text{КЗ}^*}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 0,385 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 21,17 \text{ кА}. \quad (6.13)$$

Максимальный ток короткого замыкания в т.3:

$$I_{K3п|0|K3\max}^{(3)} = I_{K3п|0|K3\max}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 0,45 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 27,57 \text{ кА.}$$

Минимальный ток:

$$I_{K3п|0|K3\min}^{(3)} = I_{K3п|0|K3\min}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 0,322 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 17,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в т.3:

$$i_{yK3} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K3п|0|}^{(3)}, \quad (6.14)$$

где k_y – ударный коэффициент тока КЗ, для данной точки энергосистемы $k_y = 1,82$ [18].

$$i_{yK3} = \sqrt{2} \cdot 1,87 \cdot 18,42 = 55,9 \text{ кА.}$$

В минимальном режиме:

$$i_{yK3\max} = \sqrt{2} \cdot 1,87 \cdot 24,74 = 72,9 \text{ кА.}$$

В максимальном режиме:

$$i_{yK3\min} = \sqrt{2} \cdot 1,87 \cdot 17,7 = 46,8 \text{ кА.}$$

При расчете тока КЗ в точке 4 не учитывается подпитка от СД, ЭДС принимается только системы. Схема замещения представлена на рисунке 6.3.

Точка 4:

Сопротивление кабельной линии до ТП-7:

$$X_{кл(ТП-7)*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,119 \cdot 0,037 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,04 \text{ о.е.} \quad (6.15)$$

Сопротивление цехового трансформатора ТМГ-1600:

$$Z_T = \frac{U_k \cdot S_6}{S_{ном.т} \cdot 100} = \frac{6 \cdot 1000 \cdot 10^6}{1600 \cdot 10^3 \cdot 100} = 37,5 \text{ о.е.}$$

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

49

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot S_6}{S_{НОМ.Т}^2} = \frac{16,5 \cdot 10^3 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(1600 \cdot 10^3)^2} = 6,45 \text{ о.е.} \quad (6.16)$$

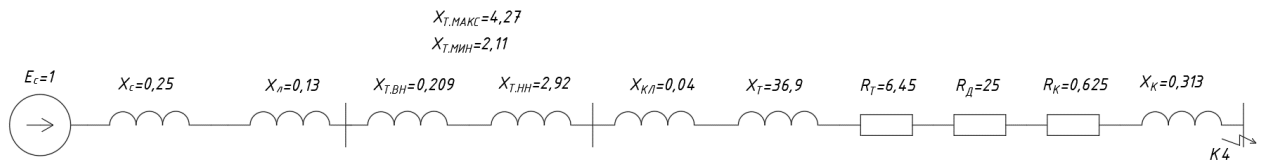


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К4

$$X_{T*} = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{37,5^2 - 6,45^2} = 36,9 \text{ о.е.} \quad (6.17)$$

Активное сопротивление заземляющей дуги [23, табл.П1.7] $R_d = 4 \text{ мОм}$.

В относительных единицах:

$$R_{d*} = R_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,004 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{400^2} = 25. \quad (6.18)$$

Переходные сопротивления контактов автоматических выключателей [23, табл. П1.6.1] $R_k = 0,1 \text{ мОм}$; $X_k = 0,05 \text{ мОм}$.

Приведем к базисным значениям:

$$R_{k*} = R_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,0001 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{400^2} = 0,625;$$

$$X_{k*} = X_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,00005 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{400^2} = 0,313.$$

Полное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН ТП7:

$$Z_\Sigma = \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}; \quad (6.19)$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{(6,45 + 25 + 0,625)^2 + (0,25 + 0,13 + 0,209 + 2,92 + 0,04 + 36,9 + 0,313)^2} = 51,87 \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ (РПН в среднем положении):

$$I_{K3п|0|K4*}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_\Sigma} = \frac{1}{51,87} = 0,019 \quad (6.20)$$

$$I_{\text{КЗп|0|К4}}^{(3)} = I_{\text{КЗп|0|К4*}}^{(3)} \cdot I_6 = 0,019 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 27,83 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей ток КЗ, с

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega_c \cdot R_\Sigma}, \quad (6.21)$$

где X_Σ и R_Σ – соответственно результирующее активное и индуктивное сопротивление от энергосистемы до точки КЗ.

$$T_a = \frac{40,7}{314 \cdot 32,075} = 0,004 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент найдем по формуле:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{t_{\text{уд}}}{T_a}}, \quad (6.22)$$

Обычно ударный ток имеет место через 0,01 с:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1,08;$$

$$i_{\text{ук4}} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 27,83 = 42,5 \text{ кА.}$$

Расчет токов КЗ в минимальном и максимальном режимах для точки 4 аналогичны расчетам для т.3:

$$I_{\text{КЗп|0|К4max}}^{(3)} = 28,26 \text{ кА;}$$

$$i_{\text{ук4max}} = 43,17 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{КЗп|0|К4min}}^{(3)} = 27,35 \text{ кА;}$$

$$i_{\text{ук4max}} = 41,78 \text{ кА.}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

51

Результат расчетов токов КЗ для всех точек сети сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результат расчета токов КЗ

Точка сети	U _{ср} , кВ	РПН в минимальном положении			РПН в среднем положении			РПН в максимальном положении		
		I _к ⁽³⁾ , кА	i _у , кА	S _к , МВА	I _к ⁽³⁾ , кА	i _у , кА	S _к , МВА	I _к ⁽³⁾ , кА	i _у , кА	S _к , МВА
1	115	20,08	45,66	4000	20,08	45,66	4000	20,08	45,66	4000
2	115	13,25-	45,66	2639	13,25-	45,66	2639	13,25-	45,66	2639
3	10,5	27,57	72,9	501	21,17	55,9	385	17,7	46,8	321
4	0,4	28,26	43,17	19,6	27,83	42,5	19,2	27,35	41,78	18,95

Выводы по 6 разделу

Произведен расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ и на шинах 0,4 кВ внутрицеховой сети с учетом положения РПН трансформатора на ГПП. Как видно из расчетов (таблица 6.1) не учет положения РПН ведет к уменьшению максимально возможного тока короткого замыкания, по которому отстраиваться релейная защита.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Выбор электрооборудования схемы электроснабжения производится по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам КЗ.

7.1 Выбор оборудования ГПП и КТП

Выбор КРУ на ГПП:

Для установки в ЗРУ выберем к установке КРУ производства «Таврида-электрик» серии D-12P [25]. Условия выбора [27, табл.27]:

– рабочий ток в утяжеленном режиме

$$I_{\text{утяж.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 63000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 2,546 \text{ кА} \quad (7.1)$$

– тепловой импульс тока КЗ

$$\begin{aligned} B_{\text{к}} &= I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} + T_{\text{а}}) = \\ &= 21,17^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,12) = 618,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \end{aligned} \quad (7.2)$$

где $t_{\text{р.з}}=1,2$ – время действия релейной защиты, с;

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

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

Сведем выбор в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ D-12P

Условия выбора [27, табл.1.27]	Каталог [25]	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	3150 А	2546 А
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	128 кА	55,9 кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	4800 кА ² ·с	618,47 кА ² ·с

Выбор выключателей вводной ячейки КРУ D-12P:

По каталогу допустимой используемой аппаратуры для вводной ячейки выбираем вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-10-31,5/3150[3].

Условия выбора выключателей показаны в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей вводных ячеек

Условия выбора [27, табл.1.27]	Каталог [3]	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	3150 А	2546 А
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	31,5 кА	21,17 кА
$i_d \geq i_y$	80 кА	55,9 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	2977 кА ² ·с	618,47 кА ² ·с

Выбор трансформаторов тока КРУ:

КРУ D-12P комплектуются трансформаторами тока типа ТЛО-10. Для вводной ячейки выберем трансформатор тока ТЛО-10-0,2/10Р-10/15-2550/5 УЗ 40кА [26]. Условия выбора представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе КРУ

Условия выбора [27, табл.1.27]	Каталог [26]	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,0 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	2550 А	2546 А
$i_d \geq i_y$	100 кА	55,9 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	1600 кА ² ·с	618,47 кА ² ·с

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

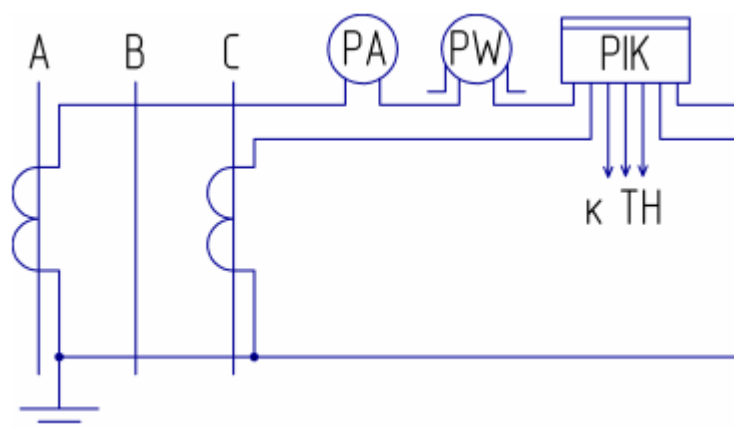


Рисунок 7.1 – Схема подключения измерительных приборов

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Проверка по допустимой вторичной нагрузке

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	1	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	1	0,1	–	0,1
Итого:			1,1	–	0,6

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{25} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

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

где $z_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

$z_{2\text{ном}}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом.

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

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

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

$L_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока.

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

По условию механической прочности принимаем медный кабель с сечением 5 мм².

Для отыскания и регистрации токов однофазного замыкания ячейки D-12P комплектуются трансформаторами тока нулевой последовательности марки ТЗЛМ-1-0,66.

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабель-ная линия	U _{ном} , кВ	I _{мах} , А	I _{п.0} , кА	i _у , кА	Тип выключателя [3]	Тип ТТ [26]
ГПП-ТП1	10	128,8	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-150
ГПП-ТП2	10	333,5	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-400
ГПП-СД1-4	10	207,85	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-300
ГПП-ТП4	10	306,2	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-300
ГПП-ДСП1-4	10	252,29	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-300
ГПП-ТП6	10	68,65	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-75
ГПП-СД5-8	10	83,14	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-100
ГПП-ТП7	10	150,1	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-150
ГПП-ТП8	10	107,6	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/1000	ТОЛ-10-150
Секцион.	10	1782	21,17	55,9	ВВ/TEL-10-31,5/2000	ТОЛ-10-2000

Выбор трансформаторов напряжения:

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

Завод-изготовитель предусматривает установку НАМИТ-10 [27].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

- по напряжению

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{уст}}; \quad (7.6)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток

- по классу точности

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

$$S_{2ном} > S_{нагр}, \quad (7.7)$$

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

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

Таблица 7.6 – Выбор трансформатора напряжения

Прибор и место установки	Тип	Мощ-ть одной об-ки, ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая мощность		
							P_2 , Вт	Q_2 , ВАр	
PV Секция СШ	Э-335	2	1	1,0	0	2	4,0		
PW Цепь силового трансформатора	Д-335	1,5	2	1,0	0	1	3,0	0	
РКЦ Цепь силового тр-ра и отходящ. линий	СЭТ-4ТМ	2	2	0,5	0,87	16	32	55,7	
Итого							39	55,7	
НАМИТ-10 УХЛ2							$S_{2\Sigma} = 68 \text{ ВА}$		
$S_{2кл.т.0,2} = 75 \text{ ВА}$		$S_{2кл.т.0,2} = 75 > 68 \text{ ВА}$							

Для подключения трансформатора напряжения к сборным шинам используется предохранитель ПKN001-10У3 и втычной разъединитель.

Выбор ячеек КТП:

На вводах цеховых ТП принимаем к установке ячейки одностороннего обслуживания серии КСО-207В [28]. Наметим к установке выключатель ВБЭ-10-31,5/630 [29].

Рассмотрим выбор коммутационного аппарата для ТП-3:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 80,83 \text{ А.} \quad (7.8)$$

Сведем выбор выключателей в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 – Выбор выключателя ВБЭ-10-31,5/630

Условия выбора [27, табл.1.27]	Каталог [29]	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	630 А	80,83А
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	31,5 кА	21,17 кА
$i_d \geq i_y$	80 кА	55,9 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	2977 кА ² ·с	618,47 кА ² ·с

Для остальных ТП выбор выключателей аналогичен. Сведем выбор в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 – Выбор выключателей камер КСО-207В

Номер ТП	$U_{ном,кВ}$	$I_{мах,А}$	$I_{п0,кА}$	Тип выключателя
ТП1	10	101	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП2	10	80,8	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП3	10	80,83	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП4	10	129	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП5	10	129	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП6	10	50,9	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП7	10	129	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП8	10	80,83	21,17	ВБЭ-10-31,5/630
ТП9	10	20,2	21,17	ВБЭ-10-31,5/630

Выбор соединения трансформатора ГПП с ЗРУ НН ГПП:

Для соединения силового трансформатора ГПП с ЗРУ НН используем комплектный токопровод типа ТЗКР-10-3150-128УХЛ1[30].

Таблица 7.9 – Выбор комплектного токопровода

Условия выбора [27, табл.1.27]	Каталог [30]	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	3150 А	2546 А
$i_d \geq i_y$	128 кА	55,9 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	7500 кА ² ·с	618,47 кА ² ·с

Проверка кабеля на термическую стойкость к току КЗ:

Согласно [31, п.6.3] кабель должен быть проверен на термическую стойкость при коротком замыкании.

Термически стойкое сечение кабеля определяется по формуле:

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

где B_k – тепловой импульс квадратичного тока КЗ;

$C = 90$ – коэффициент [31, табл 8], зависящий от вида металла жилы и материала изоляции $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (7.2). Время действия релейной защиты см. рисунок 6.1 Сведем расчет в таблицу 7.10.

Таблица 7.10 – Проверка кабелей на термическую. стойкость

Начало и конец КЛ	$I_{п0}$, кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$C, \frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, мм ²
ГПП-ТП1	21,17	0,6	0,015	0,12	281	90	201
ГПП-СД,ДСП	21,17	0,0	0,015	0,12	91,81	90	86,4

Проверка всех остальных кабелей на термическую стойкость производится аналогично.

Таблица 7.11 – Термически устойчивые сечения кабелей

Конечные пункты линии	Прежняя площадь	Термич. уст. площадь	Новое сечение
ГПП-ТП1	50	201	АПВБП 3х240
ГПП-ТП2	185	201	АПВБП 3х240
ТП2-ТП3	70	201	АПВБП 3х240
ГПП-ТП4	150	201	АПВБП 3х240
ГПП-СД(1-4)	240	86,4	АПВБП 3х240
ТП4-ТП-5	70	201	АПВБП 3х240
ГПП-ДСП	240	86,4	АПВБП 3х240
ГПП-ТП6	35	201	АПВБП 3х240
ГПП-СД(5-8)	95	86,4	АПВБП 3х95
ГПП-ТП7	70	201	АПВБП 3х240
ГПП-ТП8	50	201	АПВБП 3х240
ТП1-ТП9	16	201	АПВБП 3х240

Выбор трансформатора собственных нужд:

На всех двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливают два трансформатора собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд принимается 0,1% от мощности трансформатора, установленного на ГПП, таким образом. КРУ D-12P согласно каталогу комплектуется сухим трансформатором с литой изоляцией ТЛС-63/10/0,4.

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей ТП:

На стороне ТП 0,4 кВ выбираем автоматические выключатели типа Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие токи Masterpact NW от «Schneider Electric». Результаты выбора сведем в таблицу 7.12.

Таблица 7.12 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей

ТП	Место установки	$I_{утяж}$, А	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Тип АВ	Ном. ток выключателя, А
ТП1	ввод	2526	34,6	80	Masterpact NW32	3200
	секционный	1768	34,6	80	Masterpact NW20	2000
ТП2,3	ввод	4041	34,6	80	Masterpact NW50	5000
	секционный	2829	34,6	80	Masterpact NW32	3200
ТП4	ввод	3695	34,6	80	Masterpact NW40	4000
	секционный	2587	34,6	80	Masterpact NW32	3200
ТП5	ввод	3695	34,6	80	Masterpact NW40	4000
	секционный	2587	34,6	80	Masterpact NW32	3200
ТП6	ввод	909	34,6	80	Masterpact NW10	1000
	секционный	637	34,6	80	Masterpact NW08	800
ТП7	ввод	3695	34,6	80	Masterpact NW40	4000
	секционный	2587	34,6	80	Masterpact NW32	3200
ТП8	ввод	2309	34,6	80	Masterpact NW25	2500
	секционный	1617	34,6	80	Masterpact NW20	2000
ТП9	ввод	361	34,6	80	Masterpact NW08	800
	секционный	253	34,6	80	Masterpact NW08	800

Выводы по 7 разделу

В данном разделе дипломного проекта выбрано оборудование, устанавливаемое в ЗРУ на ГПП. В комплектных трансформаторных подстанциях цехов. Также был проведен расчет на термическую стойкость выбранных кабелей, в результате которого были увеличены сечения ранее выбранных кабелей.

8 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для сравнения фрагментов схемы внутреннего электроснабжения выберем 2 схемы: радиальную и магистральную для питания ТП2 и ТП3.

Радиальная схема электроснабжения имеет более высокую надежность, так как на каждую ТП в этом случае имеются свои питающие кабели. Это дает возможность подключения ответственных потребителей большой мощности. При магистральном соединении ТП меньшие затраты кабельной продукции, как следствие потребуется меньше места под траншеи. Также, магистральная схема позволяет подключение новых потребителей без больших капиталовложений. Как видно из вышесказанного, схемы имеют свои плюсы и минусы. Для окончательного решения требуется провести технико-экономическое сравнение.

