

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА «ПОЛИМЕР»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
«__» _____ 2018 г.

Руководитель работы
к.т.н., доцент

_____ М.А. Дзюба
«__» _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

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

Автор работы
Студент группы П-473

_____ Н.А. Салтыкова
«__» _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__» _____ 2018 г.

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

Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Салтыковой Натальи Александровны

(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-473

1 Тема работы
Электроснабжение завода «ПОЛИМЕР»

утверждена приказом по университету от 04 апреля 2018г. № 580 приложение № 48

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30.05.18

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры

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

Введение

Технический паспорт

Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий и решений

Расчет электрических нагрузок завода «ПОЛИМЕР»

Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия

Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов главной понизительной подстанции

Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения предприятия

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

Расчет токов короткого замыкания

Выбор электрооборудования СЭС промышленного предприятия

Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС

Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности

Безопасность жизнедеятельности

Релейная защита асинхронного двигателя 10 кВ

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

1 План генеральный завода «ПОЛИМЕР»	– 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения завода «ПОЛИМЕР»	– 1 лист
3 Чертеж ГПП конструктивный	– 1 лист
4 Плакат по релейной защите	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по технико-экономическому сравнению вариантов	– 1 лист

Всего 6 листов

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		
Безопасность жизнедеятельности	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания «___» _____ 2018 г.

Руководитель _____ М.А. Дзюба
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ Н.А. Салтыкова
(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы (проекта)	Срок выполнения этапов работы	Отметка о вы- полнении руководителя
Введение	20.12.18 – 25.02.18	
Технический паспорт проекта	25.02.18 – 30.02.18	
Сравнение отечественных и передовых зарубежных техно- логий и решений	30.02.18 – 5.03.18	
Расчет электрических нагрузок завода «ПОЛИМЕР»	5.03.18 – 15.03.18	
Выбор числа, мощности, типа трансформаторов цеховых ТП предприятия	15.03.18 – 25.03.18	
Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов на ГПП	25.03.18 – 5.04.18	
Технико-экономическое обоснование внешнего электро- снабжения предприятия	5.04.18 – 10.04.18	
Выбор величины напряжения внутреннего электроснабже- ния предприятия, расчет питающих линий	10.04.18 – 15.05.18	
Расчет токов КЗ	15.05.18 – 17.04.18	
Выбор электрооборудования СЭС предприятия	17.04.18 – 25.04.18	
Расчет показателей качества напряжения в узлах системы	25.04.18 – 30.04.18	
Выбор устройств компенсации реактивной мощности и его расчет	30.04.18 – 4.05.18	
Безопасность жизнедеятельности	4.05.18 – 9.05.18	
Релейная защита асинхронного двигателя 10 кВ	9.05.18 – 11.05.18	
Заключение	11.05.18 – 15.05.18	
Библиографический список	15.05.18 – 18.05.18	
Оформление графической части	18.05.18 – 25.05.18	
Оформление пояснительной записки	25.05.18 – 30.05.18	

Заведующий кафедрой
ЭССиСЭ

(подпись)

И.М. Кирпичникова
(И.О. Фамилия)

Руководитель работы (проекта)

(подпись)

М.А. Дзюба
(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

Н.А. Салтыкова
(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Салтыкова Н.А. Электроснабжение завода «ПОЛИМЕР» – Челябинск: ЮУрГУ, П; 2018, 114 с., 25 илл., библиографический список – 23 наименований, 43 табл., 2 листа чертежей формата А1

Целью данного проекта является расчет электроснабжения завода «ПОЛИМЕР».

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжения 110 кВ и схема внутриводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций и расчет кабельных линий напряжением выше и до 1кВ.

С учетом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование на главной понизительной подстанции, а также внутри цехов.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения комбината.

					<i>13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Выполнил</i>	<i>Салтыкова</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Дзюба</i>					3	114
<i>Н. Контр.</i>	<i>Аверина</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭСисЭ</i>		
<i>Утверд.</i>	<i>Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	4
ВВЕДЕНИЕ	7
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	9
1.1 Краткий обзор конструкций выключателей нагрузки.....	10
1.2 Выключатели нагрузки зарубежных производителей.....	12
1.2.1 Конструкция	13
1.2.2 Основные узлы	13
1.2.3 Включение	13
1.2.4 Выключение	13
1.2.5 Система гашения дуги	14
Выводы по разделу 1	15
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ «ПОЛИМЕР»	17
2.1 Расчет электрических нагрузок механического цеха	17
2.2 Расчет низковольтных нагрузок по предприятию	19
2.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию..	23
2.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия	23
Выводы по разделу 2	26
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	28
Выводы по разделу 3	31
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	33
Выводы по разделу 4	35
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	36
5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ	36
5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 10 кВ	45
5.3 Выберем оптимальный вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия	51
Выводы по разделу 5.....	51
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ....	52
6.1 Выбор напряжения	52
6.2 Построение схемы электроснабжения	52
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	52
6.4 Расчет питающих линий	52
Выводы по разделу 6	54
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	56
Выводы по разделу 7	66
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО	

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ПРЕДПРИЯТИЯ	68
Выводы по разделу 8	77
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	78
Выводы по разделу 9	79
10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	80
Выводы по разделу 10	87
11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ 10 кВ	88
11.1 Организация защиты	88
11.2 Защита от перегрузок	89
11.3 Мгновенная токовая отсечка	91
11.4 Защита двигателя минимального напряжения	92
11.5 Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю	93
Выводы по разделу 11	98
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	99
12.1 Территория, компоновка главной понизительной подстанции	99
12.1.1 Обоснование выбора местоположения ГПП	99
12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции	99
12.1.3 Основные требования к установке трансформаторов и газовых реле	100
12.1.4 Мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного осмотра высокорасположенных токоведущих частей	100
12.1.5 Проезд на открытом распределительном устройстве	101
12.1.6 Правила окраски токоведущих частей	101
12.1.7 Электрозащитные средства	101
12.1.8 Требования к устройству дверей и оснащению их замками	102
12.2 Электробезопасность	102
12.2.1 Расчет заземляющего устройства ОРУ	102
12.2.2 Установка заземляющих ножей и системы блокировки	106
12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства	106
12.4 Пожарная безопасность	108
12.4.1 Общие требования	108
12.4.2 Расчет молниезащиты	109
Выводы по разделу 12	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	113

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения завода «ПОЛИМЕР».

1 На территории предприятия присутствуют следующие электроприемники: в таблице 1 приведены данные для электроприемников напряжением до 1000В, в таблице 2 данные для электроприемников напряжением выше 1000В, дополнительные данные в таблице 3, в таблице 4 приведены данные нагрузки по цеху.

Таблица 1- Данные для электроприемников напряжением до 1000В

Наименование цеха, отделения, участка	$P_{\text{ном}}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	n_{Σ}	$K_{\text{и}}$	$\cos \varphi$
1 Автотранспортный участок	143	10	0,25	0,70
2 Центральный склад	260	5	0,20	0,50
3 Тарная мастерская	525	25	0,45	0,80
4 Водонасосная	197	20	0,65	0,80
5 Аглофабрика	675	70	0,60	0,85
6 Цех №1	4084	12	0,54	0,50
7 Столовая	170	16	0,50	0,80
8 Компрессорная	519	50	0,65	0,85
9 Заводоуправление	95	11	0,50	0,80
10 Ремонтно –строительный участок	528	43	0,43	0,90
11 Участок энергоцеха	114	29	0,70	0,90
12 Администрация энергоцеха	177	39	0,40	0,90
13 Котельная	1633	30	0,75	0,89
14 Цех № 2	10 089	300	0,63	0,78
15 Ремонтно –механический цех	–	–	–	–
16 Проходная	119	10	0,25	0,75
17 Телефонная станция, медпункт	215	16	0,60	0,70

Таблица 2 - Данные для электроприемников напряжением свыше 1000В

Номер цеха	Наименование цеха, отделения	Вид высоковольтного электроприёмника	Установленная мощность электроприёмника, кВт	Количество электроприёмников	Коэф. использования, $K_{\text{и}}$	Коэф. мощности, $\cos \varphi$
4	Водонасосная	Асинхронные электродвигатели	400	4	0,70	0,82
8	Компрессорная	Синхронные электродвигатели	1600	4	0,80	0,90
13	Котельная	Синхронные электродвигатели	630	2	0,75	0,85

Номинальное напряжение высоковольтных электродвигателей – 10 кВ.

Таблица 3 - Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до районной подстанции энергосистемы, км	1 и 5	
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции, кВ	10 и 110	
Мощность КЗ (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	U_1	200,0
	U_2	3000,0
Стоимость электроэнергии согласно двухставочному тарифу	за 1 кВт макс. нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$	по действующим тарифам
	за 1 потребленной кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	27,3
	почвы (на глубине 0,7 м)	13,0
Коррозионная активность грунта на предприятии	Низкая	
Наличие блуждающих токов в грунте	Есть	
Колебания и растягивающие усилия в грунте	Есть, незначительные	

Таблица 4- Данные для расчета нагрузок по цеху

Наименование оборудования	Мощность одного электроприемника, кВт	Количество потребителей
1	2	3
Термическое отделение		
1 Печь сопротивления	55,0	4
2 Молот пневматический	20,0	1
3 Молот пневматический	10,0	2
4 Пресс гидравлический	10,0	2
5 Вентилятор	10,0	4
6 Вентилятор поддува	4,5	1
Заготовительное отделение		
7 Сварочный аппарат	30,0	2
8 Ножницы гильотинные	7,0	4
9 Вальцы листозгибочные	22,0	3
10 Пресс гидравлический	10,0	2
11 Пресс гидравлический	27,0	2
12 Станок радиально-сверлильный	12,0	3
13 Вентилятор-калорифер	14,0	2
14 Станок наждачный	5,0	4
15 Вентилятор наждака	2,8	4
16 Вентилятор	10,0	3
17 Кран-балка	12,0	1
Инструментальное отделение		
18 Станки токарно-винторезные	16,2	2
20 Станки токарно-винторезные	42,4	2
21 Станки радикально-сверлильные	12,0	3
22 Станки кругло-шлифовальные	7,2	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
23 Станки вертикально-сверлильные	1,0	5
24 Станки заточные	1,0	4
25 Станки наждачные	4,5	3
26 Вентилятор наждака	10,0	3
27 Станки продольно-строгальные	48,2	2
28 Станки плоскошлифовальные	15,8	3
29 Станки токарно-револьверные	13,0	1
30 Станки расточные	11,9	2
31 Станки зубофрезерные	15,8	3
32 Станки зубодолбежные	11,7	3
33 Станок горизонтально-фрезерные	13,1	2
34 Станки вертикально-фрезерные	13,0	2
35 Станки долбежные	10,9	2
36 Станки строгальные	8,0	3
37 Установка высокочастотная	60,0	1
38 Станки импульсные	40,0	2
39 Станки отрезной ножовочные	2,7	3
40 Станки отрубные	5,0	3
41 Кран-балка	12,0	1
Сварочное отделение		
43 Манипулятор сварочный	41,7	1
44 Преобразователь сварочный	30,0	2
46 Ножницы гильотинные	7,0	2
47 Вентилятор	20,0	4
48 Кран-балка	12,0	1
Отделение металлоконструкций		
49 Аппарат сварочный	30,0	3
50 Вентилятор	7,5	3
51 Вентилятор-калорифер	14,0	4
52 Кран-балка	12,0	2

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением до 1000 В: 21595,2 кВт; свыше 1000 В: 9260 кВт.

3 Полная расчетная активная мощность на шинах ГПП: 16203 кВт.

4 Коэффициенты РМ:

- заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = 0,31$;

- расчетный $\text{tg}\varphi_{\text{Р}} = 0,296$;

5 Величина напряжения внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6 Мощность КЗ в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3000 МВА.

7 Расстояние от предприятия до энергосистемы 5 км; питающая ВЛЭП выполнена проводом марки АС-70/11.

8 Величина напряжения внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

9 Ячейки распределительного устройства ГПП: СЭЦ-59.

						Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	

10 Для питания низковольтных потребителей устанавливается 15 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощностью 160 , 250, 400, 1000 кВА

11 Марка кабельных линий: АСБ.

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Под системой электроснабжения (СЭС) понимают совокупность устройств для генерации, передачи и распределения электрической энергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий обеспечивают питание электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; оптимальный уровень качества электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; должны быть гибкими, позволяют обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации.

Электроустановки современных промышленных предприятий представляют собой сложные системы, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения, что в свою очередь потребовало автоматизации работы отдельных элементов сетей. В этих условиях принципиально важно, чтобы в проектах электроснабжения и электрооборудования цехов принимались решения, отвечающие требованиям электробезопасности, наименьших затрат на их сооружение и удобства эксплуатации и надежности работы.

СЭС промышленного предприятия создаются с целью обеспечить электроэнергией промышленные электроприемники. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электростанций. По мере развития электроснабжения усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. Возникает необходимость внедрять автоматизацию системы электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов.

От того, насколько рационально будет осуществлено электроснабжение любого промышленного объекта, настолько успешным будет выпуск предприятием продукции, соответствующей международным стандартам качества, а также освоение в производстве новых типов, моделей товара.

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Высоковольтные выключатели нагрузки начали применять в электроустановках среднего напряжения около 60 лет тому назад в качестве альтернативы обычным выключателям относительно дорогим, занимающим много места и, кроме того, требующим для своего управления применения трансформаторов тока и релейной защиты. Вначале их устанавливали лишь в электрических сетях малоответственных потребителей.

Поскольку в то время ток нагрузки электроустановок был сравнительно небольшим, то первоначально такие коммутационные аппараты выполнялись в виде комбинации двух простых устройств: обычных разъединителей, включавших токи нагрузки и токи холостого хода (ХХ) и отключавших только токи ХХ, и высоковольтных плавких предохранителей, которые служили для защиты электроустановки от перегрузки и от токов короткого замыкания (КЗ). Затем, по мере роста токов нагрузки и токов ХХ электроустановок, для осуществления коммутации все более и более возрастающих токов, а также для устранения весьма неприятных явлений феррорезонанса, возникающих при однополюсном отключении цепи тока, вместо обычных разъединителей стали применять разъединители мощности на среднее напряжение, т.е. устройства, объединявшие в одном коммутационном аппарате выключатель, имеющий дугогасительное устройство небольшой мощности, и разъединитель.

Однако в случае коммутации трансформаторов и конденсаторных батарей такой разъединитель требовал, чтобы для защиты от токов КЗ последовательно с ним были включены также высоковольтные плавкие предохранители. Такой разъединитель был более надежен в работе, хотя и стоил дороже, чем комбинация предохранитель-разъединитель, поскольку при его создании разработчики в то время не учитывали специфику коммутации сети, а исходили из конструкции обычного выключателя.

Намного плодотворней оказалась идея отказа от установки разъединителя мощности и переход к сочетанию обычного разъединителя с простейшими дешевыми дугогасительными камерами. Именно реализация этой идеи привела к созданию коммутационных аппаратов, получивших название выключателей нагрузки. В настоящее время применение выключателей нагрузки значительно расширилось: их с успехом стали применять во многих ответственных электроустановках, в установках компенсации реактивной мощности для коммутации конденсаторных батарей большой мощности (до 400 кВА) и в целом ряде других случаев.

Широко используются выключатели нагрузки и за рубежом, причем применяемые в них способы гашения дуги весьма разнообразны.

За последние 10...15 лет значительно возрос интерес к выключателям нагрузки, ставших основными устройствами электрических подстанций 6, 10/0,4 кВ, и на Украине и в России. Это вызвано несколькими причинами, основная из которых состоит в том, что из-за значительного сокращения в этих странах энергоем-

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

ких и ориентированных на военно-промышленный комплекс потребителей электроэнергии, произошло перераспределение потребления электроэнергии с высокого напряжения на низкое напряжение 380 В и 220 В, которое повсеместно используется в многочисленных офисных центрах, оснащенных компьютерами и другой оргтехникой, а также в быту. Для использования в таких сетях наиболее подходящими оказались недорогие, надежные в работе выключатели нагрузки напряжением 6...10 кВ.

1.1 Краткий обзор типичных конструкций выключателей нагрузки

Выключатель нагрузки имеет следующую конструкцию: на общей раме на опорных изоляторах находятся дугогасительные камеры с неподвижными контактами – основными и дугогасительными, а также подвижные контакты – основные и дугогасительные. Все три полюса имеют общий приводной вал, связанный с полюсами изоляционными тягами.

Отключение выключателя осуществляется двумя отключающими пружинами. Электрическая дуга, образующаяся между дугогасительными контактами при отключении выключателя, вызывает интенсивное газовыделение из стенок вкладышей, что приводит к росту давления в камере. Поскольку газы могут выходить только через щель между подвижным контактом и стенками камеры, то при их выходе по этому пути происходит интенсивное продольное обдувание дуги и ее гашение. Дугогасительные камеры выключателя нагрузки типа ВН-16 рассчитаны на большое число отключений (без замены вкладышей). Так, ток 50А отключается выключателем 300 раз, ток 100А - 200 раз, ток 200А - 75 раз, ток 400А - 3 раза. [1]

Процесс замыкания и размыкания контактов при включении и отключении выключателя происходит следующим образом: при включении выключателя сначала замыкаются дугогасительные контакты, затем главные; при его отключении, наоборот, причем в отключенном положении подвижный дугогасительный контакт образует достаточно большой видимый воздушный зазор с дугогасительной камерой. Выключатели нагрузки могут снабжаться стационарными заземляющими ножами с блокировкой от непра-вильного включения.

Для управления выключателем нагрузки типа ВН-16 (как и для управления, выключателями нагрузки других типов, таких как ВВП-16, ВВП-17, ВВП-11 и др.) обычно применяется привод типа ПРА-17 (ручной автоматический), снабженный механизмом свободного расцепления и имеющий встроенный электромагнит для дистанционного отключения аппарата. Этот привод имеет простую достаточно надежную конструкцию, удобен в эксплуатации, однако обладает существенным недостатком: с его помощью невозможно включить выключатель нагрузки дистанционно и автоматически.