Радиальная схема внутреннего электроснабжения фрагмента:

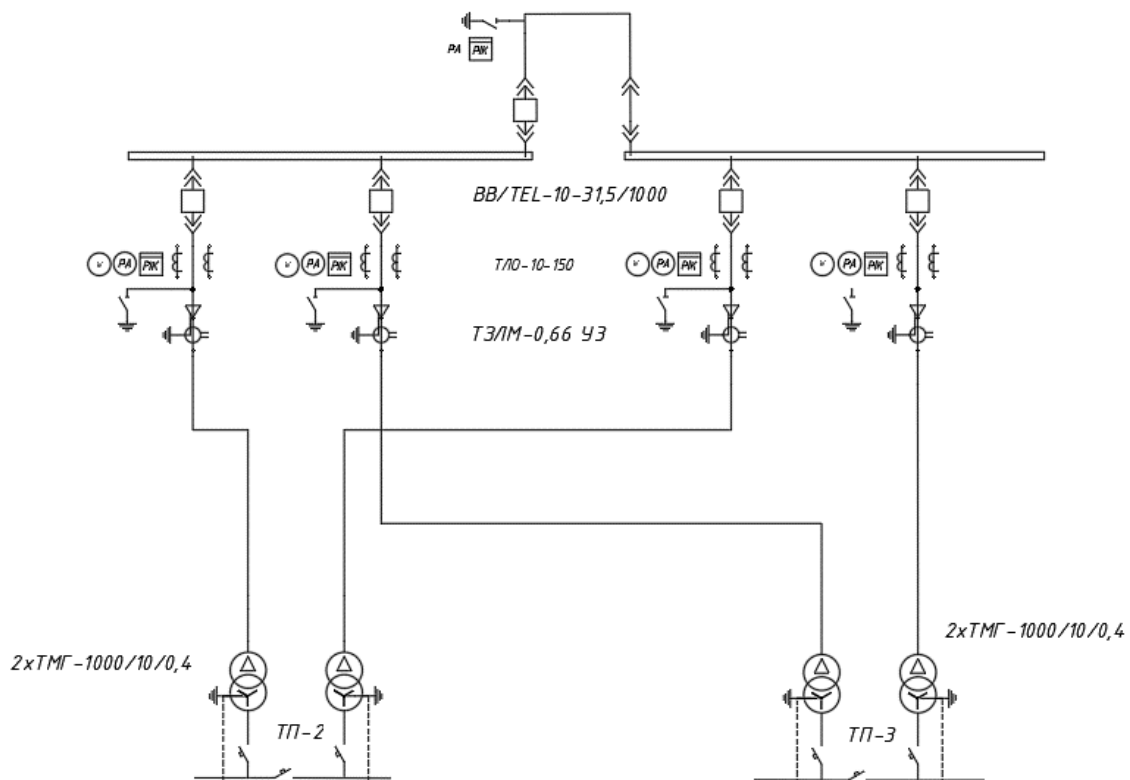


Рисунок 8.1 – Радиальная схема ЭС фрагмента

Кабельные линии, питающие трансформаторные подстанции, были выбраны в разделе 5.4 и проверены по термической стойкости в разделе 6.7. В обоих случаях (магистральном и радиальном соединении) будут использоваться АПВБП 3x240.

Рассчитаем потери электроэнергии в кабельных линиях:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.к}})^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (8.1)$$

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

61

Таблица 8.1 – Результат выбора КЛ

Конечные пункты линии	$S_{p.k.}$, кВА	U , кВ	$I_{p.k.}$, А	Тип и кол-во кабелей	Длина линии, км	r_0 , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$
КЛ1:ГПП-ТП-2	1444	10	83,37	2хАПВБП (3х240)	0,082	0,125
КЛ2:ГПП-ТП-3	1444	10	83,37	2хАПВБП (3х240)	0,120	0,125

Потери в КЛ1:

$$\Delta W_{\text{кл1}} = 2 \cdot (3 \cdot (83,37)^2 \cdot 0,164 \cdot 0,082 \cdot 2886) = 1234 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери в КЛ2:

$$\Delta W_{\text{кл2}} = 2 \cdot (3 \cdot (83,37)^2 \cdot 0,164 \cdot 0,120 \cdot 2886) = 1805 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Выбор варианта схемы электроснабжение производится на основе сопоставления двух вариантов: по радиальной и магистральной схеме. Ущерб учитывать не будем, так как примем эти варианты равнонадежными с целью сокращения расчетов. Оценим потери в кабельных линиях, в цеховых трансформаторах потери учитывать не надо, так как их одинаковое кол-во в обоих вариантах. Учтем стоимость электрооборудования.

Определим технико-экономические показатели вариантов.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению [32]:

$$Z_{r\Sigma} = E_{n\Sigma} \cdot K_{\Sigma} + C_{\text{э}} + Y, \quad (8.2)$$

где $E_{n\Sigma}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_n = 0,012$, отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} , для силового оборудования принимается равным 0,193[32];

K_{Σ} – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов, определяется по каталогам;

$C_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии;

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, в данной работе не учитывается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = \Delta W_{\text{кл}} \cdot C_0, \quad (8.3)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (8.4)$$

где δ – коэффициент, учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей 6-10кВ;

$$\alpha = 1226 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}} \text{ – основная ставка тарифа [33];}$$

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия, $K_M \approx 1$;

$$\beta = 1,297 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \text{ – стоимость одного кВт} \cdot \text{ч электроэнергии [34].}$$

$$C_0 = 1,07 \cdot \left(\frac{1226 \cdot 1 \cdot 12}{2886} + 1,297 \right) = 6,842 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Стоимость потерь электроэнергии для первого варианта:

$$C_3 = (1234 + 1805) \cdot 6,842 = 20,79 \text{ тыс.руб.}$$

Сведем расчеты по потерям ЭЭ в таблицу 8.2, и полные затраты в таблицу 8.3

Таблица 8.2 – Расчет потерь ЭЭ 1 варианта

Наименование КЛ	n	$I_{p.l.}, A$	$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	L, км	$\Delta W, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
ГПП-ТП2	2	83,37	0,125	0,082	1234
ГПП-ТП3	2	83,37	0,125	0,120	1805

Таблица 8.3 – Расчет затрат по 1 варианту

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб	Капитальные вложения, тыс.руб	Отчисления, 1/год	Затраты, тыс.руб/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб/год
1	2	3	4	5	6	7	8
КЛ1 АПВБП 3х240	км	0,082	936,4[36]	76,79	0,152	11,6	20,79

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8
КЛ2 АПвБП 3х240	км	0,120	936,4	112,4	0,152	17,08	
Ячейка КРУ	ед	4	815	3260	0,193	629,18	-
Итого				3449		657,9	20,79

Магистральная схема внутреннего электроснабжения фрагмента приведена на рисунке 8.2.

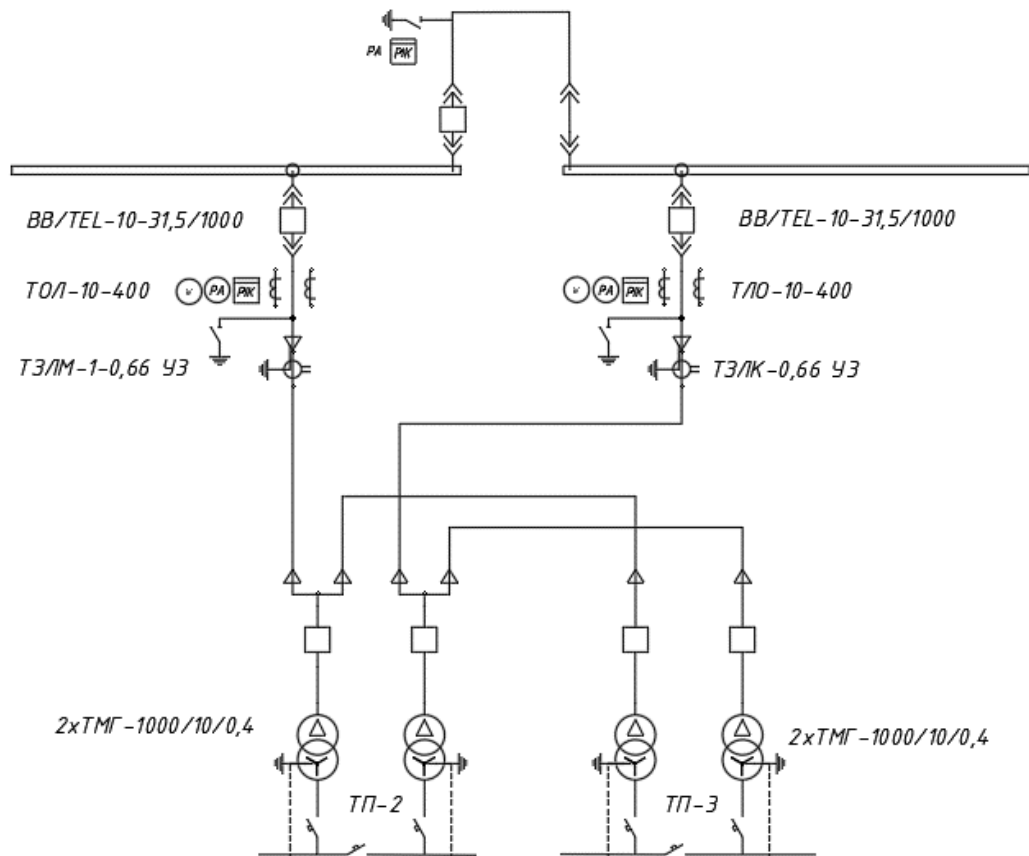


Рисунок 8.2 – Магистральная схема ЭС фрагмента

Выбор кабельных линий 10кВ, питающих ТП-2 и ТП-3, по экономической плотности тока. Так как в этом варианте кабельные линии, отходящие от СШ питают сразу 2 ТП, то $S_p = 5776 \text{кВА}$.

$$S_{\text{рк}} = \frac{S_p}{2} = \frac{5776}{2} = 2888 \text{кВА}.$$

Расчетный ток КЛ:

$$I_{p.kл1} = \frac{2888 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^4} = 166,7 \text{ А.}$$

$$F_s = \frac{166,7}{1,1} = 151,5 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение 150 мм².

Аналогично выбираем КЛ для ТП-3. Результаты расчета сведены в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Результат выбора КЛ для 2 варианта

Конечные пункты линии	S _{р.к} , кВА	U, кВ	I _{р.к} , А	Тип и кол-во кабелей	Длина линии, км	r ₀ , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$
КЛ1:ГПП-ТП-2	2888	10	166,7	2хАПВБП (3х240)	0,082	0,125
КЛ2:ТП-2-ТП-3	1444	10	83,37	2хАПВБП (3х240)	0,038	0,125

Рассчитаем потери электроэнергии в кабельных линиях:

Потери в КЛ1:

$$\Delta W_{кЛ1} = 2 \cdot (3 \cdot (166,7)^2 \cdot 0,125 \cdot 0,082 \cdot 2886) = 4932 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери в КЛ2:

$$\Delta W_{кЛ2} = 2 \cdot (3 \cdot (83,37)^2 \cdot 0,164 \cdot 0,038 \cdot 2886) = 571,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии для второго варианта:

$$C_s = (4932 + 571,7) \cdot 6,842 = 37,66 \text{ тыс.руб.}$$

Сведем расчеты по потерям ЭЭ в таблицу 8.5, и полные затраты в таблицу 8.6

Таблица 8.5 – Расчет затрат ЭЭ по 2 варианту

Наименование КЛ	n	I _{р.л.} , А	r ₀ , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	L, км	ΔW , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
ГПП-ТП2	2	166,7	0,164	0,082	4932
ТП2-ТП3	2	83,37	0,164	0,038	571,7

Таблица 8.6 – Расчет затрат для 2 варианта

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб	Капитальные вложения, тыс.руб	Отчисления	Затраты, тыс.руб	Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб
1	2	3	4	5	6	7	8
КЛ1 АПВБП 3х240	км	0,082	936,4	76,79	0,152	11,7	37,66
КЛ2 АПВБП 3х240	км	0,038	936,4	35,6	0,152	5,4	
Ячейка КРУ	ед	2	815	1630	0,193	314,59	
Камера КСО	ед	4	145	580	0,193	111,94	
Итого				2322		443,96	37,66

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 8.7

Таблица 8.7 – Результат сравнения вариантов

Вариант	K_{Σ} , тыс.руб	$E_{н\Sigma} \cdot K_{\Sigma}$, тыс.руб	ΔW_{Σ} , кВт·ч	C_{Σ} , тыс.руб	$Z_{г\Sigma}$, тыс.руб
1	3449	657,9	3039	20,79	678,69
2	2322	443,23	5504	37,66	480,9

Приведенные затраты в первом варианте больше, чем во втором на:

$$\frac{678,69 - 480,9}{678,69} \cdot 100 = 29\%$$

Выводы по 8 разделу

В данном разделе дипломного проекта проводилось технико-экономическое сравнение двух вариантов схем: радиальной и магистральной. В результате расчетов, магистральная оказалась дешевле на 29%, следовательно, для электроснабжения ТП принимаем ее.

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство 10 кВ ГПП имеет две системы сборных шин. К секции СШ подключены кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП и высоковольтных РП. На рисунке 10 приведена схема замещения СЭС для расчета компенсации реактивной мощности. В таблице 8.1 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{н.тi}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{li} и $Q_{тi}$ – реактивная нагрузка на один трансформатор i -ой ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{тpi}$ – активное сопротивление трансформатора i -ой ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{ли}$ – активное сопротивление i -ой кабельной линии.

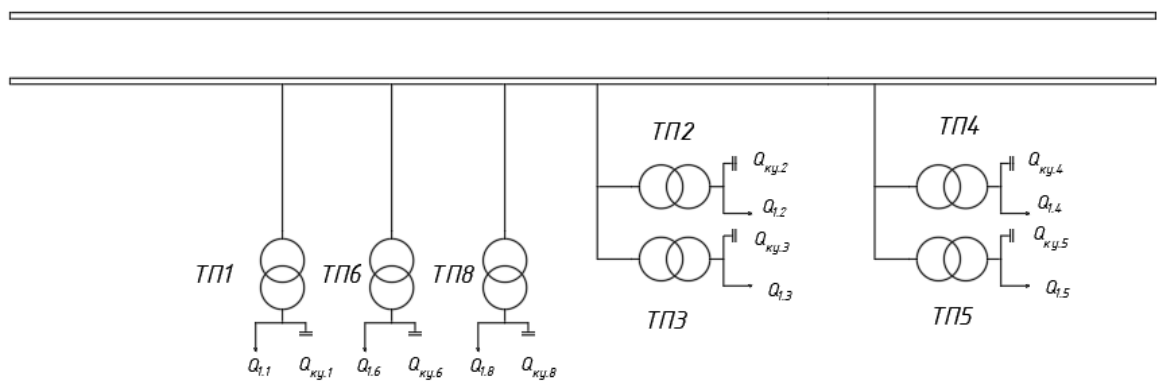


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Сопротивление трансформатора, приведенное к 10 кВ определяем по формуле:

$$R_{тpi} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.тi}}; \quad (9.1)$$

Сопротивление кабельной линии определим по формуле:

$$R_{ли} = r_0 \cdot L, \quad (9.2)$$

где L – длина кабельной линии, км;

r_0 – удельное сопротивление кабеля, Ом/км.

Результаты расчётов по формулам (8.1) – (8.2) приведены в таблице 8.1.

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

67

Таблица 9.1 – Расчет параметров схемы

Номер ТП	$S_{т.номі}, \text{кВА}$	$Q_{i1}, \text{квар}$	$\Delta Q_{Ti}, \text{квар}$	$R_{Ti}, \text{Ом}$	$R_{ли}, \text{Ом}$
1	1250	485	49,25	0,87	0,028
2	2000	618	68,8	0,55	0,01
3	2000	618	68,8	0,55	0,01
4	1600	602,5	71,04	0,64	0,011
5	1600	518	71,04	0,64	0,016
6	630	364	17,8	1,91	0,032
8	1000	470,44	54,55	1,08	0,053
СД 1,2	-	-	-	-	0,01
СД 5,6	-	-	-	-	0,05

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \tau_m \cdot \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \right), \quad (9.3)$$

где α и β – основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа;
 $\tau = 2886$ – время использования максимальных потерь, ч/год;

$$C_0 = 2886 \cdot \left(\frac{1226 \cdot 12}{4500} + 1,297 \right) = 13180 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками

– для низковольтных БК (0,4 кВ)

$$Z_{г.кн} = E \cdot K_y \cdot K_{ндс} \cdot I_{ц} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН}, \quad (9.4)$$

где E – нормативный коэффициент отчислений. Для силового оборудования напряжением до 20 кВ: $E = 0,223$;

K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов [36]:

$$\text{– для низковольтных БК: } K_y = 12000 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

– для высоковольтных БК: $K_y = 6000 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$;

$\Delta P_{\text{БКН}}$ – удельные потери в конденсаторах;

– для низковольтных БК: $\Delta P_{\text{БКН}} = 4 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$;

– для высоковольтных БК: $\Delta P_{\text{БКН}} = 2 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$;

I_c индекс цен [47].

Тогда:

$$Z_{\text{г.кн}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,2 \cdot 82,21 + 13180 \cdot 4 = 316,7 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}.$$

Для высоковольтной БК аналогично:

$$Z_{\text{г.кв}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,2 \cdot 82,21 + 13180 \cdot 2 = 158,4 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}.$$

Для расчета располагаемой мощности СД необходимы паспортные данные [37, табл 5.1].

Таблица 9.2 – Паспортные данные СД

Наименование	Тип	U _н , кВ	P _{дном} , кВт	Q _{дном} , квар	N, шт	n, об/мин	D ₁ , кВт	D ₂ , кВт
СД(1-4)	СТД	10	4000	2000	2	3000	8,34	12,6
СД(5-8)	СТД	10	1600	805	2	3000	4,25	6,27

Располагаемую реактивную мощность синхронного двигателя находится по формуле:

$$Q_{\text{СД.м}} = \alpha_m \cdot N \cdot \sqrt{P_{\text{СД.н}}^2 + Q_{\text{СД.н}}^2}, \quad (9.5)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{\text{сд}}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{\text{н}}$.

Примем, что все синхронные двигатели имеют $\beta_{\text{сд}} = 0,9$, тогда $\alpha_m = 0,47$.

Затраты на генерацию для СД при отсутствии прочих потребителей реактивной мощности:

$$Z_{1г.сд} = C_0 \frac{D_1}{Q_{сд,н}}; \quad (9.6)$$

$$Z_{2г.сд} = C_0 \frac{D_2}{N \cdot Q_{сд,н}^2}, \quad (9.7)$$

где D_1 и D_2 – постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя.

$$Q_{сд} = \frac{Z_{10} - Z_{1г.сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R}; \quad (9.8)$$

$$R_{э.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N_1} + \frac{Z_{2г.сд}}{a \cdot C_0}. \quad (9.9)$$

Результаты расчета по формулам 9.5-9.9 сведены в таблицу 8.3.