В случае необходимости применения дистанционного включения выключателя нагрузки используется электромагнитный либо пневматический привод. Такой привод, являющийся приводом прямого действия, поскольку в нем энергия для включения непосредственно потребляется от источника большой мощности,

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

прост по конструкции и надежен в работе. Однако основным его недостатком является потребность в мощном источнике оперативного постоянного тока.

Кроме выключателя нагрузки типа ВН-16 в Советском Союзе, а также в странах СНГ выполнялись дугогасительными камерами, изготовляемыми из оргстекла.

Эти аппараты предназначены для включения и отключения токов нагрузки 200...400А и не могут служить для защиты электрической сети от токов КЗ. Поэтому, в случае необходимости объединения функций нормальной коммутации и защиты от токов КЗ и токов перегрузок, выключатель нагрузки должен быть снабжен высоковольтными кварцевыми предохранителями (ПК). [2]

Рассмотрим принцип действия автогазового выключателя нагрузки. Принцип действия этого выключателя, также как и выключателя нагрузки типа ВН-16, основан на гашении дуги потоком газов, образующихся вследствие разложения вкладыша из оргстекла. Возникающая при этом дуга воздействует на стенки вкладыша и, вследствие разложения оргстекла, вызывает интенсивное газообразование. В период прохождения дугогасительным контактом канала в дугогасительном устройстве выход газов затруднен, что приводит к повышению давления внутри камеры. Вихревые потоки газов, находящиеся под давлением, гасят дугу. Управление выключателем осуществляется ручным приводом, снабженным механизмом свободного расцепления, и электромагнитом отключения, питаемым от независимого источника тока.

Включается выключатель только вручную, с помощью рукоятки привода, отключается — вручную и дистанционно электромагнитом отключения.

Выключатели нагрузки типа ВН-10 снабжены стационарными заземляющими ножами, заземляющими верхние и нижние выводные контакты. Высоковольтные предохранители устанавливаются как с верхней, так и с нижней стороны выключателя.

Кратко охарактеризуем сравнительно недавно модернизированные конструкции выключателей нагрузки, сведения о которых отсутствуют в справочниках, а приводятся лишь в отдельных журнальных публикациях.

Выключатель нагрузки автогазового типа ВНП-М1-10/630-20. Модернизированные безопасные в эксплуатации выключатели этого типа в настоящее время выпускает Нальчикский завод высоковольтной аппаратуры. Эти выключатели предназначены для работы в комплектных трансформаторных подстанциях (КТП). Кроме применения ВНП-М1-10/630-20У в качестве выключателя нагрузки во вновь строящихся электроустановках среднего напряжения, он предназначается также для замены находившихся в эксплуатации морально и физически устаревших аналогичных выключателей нагрузки типов ВНЗ-16, ВНр-10, ВНП-10 и др., не подлежащих ремонту (в связи с прекращением выпуска к ним запасных частей). При его разработке были учтены все пожелания Госэнергонадзора России и предприятий электрических сетей СНГ, что позволило существенно улучшить его основные технические параметры.

По сравнению с другими аналогичными типами выключателей нагрузки мо-

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

дернизированный выключатель нагрузки ВНП-М-10/630-20 с автономным блоком питания имеет следующие преимущества:

– в случае отключения напряжения на трансформаторной подстанции (ТП) с его помощью возможно осуществлять дистанционное управление коммутационными аппаратами (можно осуществить не менее шести циклов О-В-О без подзарядки импульсных конденсаторов энергии);

– в бестоковую паузу может быть выделен (отключен) поврежденный участок электросети, подана команда АПВ выключателю на ВП (Т) и АВР в пункте деления сети, что значительно дешевле, чем применение схемы с другими коммутационными аппаратами, например, вакуумными;

– выключатель может быть (с минимальными затратами) использован для замены отработавшего свой ресурс аналогичного выключателя устаревшей конструкции в камерах КСО и КТП. [3]

Компании ОАО «ПО Электротехника», первой в России освоившей производство трехпозиционных разъединителей и выключателей нагрузки 6 (10) кВ.

Выпускаемые этой компанией выключатели нагрузки типа ВНТ, разъединители РТ и ЗР разработаны с учетом современных требований МЭК и ГОСТ Р к надежности оборудования, безопасности его эксплуатации и обслуживания.

Главное преимущество коммутационных аппаратов данного типа – трехпозиционная конструкция коммутационного устройства, имеющего три фиксированных положения: «включено», «отключено» или «заземлено», что исключает возможность заземления частей, находящихся под напряжением.

Другие преимущества рассматриваемого коммутационного устройства:

– устройство имеет современный энергонезависимый привод, обеспечивающий высокую скорость срабатывания выключателя и гашения дуги;

– трехпозиционная конструкция выключателя и разъединителя отличается надежностью в работе и способна обеспечить безопасность обслуживания в процессе эксплуатации, которое сведено до минимума;

– основные элементы и узлы выключателей нагрузки и разъединителей унифицированы, что значительно сокращает сроки изготовления и обеспечивает высокое качество сборки.

1.2 Выключатели нагрузки зарубежных производителей

Из большого количества разнообразных типов выключателей нагрузки, выпускаемых зарубежными фирмами, рассмотрим только два наиболее характерные типы выключателей – автопневматические аппараты французской фирмы Merin Gerin и выключатели нагрузки серии ISARC итальянского концерна VEI. Выключатели нагрузки французской фирмы Merin Gerin.

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

1.2.1 Конструкция

– полюсы выключателя установлены на единой раме, изготовленной из оцинкованной стали, и управляются одним встроенным пружинным приводом, пружина которого взводится вручную с помощью рукоятки управления или же моторным приводом;

– коммутационный аппарат выполнен так, что обеспечивается механическое перекрытие отсека сборных шин изолирующими шторками. Предусмотрены все необходимые блокировки.

– каждый полюс выключателя оборудуется автокомпрессионным воздушным дугогасительным устройством;

– выключатели имеют встроенные предохранители (при соответствующем исполнении) и ножи заземления, а разъединители имеют конструкцию, аналогичную конструкции выключателей, но не оснащаются системой гашения дуги. [4]

1.2.2 Основные узлы

На стальной раме установлены несущие опорные эпоксидно-резиновые изоляторы, на которых закреплены контактные элементы. На верхнем изоляторе снаружи установлен верхний вывод, внутри располагается верхний неподвижный контакт, состоящий из контактного гнезда и стержня контакта. При отключенном положении выключателя механическая заслонка б, связанная с валом привода заземляющих ножей, закрывает доступ к верхнему контакту и сборным шинам. На нижнем изоляторе закреплен нижний вывод, подвижный контактный цилиндр и нижнее контактное гнездо.

1.2.3 Включение

Вал, взводящий пружину механизма включения, приводится в движение штатной рукояткой. При этом при срабатывании пружины нижний контакт перемещается по направляющему цилиндру, и контакты замыкаются. Под действием пружинного механизма контакты быстро замыкаются, что исключает риск возникновения дуги.

1.2.4 Выключение

Подвижный цилиндр, приводимый в движение пружинным механизмом, перемещаясь вниз по направляющему цилиндру, создает давление воздуха, который вырывается через сопло и гасит дугу, образовавшуюся между неподвижным верхним контактом и подвижным контактом (оба контакта изготовлены из сплава Cu-W).

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

1.2.5 Система гашения дуги

Для гашения дуги в выключателе используется продольное одностороннее дутье автокомпрессорного типа. Процесс гашения дуги происходит следующим образом. При размыкании контактов, т.е. после выхода подвижного контакта из контактного гнезда, из сопла в дугогасительную камеру подается воздушный поток, который возникает вследствие сжатия воздуха подвижным контактом, перемещающимся по цилиндру. Под действием этого потока происходит деионизация и гашение дуги при переходе тока через ноль. Особенностью процесса гашения дуги является то, что она все время находится внутри верхнего изолятора, который не дает ей перекинуться на соседние фазы и элементы конструкции, а также ограничивает объем, в котором происходит ее гашение.

Выключатели нагрузки серии ISARC полностью отвечают современным требованиям рынка, зарубежным и российским стандартам. Преимущества их применения в ячейках КСО следующие:

- простота и надежность конструкции;
- простота установки и обслуживания;
- малый вес подвижных частей;
- наличие дугогасительной камеры;

Наличие механической заслонки, полностью разделяющей шинный и высоковольтный отсеки; возможность дистанционного управления (по запросу) – моторный привод включения, электромагнитная катушка включения.

Следует обратить внимание на тот факт, что отмеченные выше преимущества выключателя в силу разных причин все еще остаются не реализованными в выключателях нагрузки, серийно выпускаемых в странах СНГ.

Итальянский концерн VEI не стремится монополизировать российский рынок электрооборудования среднего напряжения. Он готов напрямую сотрудничать с российскими производителями этого оборудования, в частности, с производителями выключателей нагрузки. Об этом свидетельствует тот факт, что этот концерн вместе с компанией «Располь-Электро» предложил российским производителям выключателей нагрузки осуществить взаимовыгодную рентабельную комбинацию: ячейка КСО собственного производства + коммутационный аппарат ISARC.

Это предложение концерна VEI нуждается в пояснении. Основной компонент любого коммутационного аппарата – силовой выключатель (обычно вакуумный или элегазовый) – и на российском, и на украинском рынках представлен в изобилии. В то же время хорошие, высоконадежные выключатели нагрузки и разъединители попали в разряд дефицитной продукции, поскольку выключатели нагрузки российского производства имеют устаревшую конструкцию, недостаточно надежны, а иностранные фирмы предлагают в основном компактные, почти не нуждающиеся в обслуживании элегазовые аппараты. Однако эксплуатационные службы России и Украины привыкли к воздушным выключателям ввиду их ремонтпригодности (элегазовые выключатели после разгерметизации практиче-

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

ски не поддаются восстановлению). Кроме того, воздушные выключатели дешевле элегазовых и имеют видимый разрыв контактов (многие производители элегазовых аппаратов готовы предложить такую опцию, но ее реализация неизбежно приведет к появлению дополнительной точки возможной утечки элегаза).

Российские предприятия в настоящее время преимущественно выпускают ячейки КСО устаревшей конструкции, разработанные еще в советское время. Это происходит по следующим причинам. Разрабатывать собственную конструкцию ячейки КСО и дорого и долго. В то же время покупать лицензию у зарубежных производителей на сборку ячеек КСО также дорого и к тому же, если такая лицензия и будет закуплена, то все равно необходимо будет внести определенные изменения в конструкцию ячейки.

Компания «Располь-Электро» (Санкт-Петербург) и итальянский концерн VEI Power Distribution SpA предлагают следующий путь решения проблемы: российское предприятие, стремящееся выйти на рынок с новым оборудованием, но не имеющее возможности разработать ячейку с нуля, может получить от них документацию по конструкции ячейки, которую вправе изменять по своему усмотрению в соответствии с требованиями заказчика. В эти ячейки (выпускаемые уже от собственного имени) производитель может устанавливать современные выключатели нагрузки и разъединители – выключатели серии ISARC (ИСАРК) и ячейками серии UNISARC (УНИСАРК). Положительный опыт такого сотрудничества уже имеется: российская компания «БЭМП» (Санкт-Петербург) установила в России на ряде объектов ячейки UNISARC с выключателями ISARC, которые хорошо себя зарекомендовали в работе.

Выводы по разделу 1

Из проведенного выше обзора технических параметров, особенностей конструкции и областей применения выключателей нагрузки видно, что эти коммутационные аппараты за прошедшие 60 лет прошли непростой путь своего развития и непрерывного совершенствования: от первоначального сочетания обычных разъединителей и плавких предохранителей, последующего применения усиленных разъединителей (разъединители мощности) и плавких предохранителей до современных конструкций выключателей, включающих в себя обычные разъединители и простейшие, сравнительно недорогие дугогасительные камеры. В настоящее время эти коммутационные аппараты достигли такого технического уровня и надежности, что их не опасаются применять для коммутации даже в самых ответственных электроустановках. Однако и сейчас еще рано говорить о завершении полного усовершенствования конструкций этих коммутационных аппаратов, поскольку до сих пор все еще остается открытым вопрос о применении в них наиболее рационального способа дугогашения (по крайней мере в России и на Украине). В связи с расширением применения в странах СНГ электроустановок напряжением 20 кВ, которых пока сравнительно мало, возможна дальнейшая доработка конструкций выключателей нагрузки и их совершенствование.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

В выводе следует обратить особое внимание на то, что плавкие предохранители в выключателях нагрузки играют исключительно важную роль. Уже на начальном этапе создания этих важных коммутационных аппаратов, когда эти аппараты состояли лишь из обычных, не снабженных дугогасительными камерами, разъединителей и плавких предохранителей, разработчики по достоинству оценили замечательную способность плавких предохранителей прервать большой ток КЗ, протекающей по поврежденной цепи, максимум за несколько миллисекунд (в отличие от других защитных средств, прерывающих ток за гораздо больший промежуток времени). Тем самым, из-за очень малой продолжительности протекания в поврежденной цепи тока КЗ, в 20 и больше раз превышающего ток нагрузки, существенно ограничивается количество выделяемой в электроустановке энергии. Это ведет к значительному ослаблению действия термического эффекта на контакты разъединителя, поскольку они за несколько миллисекунд не успевают оплавиться или спаяться.

Установленные в выключателях нагрузки плавкие предохранители:

– позволяют отключать за несколько миллисекунд токи КЗ очень большой величины – до 300 кА;

– обеспечивают наилучшую защиту электрооборудования от повреждения, а оперативный персонал защищают от воздействия на него большого тока КЗ, поскольку предохранители являются наилучшими ограничителями тока;

– не наносят экологический ущерб окружающей среде, поскольку металлические элементы внутри предохранителя плавятся непосредственно под действием аварийного тока без участия какого-либо промежуточного механизма, а непосредственный процесс гашения дуги протекает в полностью закрытом пространстве патрона, что препятствует выходу в окружающее пространство ионизированных газов.

Кроме того, плавкие предохранители не требуют технического обслуживания; достаточна лишь простая замена перегоревших предохранителей после отключения аварийного тока на новые.

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ «ПОЛИМЕР»

2.1 Расчет электрических нагрузок механического цеха

Суммарная установленная мощность электроприемников определяем по формуле [5, 2.3]:

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

где n – общее число электроприемников;

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

Расчетные активная и реактивная нагрузки участка цеха, которые питаются от распределительного шинпровода, определим по формулам из [5, 3.2.7, 3.2.8]:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ни}}; \quad (2.1)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ни}} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (2.2)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ по [5, табл.1] в зависимости от n , и $K_{\text{иа}}$;

$K_{\text{иа}i}$ – коэффициент использования установленной мощности i -го электроприемников;

$\text{tg}\varphi_i$ – средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников i -го типа, найденный по средневзвешанному коэффициенту мощности $\cos\varphi_i$, который находится по [6, табл.4-10];

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

$$K_{\text{рр}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}}, \quad (2.3)$$

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

Согласно [5]:

$$n_э = \frac{\left[\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \right]^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}^2}. \quad (2.4)$$

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ

Средневзвешенный коэффициент использования находим согласно формуле из [5, 2.8]:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}; \quad (2.5)$$

По рассчитанным n_3 и $K_{\text{и}}$ находим $K_{\text{ра}}$ [5, табл.1].

Расчетные полную мощность и ток найдем по известным формулам:

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

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

где U_n – номинальное напряжение сети 0,4 кВ.

Нагрузка в узлах совместного питания однофазных и трёхфазных электроприёмников учитывается в зависимости от числа и схемы их включения. В общем случае однофазная нагрузка распределяется между фазами таким образом, чтобы загрузка фаз была как можно равномерней. При относительно малом числе электроприёмников наиболее загруженную фазу целесообразно определять по средней активной мощности фаз. При относительно большом числе электроприёмников целесообразно определять по полной средней мощности.

Средние мощности фаз, для общего случая, когда от рассматриваемого узла СЭС получает питание большое количество электроприёмников, определяются по выражениям:

$$P_{\text{ср.А}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{AB}}} K_{\text{иа}i} \cdot k_{\text{AB(A)}i} \cdot P_{\text{н.АВ}i} + \sum_{i=1}^{m_{\text{CA}}} K_{\text{иа}i} \cdot k_{\text{CA(A)}i} \cdot P_{\text{н.СА}i} + \sum_{i=1}^{k_{\text{АО}}} K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{АО}i};$$

$$Q_{\text{ср.А}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{AB}}} K_{\text{иа}i} \cdot q_{\text{AB(A)}i} \cdot P_{\text{н.АВ}i} + \sum_{i=1}^{m_{\text{CA}}} K_{\text{иа}i} \cdot q_{\text{CA(A)}i} \cdot P_{\text{н.СА}i} + \sum_{i=1}^{k_{\text{АО}}} K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{АО}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{АО}i};$$

где $k_{ij(i)}$ – коэффициент приведения активных мощностей потребителей, подключенных на линейное напряжение i и j к фазе i ;

$q_{ij(i)}$ – коэффициент приведения реактивных мощностей потребителей, подключенных на линейное напряжение i и j к фазе i .

Значения этих коэффициентов зависят от коэффициента мощности электроприёмников и должны удовлетворять следующим условиям:

$$k_{ij(i)} + k_{ij(j)} = 1;$$

$$q_{ij(i)} + q_{ij(j)} = \operatorname{tg}\varphi.$$

Расчетная реактивная мощность ТП находится по формуле:

$$Q_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иаi} \cdot P_{ни} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i. \quad (2.8)$$

Расчетная активная мощность также считается по формуле (2.1). По формуле (2.4) находится n_3 . Расчет однофазных нагрузок представлен в таблице 2.1. Расчеты электрических нагрузок механического цеха приведен в таблице 2.2. Результаты итогового расчета приведены в таблице 2.3.