Таблица 9.3 – Расчет СД

Наименование	$Q_{сд,м}$, Мвар	$Z_{1г.сд}$, руб/Мвар	$Z_{2г.сд}$, руб/Мвар ²	$R_{э.сд}$, Ом	$Q_{сд}$, Мвар
СД(1-4)	4,2	54960	20760	0,163	2,4
СД(5-8)	1,68	86440	63760	0,509	0,77

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 9.2):

$$R_{эi} = R_{ли} + R_{ти}. \quad (9.10)$$

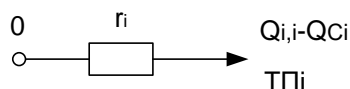


Рисунок 9.2 –Схема замещения радиальной линии

Например, ТП-1, эквивалентное сопротивление:

$$R_{\text{э1}} = 0,87 + 0,028 = 0,898 \text{ Ом.}$$

Для ТП, питающихся по магистральным линиям (рисунок 9.3):

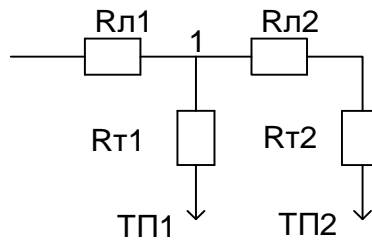


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральной линии

Для ТП4 и ТП5, питающихся от одной магистрали:

$$\frac{1}{R_1} = \frac{1}{R_{\text{т4}}} + \frac{1}{R_{\text{л5}} + R_{\text{т5}}} = \frac{1}{0,64} + \frac{1}{0,64 + 0,016} = 3,09 \frac{1}{\text{Ом}};$$

$$R_1 = 0,324 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{R_{\text{л4}}}{R_1}\right) \cdot R_{\text{т4}} = \left(1 + \frac{0,011}{0,324}\right) \cdot 0,64 = 0,662 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{R_{\text{л4}}}{R_1}\right) \cdot (R_{\text{л5}} + R_{\text{т5}}) = \left(1 + \frac{0,011}{0,324}\right) \cdot (0,016 + 0,64) = 0,678 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК. Определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП по формуле:

$$Q_{\text{сi}} = Q_{\text{лi}} + \Delta Q_{\text{ти}} + \frac{3_{10} - 3_{\text{л.кн}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{эi}}}. \quad (9.11)$$

Результаты расчета для остальных ТП сведем в таблицу 8.4. Если $Q_{\text{с}} \leq 30$ гвар, то установка БК является экономически не выгодной.

Таблица 9.4 – Расчет мощности низковольтных БК

Место установки БК ТП	R _э , Ом	Q _с , Мвар		Q _к , квар	Q _к +Q _с , квар	Тип БК	Q _{ст} , квар
		Расчетное	Принятое				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	0,898	-0,135	0	50	50	КРМ-0,4-50-5 У3	50
ТП2	0,57	-0,36	0	509	509	КРМ-0,4-525-25 У3	525
ТП3	1,59	0,309	309	509	818	КРМ-0,4-600-50 У3+ КРМ-0,4-225-25	825
ТП4	0,662	-0,234	0	216	216	КРМ-0,4-225-25	225
ТП5	0,678	-0,297	0	352	352	КРМ-0,4-375-50 У3+	375
ТП6	1,942	0,072	0,072	57,45	127	КРМ-0,4-150-50 У3-	150
ТП8	1,133	-0,005	0	465,8	465,8	КРМ-0,4-475-50 У3	475
Итого							2625

Определим оптимальную мощность высоковольтной БК, подключенной к секции шин 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10кВ ГПП:

Определим оптимальную мощность высоковольтных БК, установленных на секциях шин ГПП по формуле:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{l,i} + \Delta Q_{т,i}) + \frac{\Delta Q_{т,ГПП}}{2} + \frac{Q_{р.в}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ст} - \frac{Q_{сд\Sigma}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}. \quad (9.12)$$

Q_{эс} определяется как минимальная величина из двух:

$$Q_{эс}^I = \alpha_1 \cdot P_{рп}; \quad (9.13)$$

$$Q_{эс}^{II} = Q_{рп} - \left(\frac{0,7}{K_{нр}}\right) \cdot Q_{сд.м}, \quad (9.14)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ – расчетный коэффициент;

P_{рп} и Q_{рп} – расчетные активная и реактивная нагрузки всего предприятия;

K_{нр} – коэффициент несовпадения реактивной мощности;

Q_{сд.м} – располагаемая мощность синхронных двигателей.

Тогда:

$$Q_{эс} = 0,5 \cdot 45665 = 22833 \text{кВар};$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{p.п.} = K_{ом} \left(\sum_{i=1}^m Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^N k_{иа} p_{ном i} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{ti} \right) + Q_{p.осв\Sigma}. \quad (9.15)$$

$$Q_{p.п.} = 0,85 \cdot (9668,01 + 11913,6 + 4643) + 243,22 = 22530 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{зс}}^{\ddot{}} = 22,530 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 11,77 = 12,837 \text{ Мвар;}$$

Принимаем $Q_{\text{зс}} = 12,837 \text{ Мвар.}$

$$Q_0 = (3,494 + 0,4) + \frac{2,787}{2} + \frac{9,668}{2} - 2,625 - 2,4 - 0,77 - \frac{12,837}{2} = -2,1 \text{ Мвар.}$$

Установка ВБК не требуется.

Выводы по 9 разделу

В данном разделе были вычислены оптимальные мощности компенсирующих устройств. Составлен баланс реактивной мощности, исходя из которого был сделан вывод о том, что установка высоковольтной конденсаторной батареи не требуется.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		73

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

На предприятии имеются высоковольтные электроприёмники, являющиеся источниками искажения. Дуговые сталеплавильные печи имеют резкопеременный график нагрузки, являются источниками высших гармоник тока и несимметрии напряжений. При пуске электродвигателей могут возникать провалы напряжения. Для корректной работы всей системы электроснабжения предприятия и каждого электроприёмника в отдельности показатели качества не должны превышать нормативных значений.

10.1 Расчет коэффициентов гармонических составляющих напряжений

Для расчетов показателей качества электроэнергии составляется схема замещения и определяются ее параметры. Пассивные элементы СЭС вводят в схему замещения индуктивными сопротивлениями, генерирующие высшие гармоники, такие элементы в схеме замещения представляются источниками высших гармоник неограниченной мощности [48]. Схема замещения СЭС представлена на рисунке 10.1.

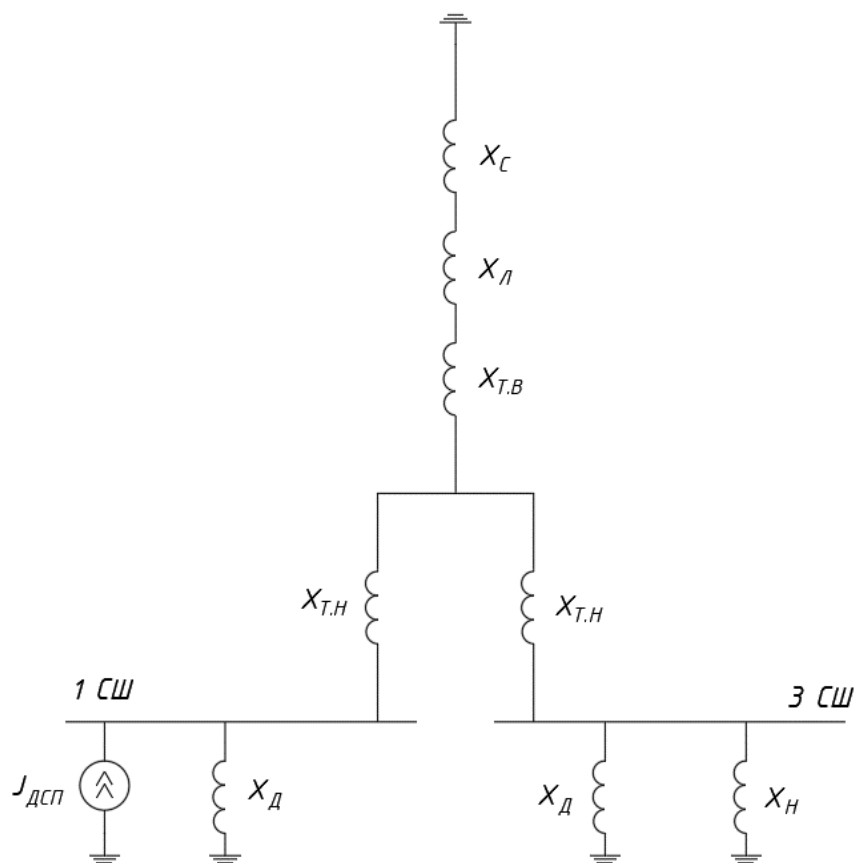


Рисунок 10.1 – Схема замещения системы электроснабжения для расчета ПКЭ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

74

Произведем расчет параметров схемы замещения системы электроснабжения [48].

Сопротивление энергетической системы:

$$X_{\text{сн}} = n \cdot \frac{U_{\text{ст}}^2}{S_{\text{к}}} = n \cdot \frac{10^8}{4000 \cdot 10^6} = 0,025 \cdot n, \quad (10.1)$$

где n – номер гармоники тока;

$U_{\text{ст}}$ – номинальное напряжение ступени, на которой рассматриваются показатели качества электрической энергии, В;

$S_{\text{к}}$ – мощность короткого замыкания, ВА.

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{\text{лп}} = L \cdot x_0 \cdot \frac{U_{\text{ст}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot n = 4 \cdot 0,427 \cdot \left(\frac{10^4}{110 \cdot 10^3}\right)^2 \cdot n = 0,014 \cdot n, \quad (10.2)$$

где L – длина линии электропередач, км;

x_0 – погонное значение индуктивного сопротивления провода, Ом/км;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ЛЭП, В.

Сопротивление силового трансформатора:

$$X_{\text{тн}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ст}}^2}{100 \cdot S_{\text{т.ном}}} \cdot n = \frac{10,5 \cdot 10^8}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot n = 0,167 \cdot n, \quad (10.3)$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжения короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{\text{т.ном}}$ – номинальное напряжение ЛЭП, В.

Сопротивление обмотки высокого напряжения:

$$X_{\text{твнп}} = 0,125 \cdot X_{\text{тн}} = 0,021 \cdot n. \quad (10.4)$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения:

$$X_{\text{тнпн}} = 1,75 \cdot X_{\text{тн}} = 0,292 \cdot n. \quad (10.5)$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$X_{\text{сдп}} = \frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{сд}}} \cdot n = \frac{10^8}{4445 \cdot 10^3} \cdot n = 22,5 \cdot n, \quad (10.6)$$

где $Q_{\text{сд}}$ – реактивная мощность синхронного двигателя, ВАр.

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки:

$$X_{\text{ин}} = \frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{н}}} \cdot n = \frac{10^8}{4326 \cdot 10^3} \cdot n = 23,1 \cdot n, \quad (10.7)$$

где $Q_{\text{н}}$ – реактивная мощность нагрузки, ВАр.

Токи высших гармоник, генерируемых ДСП:

$$I_{\text{дспн}} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{\text{пт.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot n^2} = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot 6,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10^4 \cdot n^2} = \frac{432,5}{n^2} \text{ А}, \quad (10.8)$$

где N – количество ДСП, шт;

$S_{\text{пт.ном}}$ – номинальная мощность печного трансформатора, ВА.

Преобразуем схему замещения:

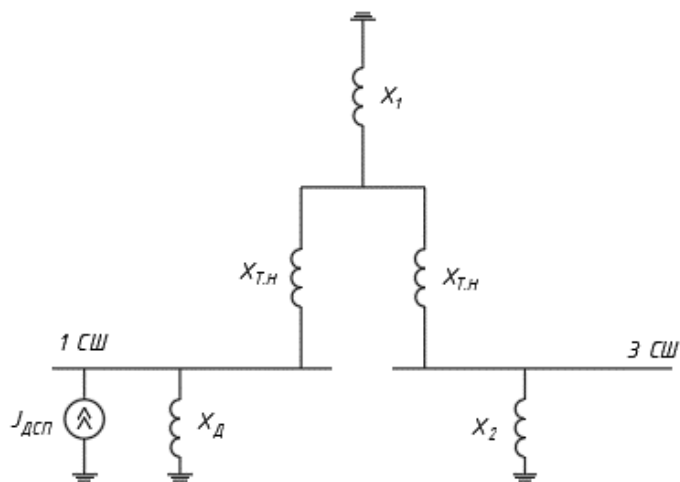


Рисунок 10.2 – Преобразование схемы замещения для расчета ПКЭ

$$X_1 = X_c + X_{\text{л}} + X_{\text{т.в}} = 0,025 + 0,014 + 0,021 = 0,06. \quad (10.10)$$

$$X_2 = \frac{X_{\text{д}} \cdot X_{\text{н}}}{X_{\text{д}} + X_{\text{н}}} = \frac{22,5 \cdot 23,1}{22,5 + 23,1} = 11,4. \quad (10.11)$$

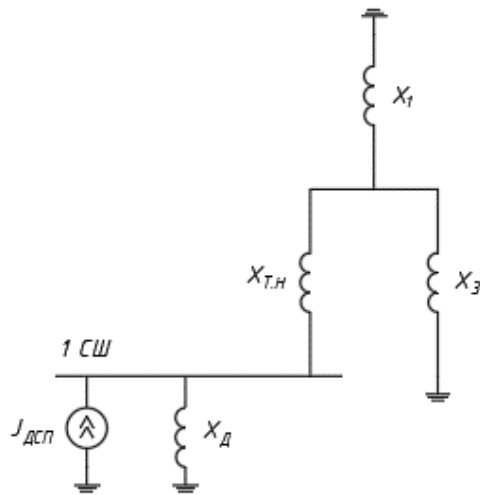


Рисунок 10.3 – Преобразование схемы замещения для расчета ПКЭ

$$X_3 = X_2 + X_{т.н} = 11,4 + 0,292 = 11,692. \quad (10.12)$$

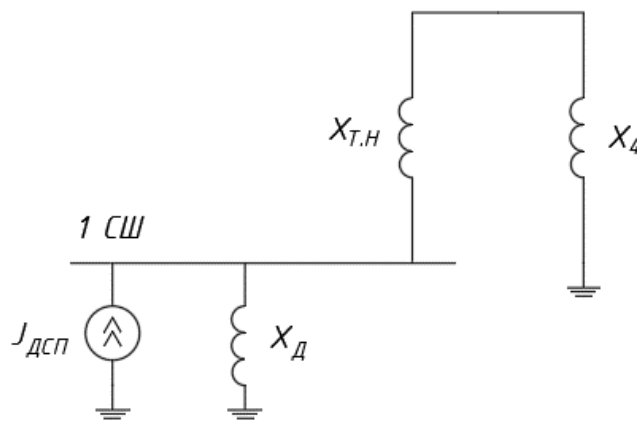


Рисунок 10.4 – Преобразование схемы замещения для расчета ПКЭ

$$X_4 = \frac{X_3 \cdot X_1}{X_3 + X_1} = \frac{11,692 \cdot 0,06}{11,692 + 0,06} = 0,06. \quad (10.13)$$

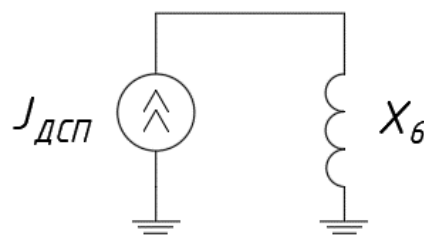


Рисунок 10.5 – Преобразование схемы замещения для расчета ПКЭ

$$X_5 = X_4 + X_{т.н} = 0,06 + 0,292 = 0,352. \quad (10.14)$$

$$X_6 = \frac{X_5 \cdot X_{д}}{X_5 + X_{д}} = \frac{0,352 \cdot 22,5}{0,352 + 22,5} = 0,346. \quad (10.15)$$

Для схемы на рисунке 10.5 напряжение на 1 СШ найдем по формуле:

$$U_{сш1н} = I_{дсшн} \cdot X_{6н}. \quad (10.16)$$

Показатели качества необходимо определить не только на секции шин с источником искажений, но и в других точках системы. Схемы замещения для расчета показателей качества в других точках системы представлены на рисунке 10.6.