2.2 Расчет низковольтных нагрузок по предприятию

Средневзвешенные коэффициенты использования $K_{иа}$ и реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ по цехам задаются в исходных данных. Для цехов, питающихся от собственных ТП K_{pa} берется по [5, табл.2].

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников:

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_{ц};$$

$$Q_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o,$$

где $K_{c.o}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки. Определяется по [7];

$P_{y.o}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха. Определяется согласно [6, табл 4.16];

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м²;

$\operatorname{tg}\varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света. При отсутствии информации допускается брать $\operatorname{tg}\varphi_o = 0,3$.

Расчетная полная мощность для каждого цеха находится по формуле:

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

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Изм. _____
 Лист _____
 № док-м. _____
 Подпись _____
 Дата _____
 13.03.02.2018.16:00.00 ПЗ
 20 /лист

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприёмников

Наименование однофазных ЭП	$\sum P_{ни}$, кВт	n_i , шт	$n_i \cdot (P_{ни})^2$, кВт	Установленная мощность ЭП подключенных на U_L			Коэффициенты приведения P и Q			Установленная мощность ЭП подключенных на U_ϕ			$K_{иа}$	tgφ	cosφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену					
				AB	BC	CA	K_ϕ	к	q	A	B	C				$P_{ср}$, кВт			$Q_{ср}$, кВт		
																A	B	C	A	B	C
Сварочное отделение (ШР-1)																					
Потребители подключенные на U_L																					
45 Аппарат сварочный, однофазный	40	1	1600	40	-	-	A	1	0,58	-	-	-	0,4	1,73	-	16	0,0	-	9,28	18,6	-
							B	0	1,16												
Потребители подключенные на U_ϕ																					
1 Трансформатор сварочный, однофазный	76	2	11552	-	-	-	-	-	-	0	76	76	0,4	1,16	-	0	30,4	30,4	0,00	35,2	35,24
																A	B	C			
Итого	116	3	13152	40	-	-										16	30,4	30,4	9,28	53,8	35,24

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок механического цеха

Исходные данные							Расчитанные величины						Расчетная мощность							
по заданию				справочные			$k_{на}P_{ном}$ кВт	$k_{на} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi$, квар	$n \cdot p_{ном2} i$ кВт ²				$n_{э}$	$K_{ра}$	$K_{рр}$		P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	I_p , А
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{на}$	cosφ	tgφ														
		$P_{ном1}$	$P_{ном}$																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17				
Термическое отделение (ШР-1)																				
1 Печь сопротивления	4	55	220,0	0,80	0,96	0,29	176,00	51,33	12100,00											
2 Молот пневматический	1	20	20,0	0,30	0,65	1,17	6,00	7,01	400,00											
3 Молот пневматический	2	10	20,0	0,30	0,65	1,17	6,00	7,01	200,00											
4 Пресс гидравлический	2	10	20,0	0,65	0,80	0,75	13,00	9,75	200,00											
5 Вентилятор	4	10	40,0	0,75	0,80	0,75	30,00	22,50	400,00											
6 Вентилятор поддува	1	4,5	4,5	0,75	0,80	0,75	3,38	2,53	20,25											
Итого по ШР-1	14		324,5	0,72	0,92	0,43	234,38	100,14	13320,25	7,91	1,13	1,11	264,61	111,51	287,15	436,27				
Заготовительное отделение (ШР-2)																				
7 Сварочный аппарат	2	30	60,0	0,25	0,65	1,17	15,00	17,54	1800,00											
8 Ножницы гильотинные	4	7	28,0	0,45	0,65	1,17	12,60	14,73	196,00											
9 Вальцы листозгибочные	3	22	66,0	0,22	0,65	1,17	14,52	16,98	1452,00											
10Пресс гидравлический	2	10	20,0	0,65	0,80	0,75	13,00	9,75	200,00											
11Пресс гидравлический	2	27	54,0	0,65	0,80	0,75	35,10	26,33	1458,00											
12 Станки радиально-сверлильный	3	12	36,0	0,18	0,605	1,17	6,48	7,58	432,00											
13 Вентилятор-калорифер	2	14	28,0	0,50	0,82	0,70	14,00	9,77	392,00											
14 Станок наждачный	4	5	20,0	0,18	0,65	1,17	3,60	4,21	100,00											
15 Вентилятор наждака	4	2,8	11,2	0,65	0,80	0,75	7,28	5,46	31,36											
16 Вентилятор	3	10	30,0	0,75	0,80	0,75	22,50	16,88	300,00											
17 Кран-балка	1	12	12,0	0,25	0,50	1,73	3,00	5,20	144,00											
Итого	30		365,2	0,40	0,74	0,91	147,08	134,41	6505,36	20,50	1,00	1,09	147,08	147,17	208,07	316,13				
Инструментальное отделение (ШР-3)																				
18 Станки токарно-винторезные	2	16,2	32,4	0,18	0,65	1,17	5,83	6,82	524,88											
19 Станки токарно-винторезные	3	30	90,0	0,18	0,65	1,17	16,20	18,94	2700,00											
20 Станки токарно-винторезные	2	42,4	84,8	0,18	0,65	1,17	15,26	17,85	3595,52											
21 Станки радикально-сверлильные	3	12	36,0	0,18	0,65	1,17	6,48	7,58	432,00											
22 Станок кругло-шлифовальный	2	7,2	14,4	0,18	0,65	1,17	2,59	3,03	103,68											

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
23 Станок вертикально-сверлильный	5	1	5,0	0,18	0,65	1,17	0,90	1,05	5,00							
24 Станок заточный	4	1	4,0	0,18	0,65	1,17	0,72	0,84	4,00							
25 Станок наждачный	3	4,5	13,5	0,18	0,65	1,17	2,43	2,84	60,75							
26 Вентилятор наждака	3	10,0	30,0	0,65	0,80	0,75	19,50	14,63	300,00							
27 Станок продольно-строгальный	2	48,2	96,4	0,18	0,65	1,17	17,35	20,29	4646,48							
28 Станки плоскошлифовальные	3	15,8	47,4	0,18	0,65	1,17	8,53	9,98	748,92							
29 Станки токарно-револьверные	1	13,0	13,0	0,18	0,65	1,17	2,34	2,74	169,00							
30 Станки расточное	2	11,9	23,8	0,18	0,65	1,17	4,28	5,01	283,22							
31 Станки зубофрезерные	3	15,8	47,4	0,18	0,65	1,17	8,53	9,98	748,92							
32 Станки зубодолбежные	3	11,7	35,1	0,18	0,65	1,17	6,32	7,39	410,67							
33 Станок горизонтально-фрезерный	2	13,1	26,2	0,18	0,65	1,17	4,72	5,51	343,22							
34 Станки вертикально-фрезерные	2	13,0	26,0	0,18	0,65	1,17	4,68	5,47	338,00							
35 Станки долбежные	2	10,9	21,8	0,18	0,65	1,17	3,92	4,59	237,62							
36 Станки строгальные	3	8,0	24,0	0,18	0,65	1,17	4,32	5,05	192,00							
37 Установка высокочастотная	1	60,0	60,0	0,73	0,86	0,59	43,80	25,99	3600,00							
38 Станок импульсный	2	40,0	80,0	0,18	0,65	1,17	14,40	16,84	3200,00							
39 Станок отрезной ножовочный	3	2,7	8,1	0,18	0,65	1,17	1,46	1,70	21,87							
40 Станок отрубной	3	5,0	15,0	0,18	0,65	1,17	2,70	3,16	75,00							
41 Кран-балка	1	12,0	12,0	0,25	0,5	1,73	3,00	5,20	144,00							
Итого по ШР-3	60		846,3	0,24	0,70	1,01	200,27	202,44	22884,75	31,30	1,00	1,09	200,27	219,90	297,43	451,97
Сварочное отделение ШР-4																
43 Манипулятор сварочный	1	41,7	41,7	0,20	0,75	0,88	8,34	7,36	1738,89							
44 Преобразователь сварочный	2	30,0	60,0	0,30	0,60	1,33	18,00	24,00	1800,00							
46 Ножницы гильотинные	2	7,0	14,0	0,45	0,65		6,30		98,00							
47 Вентилятор	4	20,0	80,0	0,75	0,80		60,00		1600,00							
48 Кран-балка	1	12,0	12,0	0,25	0,50	1,73	3,00	5,20	144,00							
Итого по ШР-4	10		207,7	0,46	0,93	0,38	95,64	36,55	5380,89	8,02	1,13	1,11	108,07	40,69	115,48	175,45
Отделение металлоконструкций ШР-5																
49 Аппарат сварочный	3	30	90,0	0,25	0,65	1,17	22,50	26,31	2700,00							
50 Вентилятор	3	7,5	22,5	0,75	0,80	0,75	16,88	12,66	168,75							
51 Вентилятор-калорифер	4	14	56,0	0,50	0,82	0,70	28,00	19,54	784,00							
52 Кран-балка	2	12	24,0	0,25	0,50	1,73	6,00	10,39	288,00							
Итого по ШР-5	12		192,5	0,38	0,73	0,94	73,38	68,90	3940,75	9,40	1,10	1,11	80,36	76,50	110,95	168,57
Однофазная нагрузка	3		116,0	0,40	0,49	1,77	91,20	161,40	13152,00	1,02	2,00	1,14	182,40	184,42	259,38	394,09
Итого по цеху	129		2052,2	0,41	0,77	0,84	841,94	703,84	65184,00	64,61	0,70	0,70	589,36	492,69	768,17	1167,12

Результаты расчетов силовой низковольтной нагрузки, полной расчетной мощности, осветительной нагрузки для освещения территории предприятия, представлены в таблице 2.4.

2.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки по предприятию

Расчетную активную и реактивную мощность высоковольтной нагрузки по данным [5, 3.3.6] находятся согласно формулам:

$$P_{pBB} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^m K_{ni} \cdot P_{ni};$$

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

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{pa}=1$, тогда расчетные активные и реактивные мощности будут равны соответственно средней активной и реактивной мощности, для нахождения которых имеются все исходные данные. Расчет высоковольтных электроприемников сведен в таблицу 2.5

2.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах (за исключением МЦ), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. Примем центр электрических нагрузок МЦ совпадающим с физическим центром МЦ.

Радиус окружностей и углы секторов для каждого цеха найдем по формулам:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}};$$

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

						Лист
					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.5 – Расчет нагрузки от высоковольтных электроприемников

Исходные данные							Расчётные данные	
Данные технологов				Справочные данные			P _c , кВт	Q _c , квар
Наименование цеха, отделения, участка	P _{ном} , кВт	n	ΣP _{ном} , кВт	К _{и.а.}	cos φ	tg φ		
Нагрузка 10 кВ	2	3	4	5	6	7	8	9
4 Водонасосная. АД	400	4	1600	0,70	0,82	0,70	1120	781,76
8 Компрессорная станция. СД	1600	4	6400	0,80	0,90	0,48	5120	0,00
13 Котельная. СД	630	2	1260	0,75	0,85	0,62	945	0,00
Итого по нагрузке 10 кВ			9260			0,11	7185	781,76

13.03.02.2018.16:10:00 ПЗ

где P_{pi} , $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.oi}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из таблиц 2.4 и 2.5;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$.

Тогда масштаб m рассчитаем по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot r_{min}^2}. \quad (2.9)$$

Расчетную мощность для цеха определим по формуле:

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

Наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет проходная. По формуле (2.9) находим:

$$m = \frac{53,36}{3,14 \cdot (3)^2} = 1,888 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия находим по выражениям:

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

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

$$X_0 = 406,9 \text{ м};$$

$$Y_0 = 220,89 \text{ м}.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

Выводы по разделу 2

Проведен расчет электрических нагрузок предприятия, определены активные, реактивные и полные мощности цехов и в целом по предприятию. Построена картограмма нагрузок, выбраны координаты главной понизительной подстанции в соответствии с рассчитанным центром электрических нагрузок, площади, необходимой для размещения ГПП, розой ветров.

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Таблица 2.6 – Расчет картограммы нагрузок

Наименование цеха, отделения, участка	Р _р , кВт	Р _{р.н.} , кВт	Р _{р.о.} , кВт	Р _{р.в.} , кВт	х	у	R, мм	α _н град	α _о град	α _в град	Р·х	Р·у
1 Автотранспортный участок	65,25	45,05	20,21	0,0	63,0	117	6	249	111	0	7634	4111
2 Центральный склад	99,73	53,04	46,69	0,0	674,0	280	7	191	169	0	27925	67220
3 Тарная мастерская	203,94	189,00	14,94	0,0	43,0	329	10	334	26	0	67097	8770
4 Водонасосная	1213,14	115,25	11,49	1086,4	114,0	223	25	34	3	322	270530	138298
5 Аглофабрика	360,36	324,00	36,36	0,0	494,0	100	14	324	36	0	36036	178019
6 Цех №1	1918,68	1874,56	44,12	0,0	314,0	331	32	352	8	0	635083	602466
7 Столовая	101,03	72,25	28,78	0,0	151,0	66	7	257	103	0	6668	15255
8 Компрессорная	5267,52	286,75	14,37	4966,4	546,0	43	53	20	1	339	226503	2876065
9 Заводоуправления	76,11	49,40	26,71	0,0	180,0	260	6	234	126	0	19789	13700
10 Ремонтно-строительный участок	217,92	174,82	43,10	0,0	509,0	154	11	289	71	0	33560	110923
11 Участок энергоцеха	128,93	79,80	49,13	0,0	657,0	94	8	223	137	0	12120	84709
12 Администрация энергоцеха	68,98	53,10	15,88	0,0	586,0	257	6	277	83	0	17727	40420
13 Котельная	2016,21	1041,04	30,18	945,0	177,0	157	33	186	5	169	316545	356870
14 Второй цех	5178,77	5084,86	93,91	0,0	480,0	388	52	353	7	0	2009362	2485808
15 РМЦ	671,68	631,46	40,22	0,0	329,0	254,	19	338	22	0	170607	220984
16 Проходная	53,36	37,49	15,88	0,0	100,0	389	5	253	107	0	20758	5336
17 Телефонная станция, мед-пункт	134,49	116,10	18,39	0,0	180,0	360	8	311	49	0	48417	24209
Суммарная нагрузка	17776,12	10227,94	550,38	6997,8	406,9	220					3926362	7233162

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

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Согласно [8, 2.7] выбор мощности, типа и других параметров трансформаторной подстанции, ее расположение зависят от характера электрических нагрузок, ее расположения на генеральном плане. Из предыдущего расчета нагрузок следует, что 1 и 4 цех потребляет относительно небольшую расчетную активную мощность. Так как указанные подразделения предприятия расположены близко друг к другу принимаем решение о питании цеха 7 на напряжении 0,4кВ от ТП, установленной в цехе №1.

Найдем удельную плотность нагрузки по формуле:

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

где σ – удельная плотность нагрузки, кВА/м²;

S_p – расчетная нагрузка цеха 0,4 кВ, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Далее по формуле (3.1) рассчитываем удельную плотность нагрузки. В зависимости от полученного значения удельной плотности нагрузки выбираем единичную мощность трансформатора.

Учитывая третью категорию по надежности электроснабжения электроприемников, установленных в цехе № 1,7, в ТП цеха №1 устанавливаем один трансформатор типа ТМГ. Оптимальное количество трансформаторов, устанавливаемых в цехе, определяется по формуле:

$$N_{т.опт} = N_{т.мин} + m, \quad (3.2)$$

где m – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального;

$N_{т.мин}$ – минимальное количество трансформаторов в цеховой ТП

$$N_{т.мин} = \max(N_{т.мин}^{над}; N_{т.мин}^э), \quad (3.3)$$

где $N_{т.мин}^{над}$ – минимальное количество трансформаторов в цехе по условию надежности;

$N_{т.мин}^э$ – минимальное количество трансформаторов в цехе, при условии принятия $S_{н.т.} = S_{н.т.}^э$, определяется по формуле:

$$N_{т.мин}^э = \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot S_{н.т.}^э} + \Delta N_{т.}, \quad (3.4)$$

						Лист
					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $N_{т.мин}^э$ – количество трансформаторов в цехе, по условию экономической целесообразности;

P_p – расчетная нагрузка цеха напряжением 0,4 кВ;

$S_{н.т.}^э$ – экономически целесообразная мощность одного трансформатора, соответствующая расчетной плотности нагрузки цеха;

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

Мощность одного трансформатора находим по формуле:

$$S_{н.т.} \geq \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot N_{т.}^{опт}}. \quad (3.5)$$

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы способны пропускать из сети внутреннего электроснабжения в сеть напряжением 0,4 кВ определим по формуле:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_{т.}^{опт} \cdot K_{з.д} \cdot S_{н.т.})^2 - P_p^2}, \quad (3.6)$$

где $N_{т.}^{опт}$ – число трансформаторов, установленных в цехе.