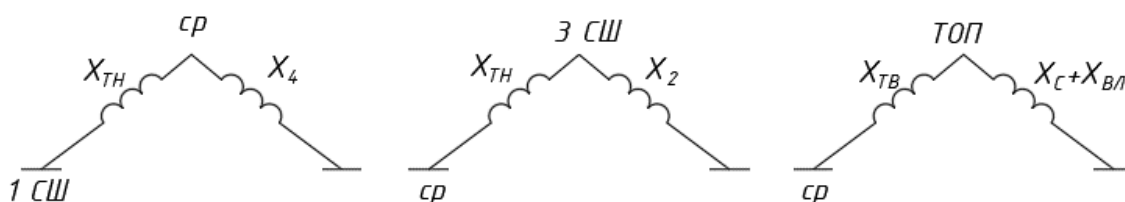


Рисунок 10.6 – Схемы замещения для расчета ПКЭ в других точках

Напряжения гармоник в средней точке схемы:

$$U_{ср1н} = \frac{U_{сш1н} \cdot X_{4н}}{X_{тнн} + X_{4н}}. \quad (10.17)$$

Напряжения гармоник 3 секции шин:

$$U_{сш3н} = \frac{U_{срн} \cdot X_{2н}}{X_{тнн} + X_{2н}}. \quad (10.18)$$

Напряжения гармоник в точке общего присоединения:

$$U_{топн} = \frac{U_{срн} \cdot (X_{сн} + X_{лн})}{X_{твн} + (X_{сн} + X_{лн})}. \quad (10.19)$$

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения, %:

$$K_{(U)n} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{сшн}}{U_{ст}} \cdot 100\%. \quad (10.20)$$

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

Суммарный коэффициент гармонических составляющих, %:

$$K_{(U)} = \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_{\text{снн}}^2}}{U_{\text{ст}}} \cdot 100\%. \quad (10.21)$$

Результат расчетов по формулам 10.1-10.15 представлен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Расчет параметров схемы замещения

n	X _c , Ом	X _л , Ом	X _т , Ом	X _{тв} , Ом	X _{тн} , Ом	X _д , Ом	X _н , Ом
1	0,025	0,014	0,167	0,021	0,292	22,5	23,1
2	0,05	0,028	0,334	0,042	0,585	45	46,2
3	0,075	0,042	0,501	0,063	0,877	67,5	69,3
4	0,1	0,056	0,668	0,084	1,169	90	92,4
5	0,125	0,07	0,835	0,104	1,461	112,5	115,5
6	0,15	0,084	1,002	0,125	1,754	135	138,6
7	0,175	0,098	1,169	0,146	2,046	157,5	161,7
8	0,2	0,112	1,336	0,167	2,338	180	184,8
9	0,225	0,126	1,503	0,188	2,630	202,5	207,9
10	0,25	0,14	1,670	0,209	2,923	225	231

Продолжение таблицы 10.1

n	X ₁ , Ом	X ₂ , Ом	X ₃ , Ом	X ₄ , Ом	X ₅ , Ом	X ₆ , Ом
1	0,060	11,398	11,69	0,06	0,35	0,34
2	0,120	22,796	23,38	0,12	0,70	0,69
3	0,180	34,194	35,07	0,18	1,06	1,04
4	0,240	45,592	46,76	0,24	1,41	1,39
5	0,299	56,99	58,45	0,30	1,76	1,73
6	0,359	68,388	70,14	0,36	2,11	2,08
7	0,419	79,786	81,83	0,42	2,47	2,43
8	0,479	91,184	93,52	0,48	2,82	2,78
9	0,539	102,582	105,21	0,54	3,17	3,12
10	0,599	113,98	116,90	0,60	3,52	3,47

Результаты расчетов коэффициентов гармонических составляющих сведены в таблицу 10.2

Таблица 10.2 – Результат расчета показателей качества

n	$I_{дсп}, A$	$U_{нщ1}, B$	$K_{Unщ1}, \%$	$K_{Uщ1}, \%$	$U_{нщ}, B$
1	432,5	147,05	2,55	1,5	25,048
2	48,06	33,16	0,57		5,648
3	48,06	49,98	0,87		8,513
4	17,3	24,05	0,42		4,096
5	17,3	29,93	0,52		5,098
6	8,83	18,35	0,32		3,125
7	8,83	21,45	0,37		3,653
8	5,34	14,73	0,26		2,510
9	5,34	16,66	0,29		2,838
10	3,57	12,49	0,22		2,128

Продолжение таблицы 10.2

n	$U_{нщ3}, B$	$K_{Unщ3}, \%$	$K_{Uщ3}, \%$	$U_{нтоп}, B$	$K_{Unтоп}, \%$	$K_{Uтоп}, \%$
1	24,421	0,423	0,25	16,315	0,283	0,17
2	5,507	0,095		3,679	0,064	
3	8,300	0,144		5,545	0,096	
4	3,994	0,069		2,668	0,046	
5	4,970	0,086		3,321	0,058	
6	3,047	0,053		2,035	0,035	
7	3,562	0,062		2,380	0,041	
8	2,447	0,042		1,635	0,028	
9	2,767	0,048		1,848	0,032	
10	2,075	0,036		1,386	0,024	

Сведем результаты расчетов в отдельные таблицы (10.3-10.4) и сравним с нормативными. Для СШ 1 по [38] – класс электромагнитной совместимости 3, для СШ 3 – 2 класс. Нормативные значения для точки общего присоединения смотрим по [39].

10.2 Расчёт несимметрии напряжения

Согласно ГОСТ 51317.2.4-2000 допустимое значение несимметрии напряжений равно 3%.

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности можно вычислить по формуле [48]:

Таблица 10.3 – Коэффициенты гармонических составляющих

Номер гармоники	СШ 1		СШЗ		ТОП	
	Расчетное значение	Нормативное значение	Расчетное значение	Нормативное значение	Расчетное значение	Нормативное значение
	$K_{UnCШ1}, \%$		$K_{UnCШЗ}, \%$		$K_{UnТОП}, \%$	
2	0,57	3	0,423	1,5	0,283	0,5
3	0,87	6	0,095	3	0,064	1,5
4	0,42	1,5	0,144	0,7	0,096	0,3
5	0,52	8	0,069	4	0,046	1,5
6	0,32	1	0,086	0,3	0,058	0,2
7	0,37	7	0,053	3	0,035	1
8	0,26	1	0,062	0,3	0,041	0,2
9	0,29	2,5	0,042	1	0,028	0,4
10	0,22	1	0,048	0,3	0,032	0,2

Таблица 10.4 – Суммарные коэффициенты гармонических составляющих

	$K_{UCШ1}, \%$	$K_{UCШЗ}, \%$	$K_{УТОП}, \%$
Расчетное значение	1,5	0,25	0,17
Нормативное значение	10	5	2

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (10.22)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, В.

Напряжение обратной последовательности определяется по формуле:

$$U_2 = I_2 \cdot X_{кз}, \quad (10.23)$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А;

$X_{кз}$ –сопротивление короткого замыкания в точке подключения ДСП, Ом.

Сопротивление короткого замыкания:

$$X_{кз} = \frac{U_{ст}^2}{S_{кз}}, \quad (10.24)$$

где $U_{ст}$ – номинальное напряжение сети в точке КЗ, В;

$S_{кз}$ – мощность КЗ в точке подключения ДСП к сборным шинам, ВА.

$$X_{кз} = \frac{10^8}{335 \cdot 10^6} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Ток обратной последовательности определяется по формуле:

$$I_2 = \frac{P_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (10.25)$$

где P_{Π} – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность:

$$P_{\Pi} = P_{\Pi}^{\cdot} + P_{\Pi}^{\ddot{}}, \quad (10.26)$$

где P_{Π}^{\cdot} – мощность мертвой фазы, Вт;

$P_{\Pi}^{\ddot{}}$ – мощность дикой фазы, Вт.

Мощность мертвой и дикой фазы соответственно:

$$P_{\Pi}^{\cdot} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{кз}}{6} \right); \quad (10.27)$$

$$P_{\Pi}^{\ddot{}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{кз}}{6} \right); \quad (10.28)$$

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

$$P_{\Pi}^{\cdot} = 2 \cdot 5200 \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{0,3}{6} \right) = 2947 \text{ кВт};$$

$$P_{\Pi}^{\ddot{}} = 2 \cdot 5200 \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{0,3}{6} \right) = 3987 \text{ кВт};$$

$$I_2 = \frac{(2947 + 3987) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,75} = 533,8 \text{ А.}$$

Напряжение обратной последовательности:

$$U_2 = 533,8 \cdot 0,3 = 160,1 \text{ В.}$$

Коэффициент несимметрии:

$$K_{2U} = \frac{160,1}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,6\% < 3\%.$$

10.3 Расчёт колебаний напряжения

Для резкопеременной нагрузки:

$$\delta U_t = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{пт.ном}}{S_{кз}} \cdot 100\%. \quad (10.29)$$

где $S_{кз}$ – мощность КЗ в точке подключения ДСП, ВА.

$$\delta U_{тсш1} = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot 6300 \cdot 10^3}{335 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 2,24\% < 10\%.$$

Рассчитаем колебания напряжения в других точках системы аналогично по формулам 10.17-10.19.

$$\delta U_{тср} = \frac{2,24 \cdot 0,06}{0,06 + 0,292} = 0,38\%;$$

$$\delta U_{тсш3} = \frac{0,38 \cdot 11,398}{0,292 + 11,398} = 0,37\% < 1\%;$$

$$\delta U_{ттоп} = \frac{0,38 \cdot (0,025 + 0,014)}{0,021 + 0,025 + 0,014} = 0,25\% < 1\%.$$

Нормативное значение для СШ1 составляет 10%, для СШ3 и ТОП 1%. Расчетные значения удовлетворяют нормам.

10.4 Расчет провала напряжения при пуске высоковольтных двигателей

Пусковая мощность двигателей, ВА [48]:

$$S_{п} = \frac{n \cdot P_{ном} \cdot K_{п}}{\cos \varphi_{ном} \cdot \eta},$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность двигателя, Вт;

$K_{п}$ – кратность пускового тока;

η – КПД двигателя.

Эквивалентная пусковая мощность, ВА:

$$S_{пз} = \sqrt{P_H^2 + (S_{п} + Q_H)^2},$$

где P_H – активная мощность нагрузки, подключенной к рассматриваемому узлу, Вт;

$S_{п}$ – пусковая мощность электродвигателей, ВА;

Q_H – реактивная мощность нагрузки, подключенной к рассматриваемому узлу, вар.

Эквивалентное сопротивление секции шин, Ом:

$$X_{пз} = \frac{U_{сш}^2}{S_{пз}}.$$

Остаточное напряжение на секции шин, В:

$$U_{ост} = U_{сш} \frac{X_{пз}}{X_c + X_{вл} + X_T + X_{пз}}.$$

$$S_{пз} = \frac{1 \cdot 4000 \cdot 5}{0,9 \cdot 0,975} = 22792 \text{ кВА};$$

$$S_{пз} = \sqrt{7,4^2 + (22,792 + 4,59)^2} = 28,36 \text{ МВА};$$

$$X_{пз} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{28,36 \cdot 10^6} = 3,5 \text{ Ом};$$

$$U_{ост} = 10 \cdot 10^3 \frac{3,5}{0,025 + 0,014 + 0,021 + 0,292 + 3,5} = 9,1 \text{ кВ}.$$

Провал напряжения пуске двигателя:

$$\frac{10 - 9,1}{10} \cdot 100 = 9 \text{ \%}.$$

Пороговое значение начала провала напряжения принимают равным 85-90% от опорного (т.е 10кВ). В данном случае провал напряжения достигает 9%, следовательно, установка устройства плавного пуска не требуется

Выводы по 10 разделу:

Рассчитанные показатели качества электрической энергии находятся в пределах допустимых норм, в соответствии с ГОСТ 51314.2.4-2000 и ГОСТ 32144-2013.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

11 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ И ЛИНИИ, ПИТАЮЩЕЙ ЕЕ

11.1 Организация защиты

На рисунке 11.1 показана схема питания двух двухтрансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ по магистральным линиям присоединением с помощью вакуумных выключателей трансформаторов к питающим линиям.

От первой секции сборных шин 1СШ распределительного пункта РП по первой магистральной линии, состоящей из двух кабельных линий КЛ7, КЛ9 питаются первые трансформаторы Т7, Т9 трансформаторных подстанций ТП1 ТП2. От второй 2СШ РП по второй магистральной линии, состоящей также из двух кабельных линий КЛ8, КЛ10, питаются вторые трансформаторы Т8, Т10 этих же ТП.

По линии КЛ7 протекают рабочий максимальный $I_{РАБ.МАКС.КЛ7}$ и пиковый $I_{ПИК.КЛ7}$ токи, равные токам на стороне ВН трансформатора Т9, при включении трансформатора Т9 может появляться бросок тока намагничивания $I_{НАМ.Т9}$.

Для релейной защиты каждой магистральной линии, например, в начале линии КЛ7 устанавливается устройство Seram типа S20, которое получает информацию от фазных трансформаторов тока ТА1 и трансформатора тока нулевой последовательности ТА2. Выход устройства S20 связан с соленоидом отключения выключателя Q16.

В рассматриваемой схеме для расчёта релейной защиты необходимо знать следующие токи КЗ:

- на стороне НН трансформатора Т7 в точке Ж – $I_{К.МАКС}^{(3)Ж}, I_{К.МИН}^{(1)Ж}$;
- на стороне ВН трансформатора Т7 или в конце питающей линии КЛ7 в точке Д – $I_{К.МАКС}^{(3)Д}, I_{К.МИН}^{(2)Д}$;
- в начале линии КЛ7 или сборных шинах РП в точке Г – $I_{К.МАКС}^{(3)Г}, I_{К.МИН}^{(2)Г}$.

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

11.2 Защита, установленная на стороне НН трансформатора

Номинальный ток трансформатора на стороне НН:

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.Н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1443,4 \text{ А.}$$

Коэффициент нагрузки в послеаварийном режиме $K_{зп}$ примем равным 1,6.

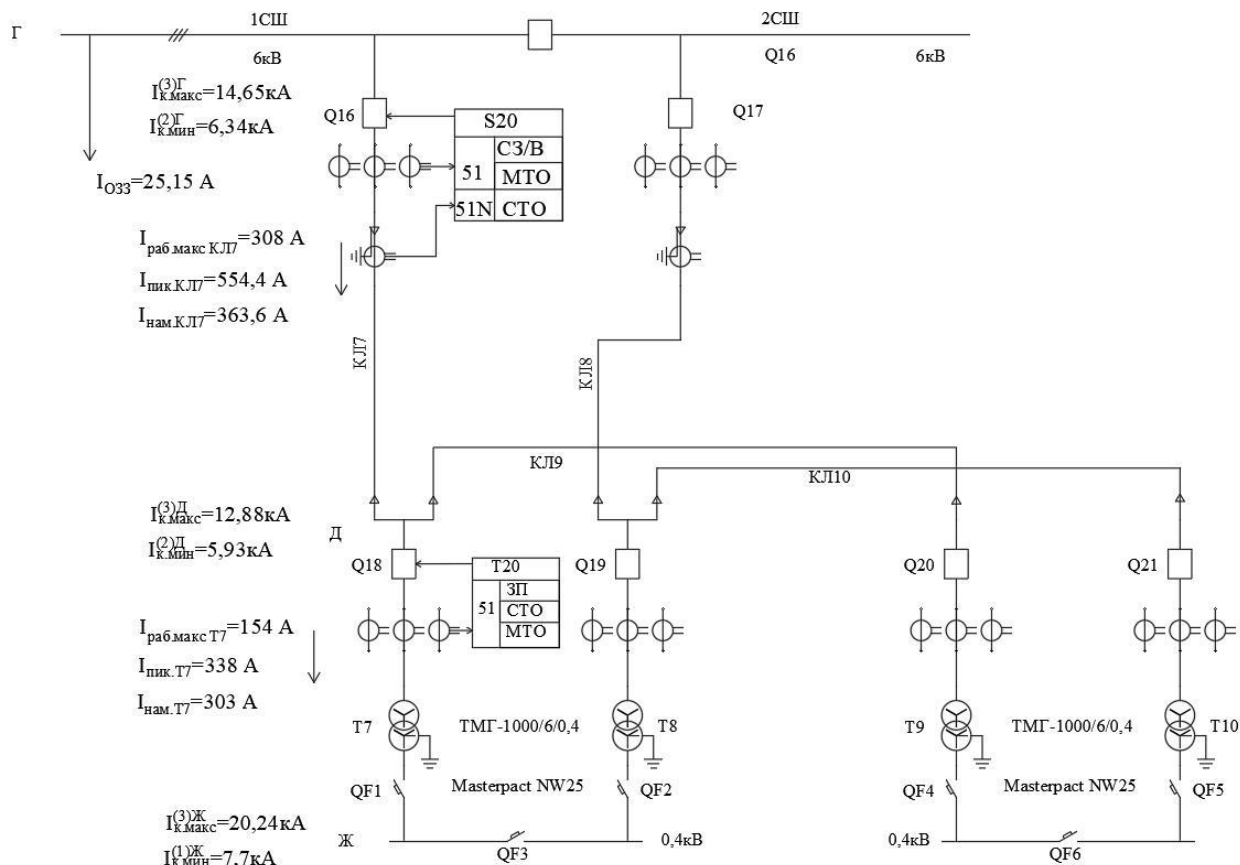


Рисунок 11.1 – Организация защиты ТП и линия, питающая ее

Рабочий максимальный ток вводного автоматического выключателя QF1:

$$I_{\text{раб.макс.QF1}} = K_{\text{зп}} \cdot I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} = 1,6 \cdot 1443,4 = 2309,4 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска:

$$K_{\text{СЗП}} = \frac{I_{\text{ПИК}}}{I_{\text{раб.макс}}} = \frac{I_{\text{раб.макс}} + I_{\text{ПУСК}}}{I_{\text{раб.макс}}} = \frac{100 + 320}{160} = 2,625.$$

Пиковый ток вводных выключателей:

$$I_{\text{ПИК.QF1}} = K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{раб.макс.QF1}}^{\text{НН}} = 2,625 \cdot 2309,4 = 6062,2 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки

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

$$I_{r.QF1} > I_{\text{раб.макс.QF1}} = 2309 \text{ А.}$$

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

86

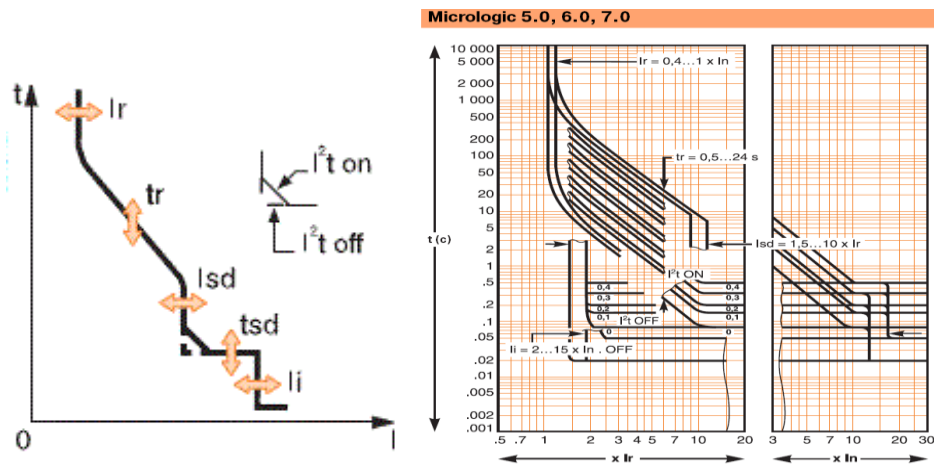


Рисунок 11.2 – Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока Micrologic 5.0

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{QF3.H} = 1600$ А. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$.