Величина $Q_{1р}$ является расчетной, поэтому реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 может быть не равна ей:

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

где Q_p – расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

При $Q_{1р} < Q_p$ трансформаторы ТП не способны пропускать всю реактивную нагрузку, следовательно, часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторных батарей, которые устанавливаются на стороне низшего напряжения данной трансформаторной подстанции. Мощность этих конденсаторов будет равна:

$$Q_{кв} = Q_p - Q_1. \quad (3.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определим по формулам:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_{т.}^{опт} \cdot S_{н.т.}};$$

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

$$K_{3.п} = \frac{S_{p.т} \cdot N_{т.вз.рез.}}{(N_{т.вз.рез.} - 1) \cdot S_{н.т}},$$

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

Для нашего примера:

По формуле (3.1):

$$\sigma = \frac{\sqrt{65,25^2 + 52,02^2}}{20,41} = 0,04 \text{ кВА} / \text{м}^2.$$

По формуле (3.4):

$$N_{т.мин}^3 = \frac{166,28}{0,7 \cdot 250} = 0,95.$$

По формуле (3.3):

$$N_{т.мин} = \max(1; 0,95) = 1.$$

Оптимальное количество трансформаторов по формуле (3.2) равно:

$$N_{т.опт} = 1.$$

Мощность одного трансформатора по формуле (3.5):

$$S_{н.т} \geq \frac{162,28}{0,9 \cdot 1} = 184,76 \text{ кВА}.$$

Наибольшую РМ, которую трансформатор способен пропустить из сети внутреннего электроснабжения в сеть напряжением 0,4 кВ находим по формуле:

$$Q_{1р} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 250)^2 - 166,28^2} = 151,58 \text{ квар}.$$

По формуле (3.7):

$$Q_1 = 114,84 \text{ квар}.$$

Трансформаторы могут пропустить всю реактивную мощность, следовательно, компенсация не требуется:

$$Q_{ку} = 0 \text{ квар}.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме по формулам (3.9), (3.10):

$$K_{3.н} = \frac{\sqrt{(166,28)^2 + (114,84)^2}}{250} = 0,8;$$

Параметры холостого хода и короткого замыкания для трансформатора ТМГ-250, взятые из [9, табл.2] в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Параметры трансформатора ТМГ-250

ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %
0,425	2,75	2	4,5

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

$$\Delta P_T = n_i \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3.H}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.9)$$

$$\Delta P_T = 1 \cdot (0,425 + 0,9^2 \cdot 2,75) = 2,22 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{n_i \cdot S_{н.т}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{3.H}^2 \cdot U_K), \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1 \cdot 250}{100} (2 + 0,9^2 \cdot 4,5) = 12,35 \text{ квар.}$$

Активная и реактивная мощности могут быть найдены по формулам:

$$P_{p.ТП} = P_p + \Delta P_T,$$

$$P_{p.ТП-10} = 166,28 + 2,22 = 168,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ТП} = Q_1 + \Delta Q_T,$$

$$Q_{p.ТП-10} = 114,84 + 12,35 = 127,19 \text{ квар.}$$

Полная мощность, которую потребляет ТП-1 из сети внутризаводского электроснабжения, находим по формуле:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{(P_{p.ТП})^2 + (Q_{p.ТП})^2},$$

$$S_{p.ТП-1} = \sqrt{(168,28)^2 + (127,19)^2} = 211,116 \text{ кВА.}$$

Расчеты для остальных ТП приведены в таблице 3.3.

Выводы по разделу 3

Был проведён расчёт цеховых трансформаторных подстанций, выбор типа трансформаторов, их мощности, рассмотрена экономическая целесообразность питания маломощных цехов и подразделений от ТП соседних цехов. На генеральный план были нанесены местоположения цеховых ТП и НРП.

										Лист
										31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

Таблица 3.3 – Выбор трансформаторных подстанций

Порядковый номер и наименование цеха	Категория надежности ЭП	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м2	σ, кВА/м2	S _{э.г.} , кВА	N	N _{тmin}	N _{топт}	S _{т ном}	n _i , шт.	Номер ТП	K _{з.дi}	Тип трансформатора	Q _{1p} , квар	Q ₁ , квар	Мощность БК, Q _p -Q ₁ , квар	K _{з.н.}	K _{з.п.}	ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _к , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т	Q ₁ +ΔQ _т		
1 Автотранспортный участок	3	3	65,25	52,02	83,45																									
7 Столовая	3	3	101,03	62,82	118,97		250	1	1	1	250	1	1	0,9	ТМГ	151,57	114,84	0,00	0,8	-										
1,7 Итого			166,28	114,84		0,04	2500	1	2	2	1000	2	2	0,7	ТМГ	901,38	542,39	0,00	0,6	1,2	0,4	2,7	2,0	4,5	2,22	12,35	168,50	127,19		
13 Котельная	1	1	1071,21	542,39	1200,70	0,35															1,1	9,5	1,3	6,0	9,05	69,25	1080,26	611,64		
12 Администрация энергоцеха	3	3	68,98	30,48	75,41																									
2 Центральный склад	3	3	99,73	105,88	145,45		250	1	1	1	250	1	3	0,9	ТМГ	148,86	136,36	0,00	0,9	-										
2,12 Итого			168,71	136,36		0,03	1000	1	1	1	250	1	4	0,9	ТМГ	95,03	95,03	51,19	0,9	-	0,4	2,7	2,0	4,5	2,50	13,47	171,20	149,83		
3 Тарная мастерская	3	3	203,94	146,23	250,95	0,15															0,4	2,75	2,0	4,5	2,65	14,11	206,59	160,35		
4 Водонасосная	2	2	126,74	89,88	155,37																									
9 Заводоуправления	2	2	76,11	45,06	88,45		1250	1	2	1	160	2	5	0,7	ТМГ	82,16	82,16	52,78	0,7	1,4										
4,9 Итого			202,85	134,95		0,12	800	1	2	2	250	2	6	0,7	ТМГ	285,22	211,71	211,71	0,8	1,6	0,3	2,0	2,1	4,5	2,47	13,46	205,32	148,40		
5 Аглофабрика	2	2	360,36	211,71	417,95	0,11	400	1	2	2	160	2	7	0,7	ТМГ	51,82	51,82	45,78	0,7	1,4	0,4	2,7	2,0	4,5	4,69	25,72	365,06	237,43		
10 Ремонтно-строительный участок	2	2	217,92	97,60	238,78	0,05	2500	1	2	2											0,3	2,0	2,1	4,5	2,56	13,78	220,48	111,38		
6 Второй цех	2	2	1918,68	3260,06	3782,77	0,85	1250	1	2	2																				
15 РМЦ	2	2	671,68	539,95	861,80	0,20	2500	1	2	2	1000	2	8	0,7	ТМГ	531,51	531,51	1368,50	0,7	1,4										
6,15 Итого			1295,18	1900,01	1891,38	0,85	2500	1	2	2	1000	2	15	0,7	ТМГ	531,51	531,51	1368,50	0,7	1,4	1,1	9,5	1,3	6,0	11,51	84,80	1306,69	1984,81		
	2		1295,18	1900,01	1891,38	0,85															1,1	9,5	1,3	6,0	11,51	84,80	1306,69	1984,81		
8 Компрессорная	2	2	301,12	182,02	351,86																									
11 Участок энергоцеха		2	128,93	53,39	139,55		1600	1	2	2	400	2	9	0,7	ТМГ	358,68	235,41	0,00	0,6	1,2										
8,11 Итого	2		430,05	235,41		0,22															0,6	3,8	1,9	4,5	4,11	28,72	434,16	264,13		
14 Цех №2	2	2	5178,77	4107,66	6610,03		2500	1	2	2	1000	2	10	0,7	ТМГ	532,70	532,70	494,21	0,7	1,4										
1ТП	2	2	1294,69	1026,91	1652,51	0,70	2500	1	2	2	1000	2,00	11	0,7	ТМГ	532,70	532,70	494,21	0,7	1,4	1,1	9,5	1,3	6	11,51	84,80	1306,20	1111,71		
2ТП	2	2	1294,69	1026,91	1652,51	0,70	2500	1	2	2	1000	2,00	13	0,7	ТМГ	532,70	532,70	494,21	0,7	1,4	1,1	9,5	1,30	6,0	11,51	84,80	1306,20	1111,71		
3ТП	1		1294,69	1026,91	1652,51	0,70	2500	1	2	2	1000	2,00	14	0,7	ТМГ	532,70	532,70	494,21	0,7	1,4	1,1	9,5	1,30	6,0	11,51	84,80	1306,20	1111,71		
4ТП			1294,69	1026,91	1652,51	0,70															1,1	9,5	1,30	6,0	11,51	84,80	1306,20	1111,71		
16 Проходная		2	53,36	37,82	65,41																									
17 Телефонная станция, медпункт		1	134,49	123,96	182,91		630	1	2	2	160	2	12	0,7	ТМГ	122,01	122,01	0,00	0,7	1,4										
16,17 Итого			187,85	161,78		0,09															0,3	2	2,1	4,5	2,56	13,78	190,41	175,56		

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

Величину рационального напряжения питания ГПП оценим по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{Р.П.}}, \quad (4.1)$$

где l – длина питающей линии, км;

$P_{Р.П.}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

$$P_{Р.П} = K_{О.М} \cdot [P_{Р.НВ} + P_{Р.ВВ} + \Delta P_{ТЭ}] + P_{Р.О}, \quad (4.2)$$

где $K_{О.М}$ – коэффициент одновременности максимумов. Исходя из раздела 2 для шин НН ГПП $K_{О.М} = 0,9$;

$P_{Р.НВ}$ – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП. Из раздела 2 известно, что $P_{Р.НВ} = 10227$ кВт;

$P_{Р.ВВ}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными и асинхронными двигателями; Из раздела 2 известно, что $P_{Р.ВВ} = 6997,8$ кВт;

$P_{Р.О}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение. Из раздела 2 известно, что $P_{Р.О} = 590,91$ кВт;

$\Delta P_{ТЭ}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Из раздела 3 известно, что $\Delta P_{ТЭ} = 102,043$ кВт.