Определим положение переключателя I_r из соотношения:

$$\frac{I_{r.QF1}}{I_{n.QF1}} = \frac{2309}{2500} = 0,92 \leq I_{r.QF1}.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_r / I_n = 0,95$ – этому соответствует 7-е положение переключателя 1 (рис. 11.3). Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

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

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{nd.QF1} = 1,05 \cdot I_{r.QF1} = 1,05 \cdot 2375 = 2494 \text{ А;}$$

$$I_{d.QF1} = 1,2 \cdot I_{r.QF1} = 1,2 \cdot 2375 = 2850 \text{ А.}$$

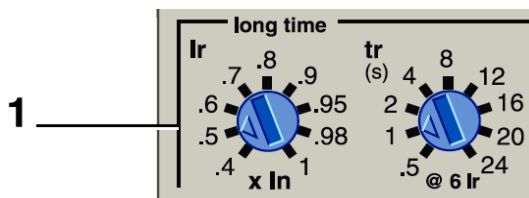


Рисунок 11.3 – Фрагмент передней панели Micrologic 5.0 – задание уставки защиты от перегрузки

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

87

Ток несрабатывания $I_{nd.QF1} = 2494$ А защиты от перегрузки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{d.QF3} = 2160$ А защиты от перегруза выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

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

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r.QF1} = 4$ с согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

70-100 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 2375 = 3562$ А;

3,2-4 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 2375 = 14250$ А;

2,16-2,7 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 2375 = 17100$ А.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{ч.ЗП}^3 = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{I_{nd.QF1}} = \frac{1700}{2494} = 0,68 \leq 3.$$

Защита нечувствительна к удаленным КЗ.

Данная защита будет чувствовать токи КЗ, если они превысят значение:

$$I_{К.МИН}^{(1)3} \geq K_{ч.ДОП} \cdot I_{nd.QF1} = 3 \cdot 2494 = 7482 \text{ А.}$$

Селективная токовая отсечка.

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

$$I_{sd.QF1} \geq I_{ПИК.QF1} = 6062 \text{ А.}$$

Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока к уставке тока:

$$\frac{I_{ПИК.QF1}}{I_r.QF1} = \frac{6062}{2375} = 2,55 \leq \frac{I_{sd.QF1}}{I_r.QF1}.$$

Ближайшая большая уставка будет

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

$$I_{sd.QF1} \geq 3 \cdot I_{r.QF1} = 3 \cdot 2375 = 7125 \text{ A.}$$

Этому соответствует 4-е положение переключателя уставок 3, рис. 12.

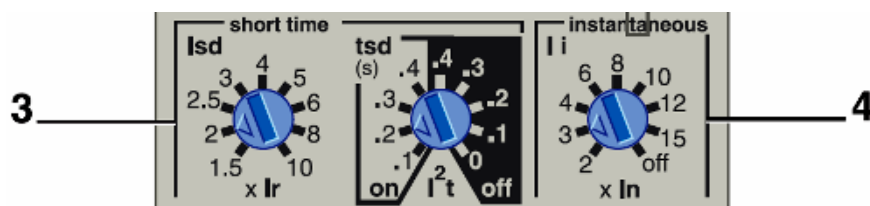


Рисунок 11.4– Переключатели уставок селективной токовой отсечки (3) и мгновенной токовой отсечки (4)

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения:

$$\frac{I_{sd.QF1}}{I_{sd.QF3}} = \frac{7125}{4500} = 1,58 \geq K_{н.СОГЛ} \geq 1,3 - 1,5.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем $I_{sd.QF1} = 7125 \text{ A}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10 \%$ и находится в пределах $(0,9-1,1) \cdot I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF1}$ зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot 7125 = 6412 \text{ A;}$$

$$1,1 \cdot 7125 = 7835,5 \text{ A.}$$

Минимальное значение $I_{sd.QF1} = 6412 \text{ A}$ больше максимального значения $I_{sd.QF5} = 4950 \text{ A}$, наложения ВТХ защит разных уровней не будет

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{ч.СО}^3 = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{I_{sd.QF1}} = \frac{1700}{6412} = 0,27 \leq K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Выключатель нечувствителен к удаленным КЗ.

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3 ($\Delta t=0,1$ с – ступень селективности для АВ). Следовательно, уставка должна быть:

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с.}$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки:

$$\Delta t_{sd.QF1} = 0,23 - 0,32 \text{ с.}$$

Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$. Примем 8-ти кратную уставку:

$$I_{i.QF1} = 8 \cdot 2500 = 20000 \text{ А.}$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot 20000 = 18000 \text{ А;}$$

$$1,1 \cdot 20000 = 22000 \text{ А.}$$

Ток несрабатывания $I_{i.QF1} = 18000$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{i.QF3} = 13200$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

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

Чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1:

$$K_{ч.МО}^{\text{Ж}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}}{I_{i.QF1}} = \frac{7722}{20000} = 0,39 \leq K_{ч.ДОП} = 2.$$

Токовая отсечка нечувствительна к минимальному току КЗ в точке Ж.

Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{cu} = 65$ кА, что значительно больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

11.3 Защита трансформатора со стороны ВН выключателем Q18

Приведение токов со стороны НН к стороне ВН осуществлено по формуле:

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = k_{з.п} \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,6 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 154 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки.

Для реализации этой защиты используем типовые ВТХ с зависимой от тока выдержкой времени, чтобы они максимально приближались к аналогичным ВТХ выключателя QF1.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбирается наибольшим из следующих трёх условий:

Ток срабатывания защиты от перегрузки должен быть отстроен от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН (рассчитан в разделе расчета предохранителей):

$$I_{г.Q18} \geq \frac{K_{Н.О}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{1,05}{0,935} \cdot 154 = 173 \text{ А.}$$

где $K_{Н.О} = 1,05$ – коэффициент надежности отключения;

$K_B = 0,935$ – коэффициент возврата.

Поскольку токи $I_{РАБ.МАКС}^{ВН}$ и $I_{РАБ.МАКС}^{НН} / K_U$ равны друг другу, то уставка тока защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора должна быть отстроена от защиты от перегрузки выключателя QF1:

$$I_{г.Q18} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{С.П.ПРЕД} = K_{Н.СОГЛ} \cdot \frac{I_{г.QF1}}{K_{ТН}} = 1,3 \cdot \frac{2375}{15} = 205,8 \text{ А.}$$

где $K_{Н.СОГЛ} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования с нижестоящей защитой.

Сделаем дополнительную проверку на согласование с нижестоящей защитой, поскольку известно максимальное значение тока срабатывания (с учетом разброса характеристик) защиты от перегрузки выключателя QF1:

$$I_d = 1,2 \cdot \frac{I_{г.QF1}}{K_U} = 1,2 \cdot \frac{2375}{15} = 190 \text{ А.}$$

Ток срабатывания $I_{r,Q18}$ должен превышать с запасом значение тока I_d на величину погрешности защиты, устанавливаемой на стороне ВН. Погрешность работы устройств защиты Seram составляет не более 1–3 %. Возьмём 10 %-й запас, т.е:

$$I_{r,Q18} \geq 1,1 \cdot I_d = 1,1 \cdot 190 = 209 \text{ А.}$$

Из трёх значений, выбираем в качестве уставки тока защиты от перегрузки наибольшее значение $I_s = I_{r,Q18} = 209 \text{ А}$.

Ближайшее приближение ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q18 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А и А'. Сначала рассмотрим прохождение ВТХ выключателя Q18 вблизи точки А.

ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q18 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности $\Delta t = 0,3 \text{ с}$. Координаты точки А равны $I_A = 523 \text{ А}/7,838 \text{ кА}$ (максимальное значение тока срабатывания селективной токовой отсечки выключателя QF1) и $t_A = 17 \text{ с}$. Следовательно, координаты точки Б будут:

$$t_B = t_A + \Delta t = 17 + 0,3 = 17,3 \text{ с}; I^A = I^B = 523 \text{ А.}$$

или кратность тока (отношение к току срабатывания защиты $I_s = I_{r,Q11}$) в точке Б будет равна:

$$I_*^B = \frac{I^B}{I_s} = \frac{523}{209} = 2,5.$$

Выбираем тип кривой ЕІТ, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 2$ и $K = 80$.

Рассчитываем коэффициент T_{MS}^B для кривой, проходящей через точку Б:

$$T_{MS}^B = \frac{t(I_*^B) \cdot [(I_*^B)^\alpha - 1]}{K} = \frac{17,3 \cdot (2,5^2 - 1)}{80} = 1,135$$

Теперь рассчитаем точки защитной характеристики по формуле:

$$t_{с.з}^B(I_*^B) = \frac{K \cdot T_{MS}^B}{(I_*^B)^\alpha - 1}$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{с.з}^B = f(I_*^B)$, проходящей через точку Б. Для кратности тока $I_*^B = 1,1$ получим:

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

$$t_{C.3}^B(I_*^B) = \frac{80 \cdot 1,135}{(1,1)^2 - 1} = 432,4 \text{ с.}$$

Остальные расчеты сведены в табл. 11.1 (строка для кривой Е1Т).

Таблица 11.1 – Расчет ВТХ

Тип кривой	К	α	$I_S = I_{r.Q18}, \text{ А.}$	$t^B, \text{ с}$	$I_*^B, \text{ о.е.}$	T_{MS}^B	$t_{C.3}^B, \text{ с, при разных } I_*^B, \text{ о.е./А}$						
							$\frac{1,1}{230}$	$\frac{1,2}{251}$	$\frac{1,5}{314}$	$\frac{2,5}{523}$	$\frac{5}{1045}$	$\frac{10}{2090}$	$\frac{7,02}{}$
Е1Т	80	2	209	17,3	2,5	1,135	433	207	72,6	17,3	4,8	1,1	1,8

Селективная токовая отсечка

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

Отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН $I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}}$:

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q18} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}} = \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot K_{CЗП} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 2,2 \cdot 154 = 399 \text{ А,}$$

где $K_{H.O} = 1,1$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания защиты);

$K_{CЗП} = 2,2$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения внешнего КЗ и последующего действия автоматического ввода резерва (АВР);

$I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}}$ – пиковый ток трансформатора Т1 на стороне ВН.

Должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1:

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q18} \geq K_{H.COГЛ} \cdot I_{C.CO.ПРЕД} = K_{H.COГЛ} \cdot \frac{I_{sd.QF1}}{K_U} = 1,3 \cdot \frac{7125}{15} = 617,5 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{sd.Q1} = 617,5 \text{ А.}$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите:

$$t_{sd.Q18} = t_{sd.QF1} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с,}$$

где $t_{sd,QF1}$ – время срабатывания предыдущей защиты (вводного автоматического выключателя QF1);

$\Delta t = 0,3c$ – ступень селективности по времени для микропроцессорных защит.

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети. Учитывая, что в рассматриваемом примере ток двухфазного КЗ больше тока однофазного КЗ, определим коэффициент чувствительности к току однофазного КЗ.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Y/Y_Н-0 силового трансформатора Т1 коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора Т1 можно записать:

$$K_{ч.СО}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{к.мин}^{(1)}}{3 \cdot I_{с.СО} \cdot K_U} = \frac{2 \cdot 7722}{3 \cdot 617,5 \cdot 15} = 0,56 \leq K_{ч.СО.доп} = 1,5.$$

Следовательно, селективная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

Мгновенная токовая отсечка.

Ток срабатывания $I_{i,Q18}$ МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий:

Отстройки от максимального тока трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7:

$$I_{с.МО} = I_{i,Q18} \geq K_{н.О} \cdot I_{к.МАКС}^{(3)Ж.ВН} = 1,15 \cdot \frac{20240}{15} = 1552 \text{ А,}$$

где $K_{н.О} = 1,15$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) отсечки.

Отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора Т5 при его включении:

$$I_{с.МО} = I_{i,Q18} \geq I_{НАМ} = K_{ОТС} \cdot I_{Т.Н}^{ВН} = 5 \cdot 60,6 = 303 \text{ А,}$$

где $K_{ОТС} = 5$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания $I_{НАМ}$ при включении силового трансформатора.

Согласование с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1:

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		94

$$I_{C.MO} = I_{i.Q18} \geq K_{H.COGL} \cdot I_{C.MGN.PRED} = K_{H.COGL} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_U} = 1,3 \cdot \frac{20000}{15} = 1734 \text{ A},$$

где $K_{H.COGL} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования защит.

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{C.MO} = I_{i.Q18} = 1734 \text{ A}$.

Мгновенная токовая отсечка должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора Т7 – должен быть определен соответствующий коэффициент чувствительности и сопоставлен с требованиями ПУЭ. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{Ч.СО}^{(2)} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{C.MO}} = \frac{5900}{1734} = 3,4 \geq K_{Ч.МО.ДОП} = 2.$$

11.4 Защита магистральной линии

На рисунке 11.1 показана схема питания двух двухтрансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ по магистральным линиям присоединением с помощью вакуумных выключателей трансформаторов к питающим линиям.

Рабочий максимальный ток КЛ7 и 8 определен из условия, что они питают две ТП, на каждом из которых установлено 2 трансформатора по 1000кВА.

Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки пикового тока. Для этого рассчитаем максимальный рабочий ток, протекающий по КЛ7:

$$I_{РАБ.МАКС.Q16} = 2 \cdot I_{РАБ.МАКС.T7} = 2 \cdot 154 = 308 \text{ A}.$$

Тогда:

$$I_{ПИК.Q16} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.Q16} = 1,8 \cdot 308 = 554,4 \text{ A},$$

где $K_{СЗП} = 1,8$ – коэффициент самозапуска на этом уровне СЭС.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока:

$$I_{C.CЗ} = \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{ПИК.Q16}^{ВН} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 554,4 = 652,2 \text{ A},$$

где $K_{H.O} = 1,1$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания защиты);

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

$I_{\text{ПИК.Q16}}^{\text{ВН}}$ – пиковый ток, проходящий через выключатель Q16.

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q16 должны быть согласована у уставкой селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q18:

$$I_{\text{sd.Q16}} \geq K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot I_{\text{sd.Q18}} = 1,3 \cdot 617,5 = 802,75 \text{ А,}$$

где $K_{\text{Н.СОГЛ}} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и разброса параметров срабатывания.

Таким образом, за ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{\text{С.СЗ}} = 802,75 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q16 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q18:

$$t_{\text{sd.Q16}} = t_{\text{sd.Q18}} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т7 в минимальном режиме и вычисляется по выражению:

$$K_{\text{ч.СЗ}}^{(2)\text{Д}} = \frac{5900}{802,75} = 7,35 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ $I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}$ или $I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Ж}}$ за трансформатором Т7 (точка Ж). В рассматриваемом примере минимальным является ток $I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}} = 7,722 \text{ кА}$:

$$K_{\text{ч.СЗ}}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}}{3 \cdot I_{\text{sd.Q16}} \cdot K_{\text{У}}} = \frac{2 \times 7722}{3 \cdot 802,75 \cdot (10000/400)} = 0,43 \leq K_{\text{ч.ДОП}} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность только в своей зоне действия.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{\text{sd.Q16}} = 802,75 \text{ А}$ кривая должна пройти через

точку Q16 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q16} = 0,9$ с при токе $I_*^{Q6} = 10 \cdot I_{sd.Q16} = 8027,5$ А. Рассчитаем коэффициент T_{MS} :

$$T_{MS}^{Q16} = \frac{0,9 \cdot (10^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,303.$$

Определим время срабатывания защиты t_{sd} при кратности тока $I_*^{Q16} = 1,1$:

$$t_{sd}^{Q16}(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,303}{(1,1)^{0,02} - 1} = 22,2 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчёты точек защитной характеристики сводим в табл.9.

Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей магистральную линию, питающей несколько ТП, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ $I_{K.MAKC}^{(3)Ж}$ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7 трансформаторной подстанции ТП1:

$$I_{C.MOH.Q16} = I_{i.Q16} \geq K_{HO} \cdot \frac{I_{K.MAKC}^{(3)Ж}}{K_U} = 1,15 \cdot \frac{20240}{15} = 1552 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть отстроена от бросков тока намагничивания включаемых трансформаторов магистральной линии:

$$I_{i.Q16} \geq I_{НАМ} = K_{ОТС} \cdot 2 \cdot I_{Т.Н} = 3 \cdot 2 \cdot 60,6 = 363,6 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q18:

$$I_{i.Q16} \geq K_{СОГЛ} \cdot I_{i.Q18} = 1,3 \cdot 1734 = 2254,2 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q16} = 2254,2$ А.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q16} = 0 = 0$ с) и действует на отключение выключателя Q16.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

РП, от которого питается магистральная линия КЛ7–КЛ9 в минимальном режиме работы сети. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{\text{ч.МО}}^{(2)} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(2)\Gamma}}{I_{i.Q16}} = \frac{6340}{2254,2} = 2,8 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП.

11.5 Защита КЛ7 и КЛ 9 от однофазных замыкания на землю

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SeramS20 – Рисунок 11.5.

Собственный ёмкостный ток какой-либо кабельной линии определяется по выражению:

$$I_{\text{Ci}} = I_{\text{удi}} \cdot L_{\text{КЛi}},$$

где $I_{\text{удi}}$ – удельный емкостный ток кабельной линии [40, табл. 18.1], А/км;

$L_{\text{КЛi}}$ – длина линии, км.

Тогда

$$I_{\text{С.КЛ7}} = I_{\text{С.КЛ9}} = 0,89 \cdot 0,45 = 0,4 \text{ А.}$$

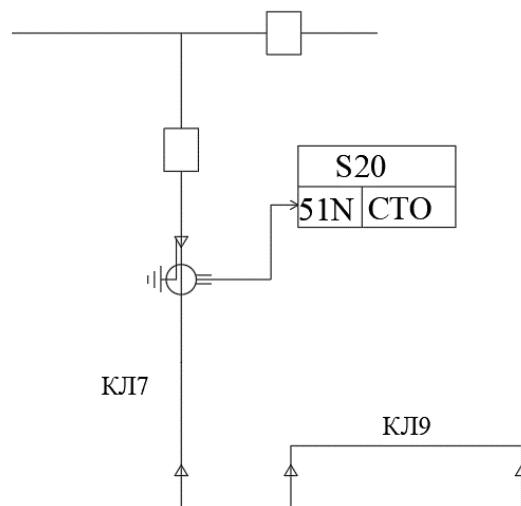


Рисунок 11.5 – Защита КЛ7 и КЛ9 от ОЗЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

98

Ток срабатывания защиты $I_{C.3i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА4 защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{C.3Pi}$)

$$I_{C.3} \geq K_{H.C.} \cdot K_{BP} \cdot I_{C.3Pi},$$

где $K_{H.C.} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$K_{BP} = 1$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства SEPAM).

Для магистральной линии собственный ток защищаемого присоединения $I_{C.3PiL7}$ равен ёмкостному току этой магистральной линии:

$$I_{C.3PiL7} = I_{C.KL7} + I_{C.KL9} = 0,4 \cdot 2 = 0,8 \text{ А.}$$

Таким образом,

$$I_{C.3} \geq K_{H.C.} \cdot K_{BP} \cdot (I_{C.KL7} + I_{C.KL9}) = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,8 = 0,96 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч.КЛ7} = \frac{I_{O33} - I_{C.3PiL7}}{I_{C.3.КЛ7}} = \frac{25,15 - 0,8}{0,96} = 25,3 \geq K_{ч.доп} = 1,25 - 1,5.$$

Следовательно, защита магистральной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

На рисунке 11.6 представлена схема защиты линии с использованием терминала Sepam 20. В таблице 11.4 приведена спецификация на используемое оборудование.

Выводы по 11 разделу

В данном разделе дипломного проекта выполнен расчет уставок релейной защиты, выполненной на терминалах Sepam. Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени.

Таблица 11.2 – Параметры выключателей

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель, реле защиты	I _{РАБ.МАКС} , А/А	I _п , А/А	Защита от перегрузки					Время срабатывания Δt_r , с при значениях тока, А/кА, отнесённого к I _r
				I _r , А/А	$\frac{I_r \cdot C}{I_{nd2} \cdot A/A}$, о.е.	$\frac{I_r \cdot C}{I_{d2} \cdot A/A}$, о.е.	$\frac{I_r \cdot C}{I_2}$, кА	$\frac{I_r \cdot C}{I_2}$, о.е.	
Выключатель на стороне ВН	Q18, Seram, T20	154	–	209	–	–	$\frac{1,1}{2090}$	–	–
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	QF1 Masterpac NW32H2 Micrologic 5.0 А	$\frac{154}{2309}$	$\frac{167}{2500}$	$\frac{159}{2375}$	$\frac{10000}{166,3}$ $\frac{2494}{1,05 \cdot I_r}$	$\frac{10000}{190}$ 2850	$\frac{4}{950}$ $\frac{14,25}{1,20 \cdot I_r}$	$\frac{70-100}{237}$ $\frac{3,56}{1,5 \cdot I_r}$	$\frac{3,2-4}{950}$ $\frac{14,25}{6 \cdot I_r}$ $\frac{2,16-2,7}{1140}$ $\frac{17,1}{7,2 \cdot I_r}$

Таблица 11.3 – Параметры выключателей

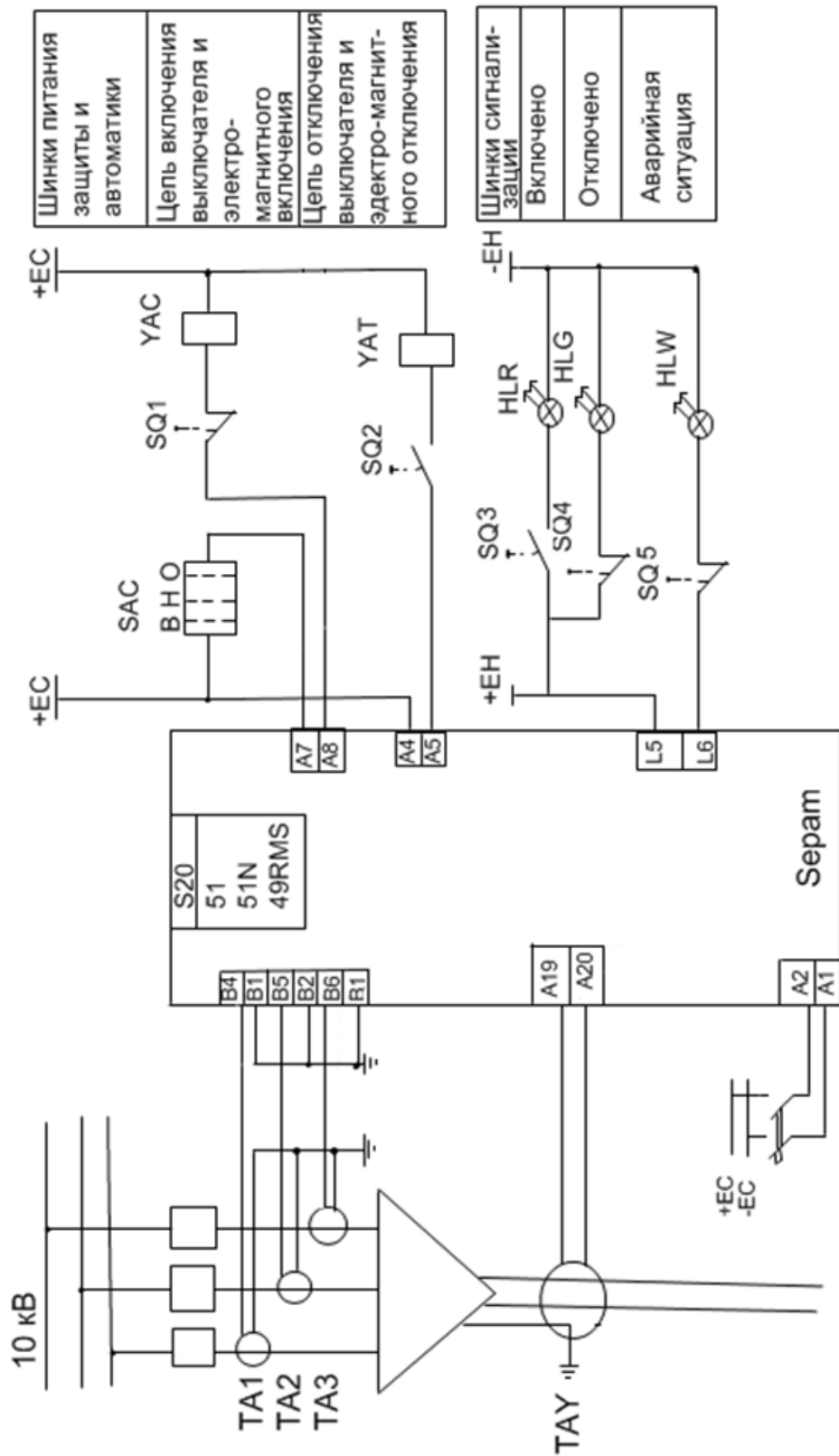
Место установки щиты	Выключатель, тип, расцепитель	Селективная токовая отсечка				Мгновенная токовая отсечка				
		I _{ПИК} , кА	I _{sd} , А/кА	ΔI_{sd} , А/кА	t _{sd} , с	ΔI_{sd} , А/кА	I _r , А/кА	ΔI_r , А/кА	I _{К.МАКС} ⁽³⁾ , А/кА	I _{сш} , А/кА
Выключатель на стороне ВН	Q18	338	617	–	0,6	515 7,722	1734	–	12,88	–
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	QF1	$\frac{338}{5,08}$	$\frac{475}{7,2}$	$\frac{427-523}{6,412-7,838}$	0,3		$\frac{1333}{20}$	$\frac{1,2-1,467}{28,8-35,2}$	$\frac{1350}{20,24}$	100

Таблица 11.4 – Параметры выключателей

Место установки за-щиты (вы-ключа-тель)	I _{p.МАКС} , А	K _{СЗП}	I _{пик} , А	I _{sd} , А	Уставки времени		Тип кри-вой	T _{MS} ^N	t _{сз} , с, при разных I*, А					K _{ЧСЗ} ^{ОСН}	K _{ЧСЗ} ^{РЕЗ}	I _i , А	I _{К.МИН} ⁽²⁾ , кА	K _{ЧМО} ⁽²⁾	
					t _{sd} , А	10·I _{sd} , А			1,1	2	3	6	10						20
Q16	308	1,8	554,4	802	0,9	8030	SIT	0,303	883	1605	1909	4816	8027	16050	7,35	0,43	2254	6,340	2,8
Q18	154	2,2	338,8	618	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,56	–	1734	5,9	3,4

Селективная защита

МТО



Шинки питания защиты и автоматики
Цепь включения выключателя и электро-магнитного включения
Цепь отключения выключателя и электро-магнитного отключения

Шинки сигнализации
Включено
Отключено
Аварийная ситуация

Рисунок 11.6 – Схема защиты линии с использованием терминала Sepam S20

Таблица 11.5 – Спецификация на оборудование

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Количество	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
HLR	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Красная
HLG	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Зеленая
SQ1-SQ5	Путевой выключатель конечный		5	
YAC	Электромагнит включения		1	
YAT	Электромагнит отключения		1	
BHO	Переключатель		1	Буквами О, Н, В соответственно обозначено «отключить», «нейтральное положение», «включить»

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

103

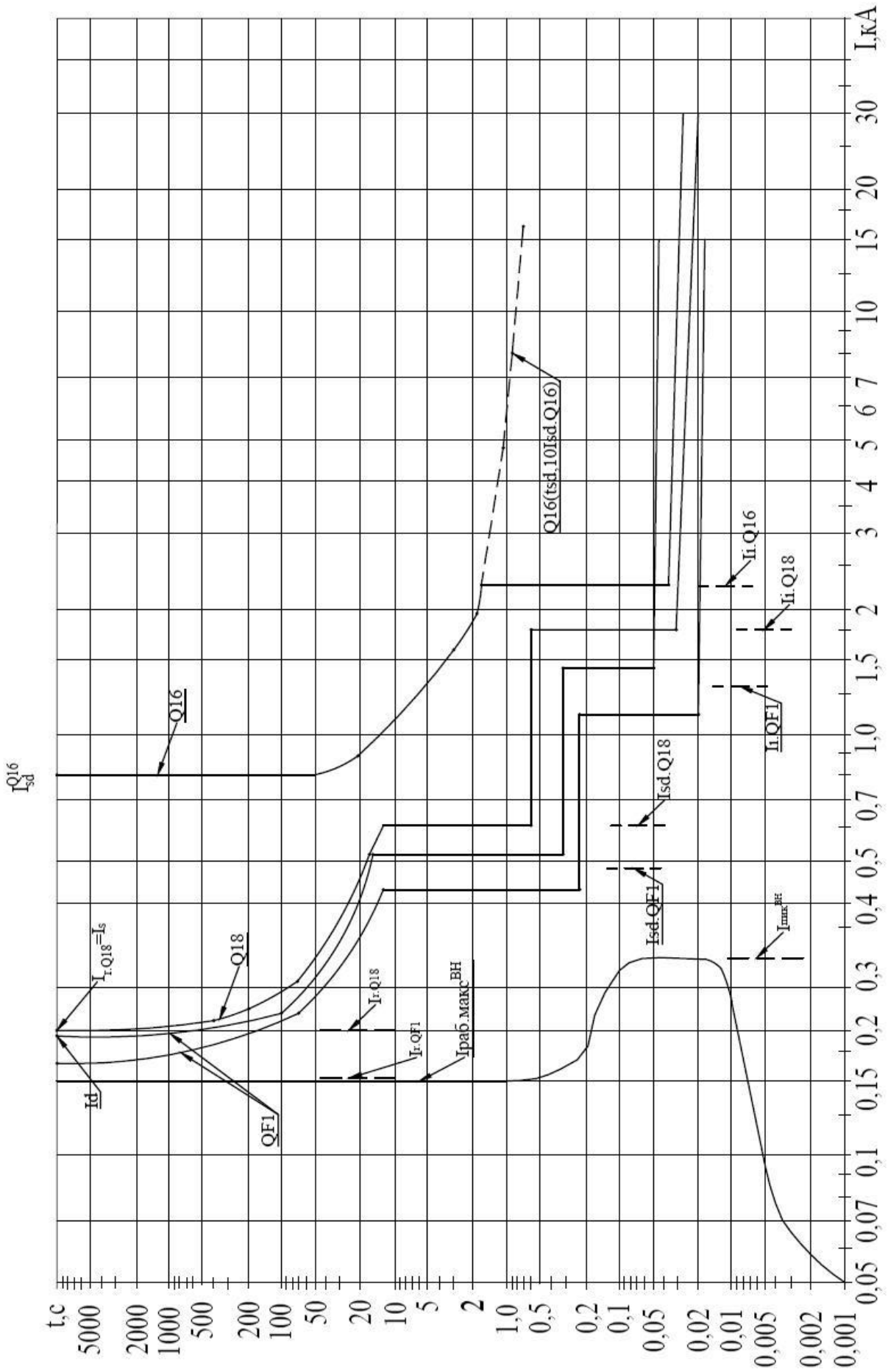


Рисунок 11.7 – Карта селективности выключателей QF1, Q16, Q18

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Группа цехов основного производства трубопрокатного завода на Южном Урале (в Средней полосе Европейской части РФ). Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках). Схема внешнего электроснабжения имеет напряжение 110 кВ.

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании [40] с учетом требований технического задания, ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая плюс 2;
- наибольшая плюс 40;
- наименьшая минус 39;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 34;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0=500$ Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_{II}=120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190 см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 40 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [11, таблица 4.2.5], представлены в таблице 12.1.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	110 кВ
1	2	3	4
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	1100

Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы установлены так, чтобы обеспечивались удобные и

безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей.

Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок под катки.

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

Расположение задвижек охлаждающих устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) устанавливаются за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором.

Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 4,5 м.

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием.

Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

Окраска токоведущих частей

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		107

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно [11] при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

Электрозащитные средства

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [41] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой (пусть в бригаде 4 человека), представленный в таблице 12.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

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

№	Наименование средства защиты	Количество
1	Изолирующая штанга (универсальная)	
1.1	110 кВ	2 шт.
1.2	10 кВ	2 шт.
2	Указатель напряжения	
2.1	110 кВ	2 шт.
2.2	10 кВ	2 шт.
3	Диэлектрические перчатки	4 пары
4	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
5	Переносные заземления	
5.1	110 кВ	4 шт.
5.2	10 кВ	4 шт.
6	Защитные ограждения (щиты)	4 шт.
7	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8	Противогаз изолирующий	2 шт.
9	Защитные очки или щитки	2 шт.

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения. Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого

воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

12.2 Электробезопасность

Согласно [42] электробезопасность на трубопрокатном заводе обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Обеспечение электробезопасности техническими способами и средствами

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);
- изоляция рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- электрическое разделение;
- предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное экранирование;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- простое и защитное разделения цепей;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсацию токов замыкания на землю;

- электроизоляционные средства;
- средства индивидуальной защиты

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на основной группе цехов трубопрокатного завода:

- 1 оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 2 допуск к работе;
- 3 надзор во время работы;
- 4 оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, то есть соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение – отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства и ПС оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки. Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, имеют сигнализацию положения разъединителя.

Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, надежно соединены с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		110

На трубопрокатном заводе для всех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно [43] расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10...12 мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром не менее 6 мм.

Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рис.12.1). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с [11, п.1.7.90] продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью $S_{ОРУ} = 58,8 \cdot 39,5 = 2327 \text{ м}^2$. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта

$\rho_1 = 200 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$ (с учетом промерзания), при $h_1 = 2 \text{ м}$ удельное сопротивление ниж-

него слоя грунта $\rho_1 = 50 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$. Расстояние от поверхности земли до заземлителя

$t = 0,7 \text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_B = 5 \text{ м}$; глубина заложения $t' = 3,2 \text{ м}$.

Число вертикальных заземлителей $n_B = 70 \text{ шт.}$

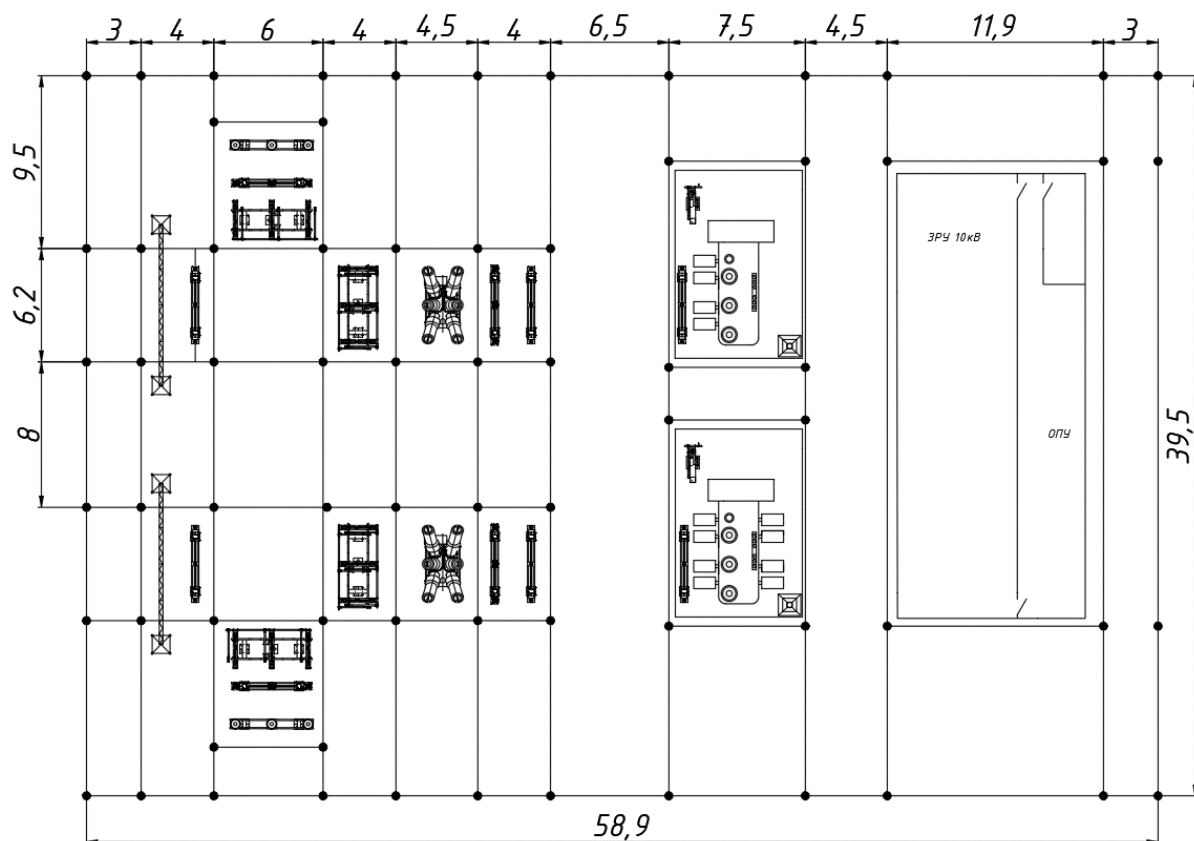


Рисунок 12.1 – Предварительная схема исполнения заземлителя ГПП

В соответствии со схемой исполнения заземлителя (рисунок 12.1) суммарная длина горизонтальных электродов составит:

$$L_r = 25,5 \cdot 4 + 7,5 \cdot 4 + 6 \cdot 2 + 7,5 \cdot 4 + 11,9 \cdot 2 + 39,5 \cdot 12 + 58,9 \cdot 2 = 789,6 \text{ м.}$$

Общая длина вертикальных заземлителей составит $L_v = 70 \cdot 5 = 350 \text{ м.}$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{z, \text{доп}} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, суммарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_e \cdot R_z}{R_e + R_z}, \quad (12.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 125 \text{ м}$; каждая линия имеет

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

112

один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{\text{оп}} = 12 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{\text{оп}} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_T}},$$

где n_T – количество тросов на опоре.

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{\text{оп}} \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{50 \cdot 2}} = 0,75 \text{ Ом}.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{2327} = 48,24 \text{ м}.$$

Число ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{789,6}{2 \cdot 48,24} - 1 = 7,2 \text{ шт.}$$

Примем $m = 8$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,24 \cdot (9 + 1) = 868,32 \text{ м}.$$

Длину стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{48,24}{8} = 6,03 \text{ м}.$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{n_B} = \frac{48,24 \cdot 4}{70} = 2,7 \text{ м}.$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

113

Относительная глубина:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 3,2}{48,24} = 0,17.$$

Относительная длина верхней части вертикального электрода:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_{\text{отн}}}{l_{\text{в}}} = \frac{2 - 0,17}{5} = 0,37.$$

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \quad (12.2)$$

Поскольку

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{200}{50} = 4 \leq 10,$$

то значение k определяем по уравнению:

$$k = 0,43 \cdot (l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}}));$$
$$k = 0,43 \cdot (0,37 + 0,272 \cdot \ln(\frac{2,7 \cdot \sqrt{2}}{5})) = 0,128.$$

Тогда по выражению 12.2:

$$\rho_3 = 50 \cdot \left(\frac{200}{50}\right)^{0,128} = 59,7 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению:

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\text{г}} + L_{\text{в}}}, \quad (12.3)$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

114

Поскольку:

$$0 \leq t_{\text{отн}} = 0,17 \leq 0,5,$$

то значение А определяем по уравнению:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{\text{отн}};$$
$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,17 = 0,343.$$

Тогда по выражению (12.3):

$$R_3 = \frac{0,343 \cdot 60,8}{48,24} + \frac{59,7}{789,6 + 350} = 0,485 \text{ Ом.}$$

Найдем суммарное сопротивление заземлителя по выражению (12.1):

$$R_{\Sigma} = \frac{0,75 \cdot 0,485}{0,75 + 0,485} = 0,295 \text{ Ом.}$$

Таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению, согласно ПУЭ.

12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное. Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 110/10кВ группы цехов основного производства трубопрокатного завода, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям [44].

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

На щитах управления подстанции, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		115

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции и на диспетчерском пункте аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения переключается на аккумуляторную батарею. На подстанции тракторного завода предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в тех помещениях, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Прожектора размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторам типа LEADER LED 100 D75 [45] со светодиодной лампой мощностью 105 Вт, питающимися от сети переменного тока напряжением 230 В. Световой поток светильника равен 12000 лм. Общий вид прожектора представлен на рисунке 11.3

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (трансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

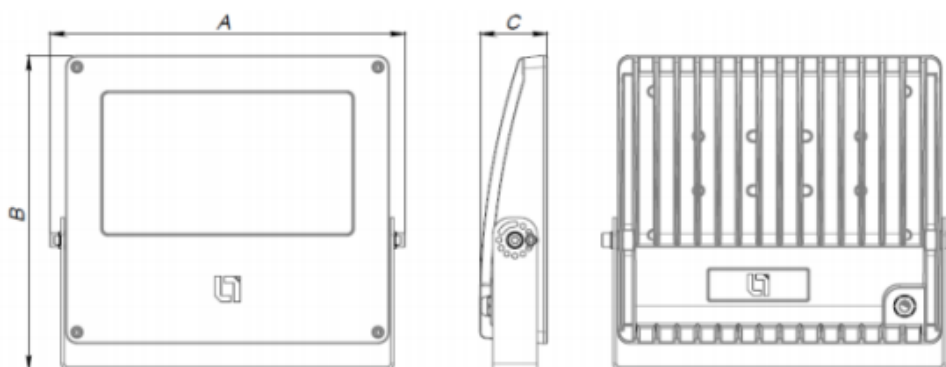


Рисунок 12.2 – Общий вид прожектора LEADER LED

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

116

Таблица 12.3 – LEADER LED 100 D75

Тип прожектора	Макс. сила света, кд	Световой поток, лм	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее		КПД %, не менее	Габаритные размеры, мм, не более		
			в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости		Н	В	L
LEADER LED 100 D75	12000	12000	–	17	95	64	295	335

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ машиностроительного завода, площадь которого составляет 2327 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (12.4)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,8$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10$ лк, согласно СП 52.13330.2011 (табл.10), XII разряд зрительной работы (отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего 0,02-0,05).

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 2327 \cdot 1,4 \cdot 1,2 = 39090 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta}, \quad (12.5)$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток лампы прожектора, лм;

η – КПЖ прожектора, о.е.

$$N = \frac{39090}{12000 \cdot 0,95} = 3,43 \text{ шт.}$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}, \quad (12.6)$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора, кд.

$$H = \sqrt{\frac{12000}{700}} = 4,1 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке 4 прожектора типа LEADER LED 100 D75, установленными на высоте 4,1 м.

12.4 Пожарная безопасность

Категория пожарной опасности

По РД 34.03.350-98 определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения. Согласно этому документу закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) относятся к В4 категории помещения по пожарной опасности. Однако, наружные установки (ОРУ) по взрывопожарной и пожарной опасности из-за наличия масляных трансформаторов относят к категории ВН (взрывопожароопасная). Представим категории пожароопасности в таблице 12.5.

Таблица 12.5 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
ОРУ 110 кВ	ВН
ЗРУ 10 кВ	В4

Так как место для пожарного щита есть по «Правилам противопожарного режима в РФ» требуется установка щита типа ЩП-Е. Комплектация представлена в таблице 12.6.

Таблица 12.6 – Комплектация ЩП-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Количество
Крюк с деревянной рукояткой	1
Комплект для резки электропроводов: Ножницы, диэлектрические боты и коврик	1
Покрывало для изоляции очага возгорания	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком 0,5 м ³	1

Согласно СП 5.13130.2009 на ЗРУ-10 кВ не требуются установки автоматического пожаротушения, так как оно относится к категории В4 по пожарной и взрывопожарной опасности.

Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000 °С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 12.4), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДНМ-63000/10000/110/10 объем масла составляет 21 тонну).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосорбник вместимостью 25 м³.

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

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосорбнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТРДНМ – 63000/10000/110/10, должно быть не менее 1,25 м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

12.5 Расчет молниезащиты подстанции

Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 12.5).

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		119

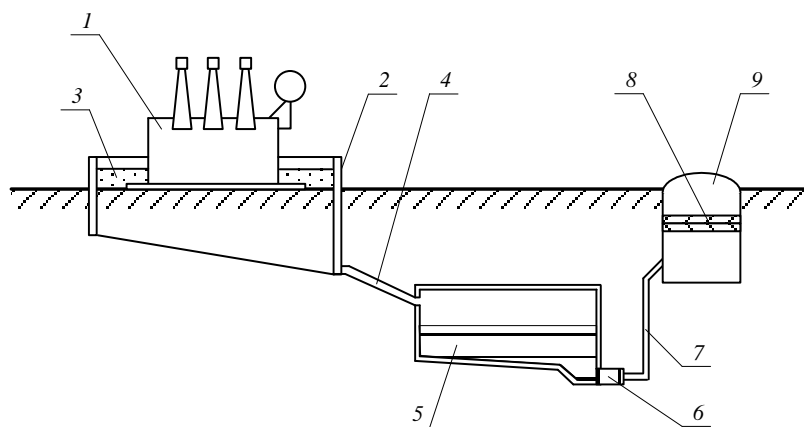


Рисунок 12.4 – Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора: 1 – трансформатор; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования

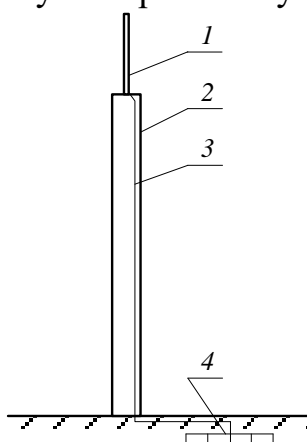


Рисунок 12.5 – Конструкция стержневого молниеотвода

Для Урала, где планируется расположение трубопрокатного завода, характерное количество грозовых часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.6). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [46]. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (12.7)$$

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

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

где p – коэффициент для разных высот молниеотвода;

h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30 \text{ м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h \geq 30 \text{ м.}$$

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

где $a=38$ м, $b=23$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

$$D = \sqrt{38^2 + 23^2} = 44,4 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта $h_x = 10$ м.

Примем, что высота молниеотвода $h < 30$ м ($p = 1$), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8}; \quad (12.8)$$

$$h = \frac{44,4 + 8 \cdot 10}{8} = 15,5 \text{ м.}$$

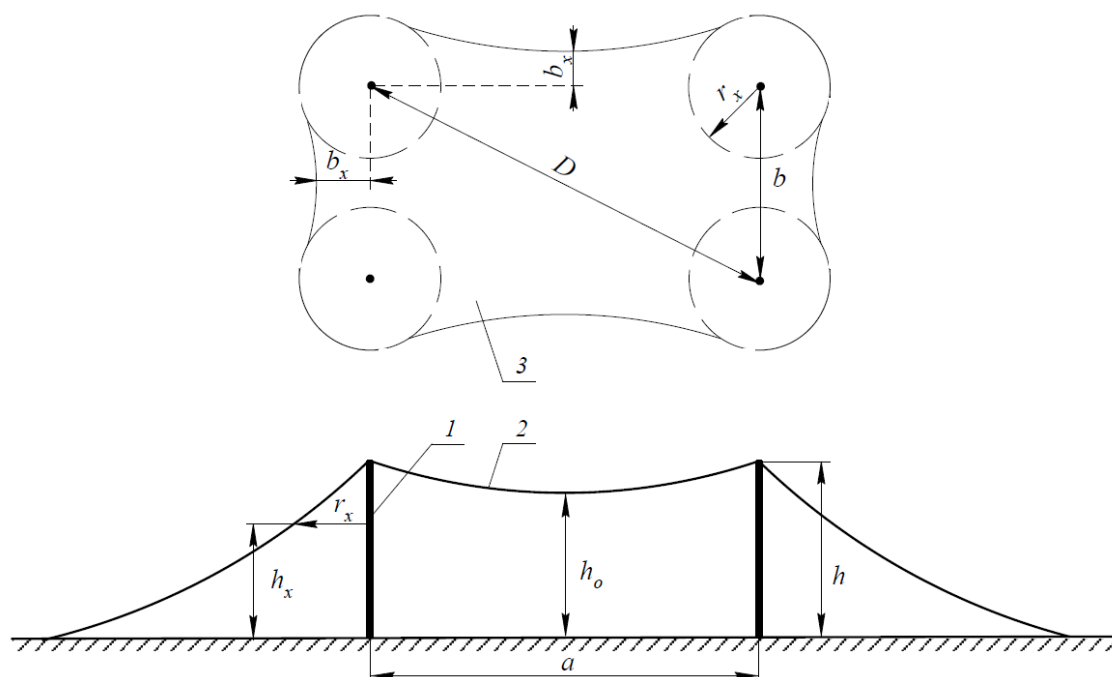


Рисунок 12.6 – Молниезащита подстанции: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

Примем высоту молниеотвода 16 м.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

121

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x);$$

$$44,4 \leq 8 \cdot 1 \cdot (16 - 10);$$

$$44,4 \leq 48.$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003.

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по 12 разделу

В данном разделе дипломного проекта спроектирован и рассчитан заземлитель открытого распределительного устройства, сопротивление которого удовлетворяет ПУЭ. Для освещения территории ОРУ используется 4 прожектора на высоте 4,1 м. Для защиты от прямого попадания молнии в электрооборудование или здание ЗРУ на ГПП устанавливаются 4 молниеотвода высотой 16 м.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		122

13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Решение задачи электроснабжения промышленного предприятия в конкретных условиях может иметь несколько вариантов: с применением разных напряжений; различными способами передачи электрической энергии или конструктивным исполнением сетей. Такие варианты возникают даже при использовании основных принципов построения электроснабжения: применение глубокого ввода, разукрупнение подстанций, равнонадежность СЭС и технологического оборудования и т.д.

Учитывая вышесказанное, выбор основывается на технико-экономическом сравнении, при этом к сопоставлению принимаются только те варианты, которые удовлетворяют всем требованиям (категория надежности электроснабжения, качество электрической энергии и т.д.)

В данном разделе проводится сравнение двух схем электроснабжения цехов – магистральной и радиальной.

13.1 Техничко-экономическое сравнение

Техничко-экономический расчет вариантов был произведен ранее в разделе 7 по критерию минимума годовых приведенных затрат:

$$Z_{r\Sigma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3. \quad (13.1)$$

Таблица 13.1 – Техничко-экономическое сравнение

Вариант схемы	Кап. затраты К, тыс.руб	Приведенные кап. затраты $E \cdot K$, тыс.руб/год	Стоимость потерь электроэнергии C_3 , тыс.руб	Затраты Z_r тыс. руб/год
Радиальная	3449	657,9	20,29	678,69
Магистральная	2322	442,23	37,66	480,9

Сравнение приведенных затрат двух вариантов:

$$\frac{Z_{\text{рад}} - Z_{\text{маг}}}{Z_{\text{рад}}} \cdot 100\% = \frac{678,69 - 480,9}{678,69} \cdot 100\% = 29\%.$$

Для электроснабжения цеха была принята магистральная схема, для которой приведенные затраты на 28% меньше, чем у радиальной.

13.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

Таблица 13.2 – SWOT-анализ магистральной схемы внутреннего электроснабжения

<p>S (Сильные стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Малый расход кабельной продукции; 2) Сокращение оборудования в ЗРУ; 3) Эффективная загрузка линий; 	<p>W (Слабые стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Большие потери напряжения и мощности; 2) При повреждении линий, отходящих от ГПП нарушается электроснабжение всех потребителей магистрали 3) Использование большего количества ячеек в ТП цеха
<p>O (Возможности):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Подключение новых потребителей 2) Широкий выбор оборудования. 	<p>T (Угрозы):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Большие ущербы от простоя технологического процесса, при аварии питающей линии

Таблица 13.3 – SWOT-анализ радиальной схемы внутреннего электроснабжения

<p>S (Сильные стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Высокая надежность электроснабжения 2) Малые потери напряжения и мощности в сети; 3) Уменьшение габаритов ТП, вследствие использования меньшего количества оборудования 	<p>W (Слабые стороны):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Большой расход кабельной продукции 2) Использование большего количества отходящих ячеек в ЗРУ; 3) Малая загрузка линий
<p>O (Возможности):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Подключение ответственных потребителей большой мощности 2) Широкий выбор оборудования. 	<p>T (Угрозы):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Невозможность подключения новых ТП

Сравнительный SWOT-анализ показал, что рассматриваемые схемы имеют одинаковое количество сильных сторон, но так как магистральная схема менее затратна для электроснабжения принимаем ее.

13.3 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности

Дерево целей (рисунок 13.1) – иерархическая структура, состоящая из глобальной цели, целей и подцелей программы и отражающая их подчиненность, внутренние взаимосвязи.

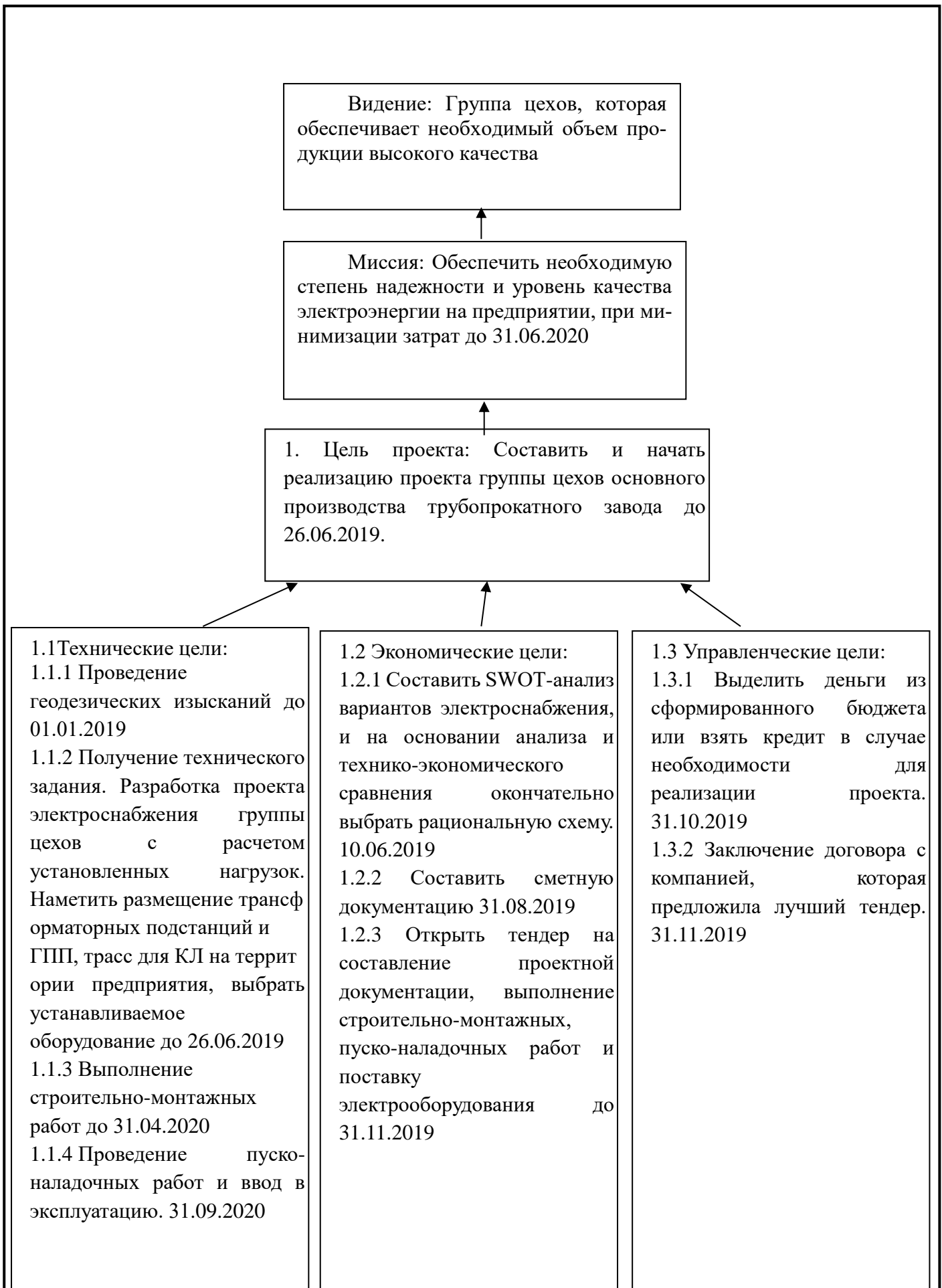


Рисунок 13.1 – Дерево целей

13.4 Модель пирамиды целеполагания

Модель пирамиды целеполагания (рисунок 13.2) нужна для разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия. Цели должны соответствовать принципам SMART, такие как определение специфики темы проекта, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по величине и по времени.

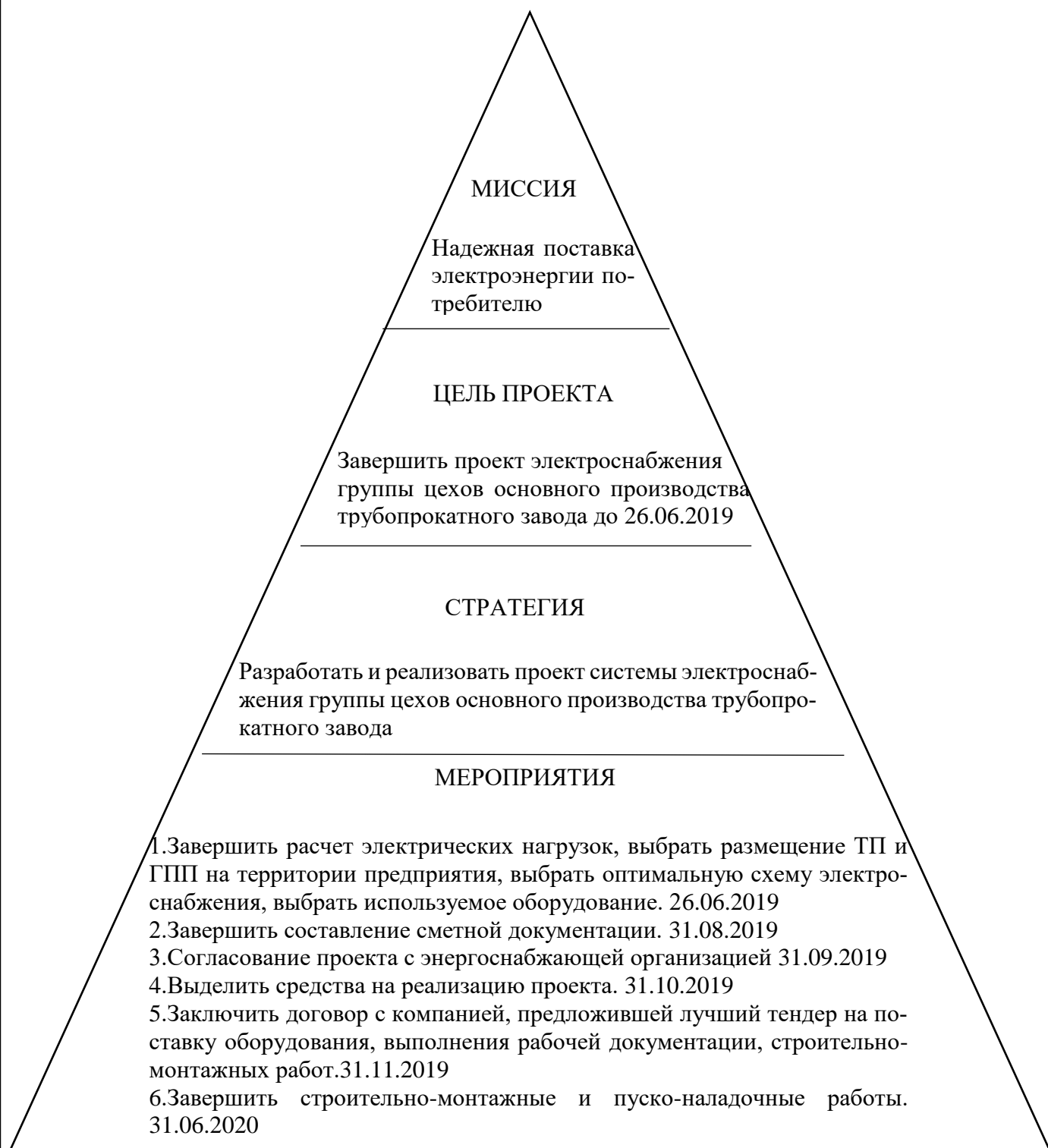


Рисунок 13.2 – Модель пирамиды целеполагания

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ

Лист

126

13.5 Модель поля сил реализации проекта

Анализ поля сил – это метод, использующийся для выявления и оценки группы факторов, влияющих на изменение экономической составляющей организации.

Целью данного метода является оценка сильных и слабых сторон организации.

Данный метод используется для понимания того, почему происходят или не происходят изменения в организации. Анализ поля сил помогает разработать конкретные стратегии проведения изменений в организации.

Движущие и сдерживающие силы реализации целей проекта показаны на схеме поля сил (рисунок 13.3). «Мощность» сил показана разной шириной стрелок (как сильные, средние, слабые).

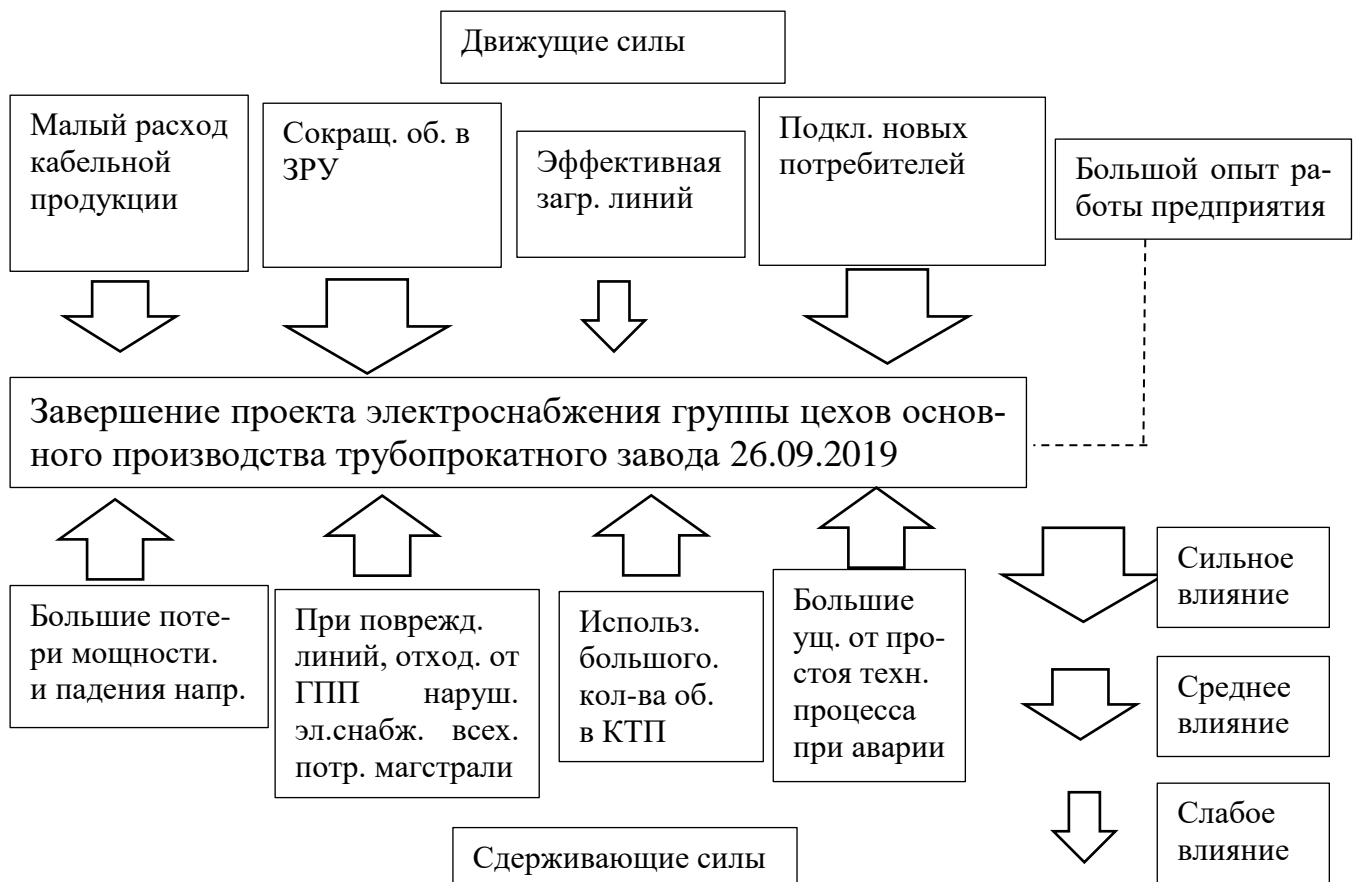


Рисунок 13.3 – Модель поля сил реализации проекта

Движущие силы:

- малый расход кабельной продукции – влияние среднее, уменьшаются капиталовложения, а также занимаемая территория под траншеею;
- сокращение оборудования в ЗРУ – влияние среднее, уменьшается занимаемое место в закрытом РУ, меньшие капиталовложения в ячейки КРУ;
- эффективная загрузка линий – влияние малое, кабель загружен оптимально, следовательно, выбор проведен верно;
- подключение новых потребителей – влияние сильное, имеется возможность расширения;

Сдерживающие силы:

- большие потери мощности и падание напряжения – влияние среднее, большая стоимость потерь электроэнергии;
- при повреждении обеих линий магистрали нарушается электроснабжение всех потребителей магистрали – влияние среднее, может нарушиться технологический процесс, что повлечет за собой большие ущербы;
- использование большого количества оборудования в КТП – влияние среднее, так как увеличивается занимаемое место в цехе.

13.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

План реализации проекта представлен в таблице 9.4. Комплекс работ по реализации проекта показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ (таблица 13.4).

Таблица 13.4 – План-график Ганта

Этап работы	Исполнитель	Количество исполнителей	Продолжительность этапа, мес												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
1 Разработка проекта к 26.06.2019	Проектный отдел	6													
2. Составление рабочей и сметной документации до 31.08.2019	Проектный, сметный отдел														
3 Согласование проекта с энергоснабжающей организацией 31.09.2019	ГИП	1													
4 Выделение материальных средств на реализацию проекта 31.10.2019	Бухгалтерский отдел	3													
4 Проведение тендера на выполнение строительно-монтажных работ 31.11.2019	Ген. Директор	1													
5 Проведение электромонтажных и пусконаладочных работ 31.06.2020	Сторонняя организация	20													

Выводы по 13 разделу

В данном разделе дипломного проекта был проведен SWOT-анализ двух схем электроснабжения: радиальной и магистральной. Составлено дерево целей, и пирамида целеполагания проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте представлено электроснабжение группы цехов основного производства трубопрокатного завода.

Расчет нагрузок по цеху произведен в соответствии с действующими руководящими указаниями. К установке в КТП цеха приняты трансформаторы ТМГ.

По формуле Стилла было определено, что рациональное напряжение питающей сети 110 кВ. Исходя из проверки по электродинамической стойкости было решено установить на ГПП 2 трансформатора ТРДНМ-63000/100000. Такие трансформаторы имеют большую нагрузочную способность.

Так как на предприятии имеется нагрузка с резкопеременным графиком нагрузки (ДСП) было решено отделить ее от «спокойной» нагрузки. Исходя из вышесказанного, и категории электроснабжения потребителя приняли схему на 10 кВ две секции сборных шин, секционированные выключателями.

Из исходных данных известно, что в грунте, где находится предприятие, имеются блуждающие токи, а также присутствуют механические растяжения. Для прокладки в траншее был выбран кабель из сшитого полиэтилена АПвБП. Завод-изготовитель разрешает прокладку этой марки кабеля в имеющемся грунте.

Распределение энергии по цехам осуществляется с помощью радиальных и магистральных схем. Рассчитаны ТКЗ в максимальном и минимальном положении РПН трансформатора на ГПП. Все установленное оборудование проверено по термической и электродинамической стойкости.

Для разгрузки линий, и уменьшения мощности ТП, произведен расчет компенсации реактивной мощности.

На предприятии присутствует нагрузка, влияющая на качество электрической энергии (ДСП, СД). В соответствии с действующими нормативными документами, рассчитаны ПКЭ, значения которых удовлетворяют допустимым.

В разделе релейной защиты организована защита магистральной линии, а также трансформаторной подстанции. Построена карта селективности, из которой видно, что рассчитанные уставки определены, верно.

Проработаны вопросы безопасности жизнедеятельности, а также экономики и управления предприятием.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		129

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения. – Введ. 27.03.83. – Сб. стандартов. – М.: Стандартинформ, 2005 – 9с.
- 2 Осадчий, В.Я. Технология и оборудование трубного производства: учебник для вузов / В.Я. Осадчий, А.С. Вавилин, В.Г. Зимовцев, А.П. Коликов. – М.: «Интермет Инжиниринг», 2001. – 608с.
- 3 Вакуумные выключатели СН для вторичного напряжения. <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VCP000263&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>
- 4 Вакуумные силовые выключатели Sion 3AE5 и 3AE1.– https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/SiteCollectionDocuments/en/mv/indoor-devices/vacuum-circuit-breaker/sion/catalogue-sion-vacuum-circuit-breakers_ru.pdf
- 5 Выключатели вакуумные серии ВВ/TEL-10 и 20 кВ. – http://tavrida-ua.com/documents/download_document/82_vyklyuchateli_vakuumnye_serii_bbtel-10_i_20_kv.html
- 6 Электроаппараты. Коммутационное оборудование внутренней и наружной установки 0,4 до 220 кВ. – <https://electroshield.ru/upload/iblock/b22/Katalog-Elektroapparaty.pdf>
- 7 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12с.
- 8 Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок, шифр М788-1069/ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1990 г.
- 9 Библиотека реализованных решений. – <https://electroshield.ru/documentation/documentation/tools/tipovye-resheniya/>
- 10 Трансформаторы ТМГ 6-20 кВ «Трансформер» с нормальными потерями. – http://transformator.ru/upload/iblock/486/wrmyav_6-20_N.pdf
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 12 Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. – 278 с.
- 13 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380. – 22.07.2015
- 14 ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Поправкой). – Введ. 2008.01.01
- 15 Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ. – http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php?GALLERY_ID=12
- 16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин 2-е изд. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. 672 с.
- 17 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

18 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

19 Баковые выключатели ВЭБ-УЭТМ-110. – <http://www.uetm.ru/catalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>

20 Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.

21 Разъединители наружной установки серии РГ. – http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv

22 Настольная книга проектировщика. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6-35 кВ. – http://www.kamkabel.ru/netcat_files/userfiles/6-35-wwww.pdf

23 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.

24 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, Крючков И.П.. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

25 Комплектные распределительные устройства 6(10) кВ серии D-12P, – <https://www.tavrida.com/upload/iblock/088/088b4d36de4a3b9801a04290892724e8.pdf>

26 ТЛО 10. http://www.kztt.ru/catalog/transformatori_toka/tlo-10_on_3-10_kv/

27 НАМИТ-10-2. – <http://www.unitedenergy.ru/product/transformators/voltage-transformer-10kv/namit-10/>

28 Камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-207В. – <https://www.cheaz.ru/assets/images/production/3-kru/4-kso-207/kso-207.pdf>

29 Высоковольтная вакуумная коммутационная аппаратура. – <http://www.kontakt-kazan.ru/catalog/tech/5-Katalog-vysokovoltnoy-vakuumnoy-komutacionnoy-ap-ry.pdf>

30 Токопроводы комплектные закрытые напряжением 0,4(1); 6;10;15 и 20 кВ серий ТЗК, ТЗКР.– <http://www.zeim.ru/production/tokoprovody/tzk/tzk.pdf>

31 ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – Введ. 12.07.2007.– М.: Стандартинформ 2007.

32 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. – 278 с.

33 Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области от 28 декабря 2017г.

34 Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом на июнь 2018. – http://esbt74.ru/potrebityam/urlicam/tsenoobrazovanie/nereguliruemye_tseny/2018/iyun/srednevzvshennyenereguliruemye_tseny-na-optovom-rynke-dlya-pokupateley-s-integralnym-uchetom-na-i.php

35 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструк-

						13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
							131
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата			

ции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». –М.: МРСК, 2012. – 72 с.

36 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с

37 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. 13-12-2000. М.: Издательство стандартов, 2001 г.

38 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах общего назначения. – Введ. 25-03-2013. М.: Стандартинформ, 2014г.

39 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.

40 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – Введ. 27-12-2002. М.: Минрегион России, 2012 г.-109 с.

41 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003, 112 с.

42 ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. – Введ. 10-12-2009. М.: Стандартинформ, 2010 г.

43 СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. – Введ. 03-02-2012. 63с.

44 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – Введ. 27-12-2010. – М.: Минрегион России 2010. 69с.

45 LEADER LED 100 D75 5000K. Светодиодные прожекторы. – <https://www.litcompany.com/ru/products/luminaire-pdf-leader-led-100-d75-5000k/>

46 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ.30-06-2003. – М.: ЦПТИ ОР-ГРЭС 2004 г. 60с.

47 Прогнозные индексы изменения сметной стоимости оборудования на 1 квартал 2019 года. – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_318251/63d6b5d0c4d106ec66ead78753144e40cfd3d72c/

48 Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧГТУ, 1991. 88с.

49 Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г.М. Кнорринга. Л., «Энергия», 1976.

					13.03.02.2019.119.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		132