По формуле (4.2):

$$P_{Р.П} = 0,9 \cdot (10227,94 + 6997,8 + 102,043) + 590,91 = 16203 \text{ кВт.}$$

По формуле (4.1):

Для напряжения 10кВ:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \sqrt{1 + 0,016 \cdot 16203} = 70,01 \text{ кВ.}$$

Для напряжения 110кВ:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \sqrt{5 + 0,016 \cdot 16203} = 70,55 \text{ кВ.}$$

Т.к. полученное напряжение схемы внешнего электроснабжения одинаково удалено от имеющихся напряжений внешнего электроснабжения (110 и 10 кВ), выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения проведем технико-экономическим сравнением двух вариантов.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Для выбора силовых трансформаторов ГПП необходимо знать полную расчетную нагрузку предприятия:

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

где $Q_{\text{ЭСЦ}}$ – экономически целесообразная РМ на стороне высшего напряжения ГПП, квар

$$Q_{\text{ЭСЦ}} = P_{\text{РП}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ЭСЦ}},$$

Для сети напряжением 10 кВ $\text{tg}\varphi=0,25$; для сети напряжением 110 кВ $\text{tg}\varphi=0,31$, тогда:

– для сети напряжением 10 кВ:

$$Q_{\text{ЭСЦ}} = 16203 \cdot 0,25 = 4051 \text{ квар};$$

– для сети напряжением 110 кВ:

$$Q_{\text{ЭСЦ}} = 16203 \cdot 0,31 = 5023 \text{ квар}.$$

Итак, расчетная мощность завода по формуле (4.3):

– для сети напряжением 10 кВ:

$$S_{\text{РП}} = \sqrt{16203^2 + 4051^2} = 16700 \text{ кВА};$$

– для сети напряжением 110 кВ:

$$S_{\text{РП}} = \sqrt{16203^2 + 5023^2} = 16960 \text{ кВА}.$$

Принимаем решение об установке на ГПП двух трансформаторов мощностью $S_{\text{НТ}}=16000$ кВА для сети напряжением 110 кВ, тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{S_{\text{РП}}}{N \cdot S_{\text{НТ}}},$$

где $N=2$ – число трансформаторов ГПП.

Для сети напряжением 110 кВ:

$$K_{\text{ЗН}} = \frac{16960}{2 \cdot 16000} = 0,53.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{ЗП}} = \frac{S_{\text{РП}}}{(N-1) \cdot S_{\text{НТ}}}.$$

Для сети напряжением 110 кВ:

$$K_{\text{ЗП}} = \frac{16960}{(2-1) \cdot 16000} = 1,06.$$

Для данных трансформаторов коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не превышает допустимых значений.

									Лист
									34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Выводы по разделу 4

Определили по формуле Стилла рациональное напряжение, оно равно 70,01кВ. Для дальнейшего рассмотрения выбрали напряжения 110кВ и 10кВ. Приняли решение об установке на ГПП двух трансформаторов для напряжения 110кВ. Коэффициент загрузки трансформатора составил 0,53 в нормальном режиме и 1,06 в послеаварийном.

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Для сравнения было выбрано два варианта схемы электроснабжения.

5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ

Схема РУ ВН ГПП- Два блока линия-трансформатор с выключателем (110-3Н).
Схема РУ НН ГПП- Одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1).

1 Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры выбранных трансформаторов ТДН-16000/110/10 приведены в таблице 5.1 [9, табл.2.108].

Таблица 5.1 – Параметры трансформаторов ТДН-16000/110/10

ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %
18	85	0,7	10,5

По формуле (3.8) потери активной мощности составят:

$$\Delta P_T = 2(18 + (0,53)^2 \cdot 85) = 83,8 \text{ кВт.}$$

По формуле (3.9) потери реактивной мощности составят:

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 16000}{100} (0,7 + (0,53)^2 \cdot 10,5) = 1168 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах находим согласно формуле:

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

где n – число трансформаторов, установленных на ГПП;

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

τ – годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_T, \quad (5.2)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [9, табл.2.3] для химического предприятия $T_M = 7000$ ч.

По формуле (5.2) находим:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5948 \text{ ч.}$$

По формуле (5.1) находим:

$$\Delta W_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + (0,53)^2 \cdot 85 \cdot 5948) = 599500 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Рассчитаем ЛЭП от энергосистемы до ГПП завода. Нагрузка в начале линии определяется по формуле:

$$S_{P.L} = \sqrt{(P_{P.П} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ЭС})^2}, \quad (5.3)$$

$$S_{P.L} = \sqrt{(16203 + 83,8)^2 + (5023)^2} = 17040 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ найдем как:

$$I_{P.L} = \frac{S_{P.L}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}, \quad (5.4)$$

где N – число цепей линии, $N=2$;

U_H – номинальное напряжение сети; $U_H = 110 \text{ кВ}$.

$$I_{P.L} = \frac{17040}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 44,73 \text{ А.}$$

Ток одной цепи линии электропередач в послеаварийном режиме находим согласно формуле:

$$I_{II} = 2 \cdot I_{P.L}, \quad (5.5)$$

$$I_{II} = 2 \cdot 44,73 = 89,46 \text{ А.}$$

Сечение проводов воздушной линии найдем по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P.L}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.6)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм². Согласно [10, табл.1.3.36] экономическая плотность тока равняется $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

$$F_{\text{э}} = \frac{44,73}{1,1} = 40,66 \text{ мм}^2.$$

В качестве проводов воздушной линии от районной подстанции энергосистемы до ГПП завода принимаем провод с сечением $F = 70 \text{ мм}^2$. Параметры проводов по данным [11, табл.7.33, 7.38]: Длительно допустимый ток $I_{\text{д}} = 265 \text{ А}$; удельные сопротивления: $r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$.

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Проверим провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д}} > I_{\text{п}}, \quad (5.7)$$

$$265 \text{ А} > 89,46 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах за год [13] составят:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.л}})^2 \cdot r_0 \cdot 1 \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (5.8)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot (44,73)^2 \cdot 0,428 \cdot 5 \cdot 5948) \cdot 10^{-3} = 52800 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч.}}{\text{год}}.$$

Схемы для расчета токов КЗ отражены на рисунке 5.1.

Основываясь на исходные данные, мощность КЗ на шинах подстанции 110 кВ равна $S_{\text{с}}=3000$ МВА. Расчет токов КЗ осуществим в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных мощности и напряжения $S_{\text{б}}=1000$ МВА, $U_{\text{б}}=115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах составит:

$$X_{\text{с}^*} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}}, \quad (5.9)$$

$$X_{\text{с}^*} = \frac{1000}{3000} = 0,33.$$

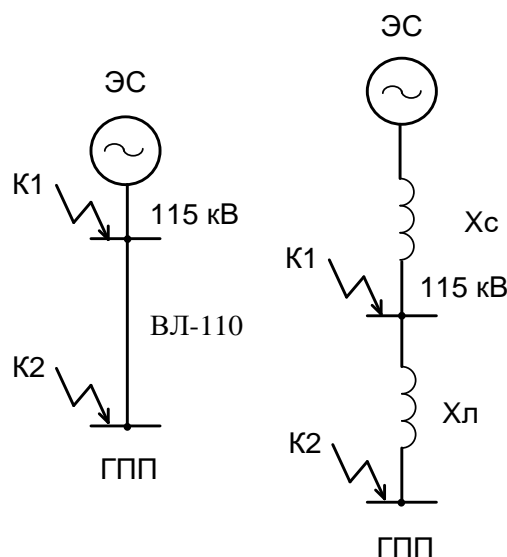


Рисунок 5.1 – Схемы для расчета токов КЗ

Сопrotивление воздушной линии находим согласно формуле:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{(U_B)^2}, \quad (5.10)$$

$$X_{л*} = \frac{0,444 \cdot 5 \cdot 1000}{(115)^2} = 0,168.$$

Ток КЗ в точке 1 будет равен [4]:

$$I_{K1} = I_{п0} = \frac{I_B}{X_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{C*}}, \quad (5.11)$$

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

По формуле 5.11 имеем:

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,33} = 15,213 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находим согласно формулы:

$$I_{K2} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (X_{C*} + X_{л*})}, \quad (5.12)$$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,33 + 0,168)} = 10,08 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания определяем согласно формулы:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K, \quad (5.13)$$

где K_y – ударный коэффициент. Согласно [7, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{y1}=1,72$, $K_{y2}=1,8$,

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 15,213 = 37 \text{ кА;}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,08 = 25,66 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяем согласно формулы:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (5.14)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей. По [7, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2: $T_{a1} = 0,03$ с; $T_{a2} = 0,05$ с.

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

В начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП выполняем с помощью КТП-СЭЩ Б(М) [12]. К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) принимаем выключатель ВГТ-110П-40/2500 УХЛ1. Проверяем выключатель на возможность применить в качестве выключателя отходящей линии от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП. Характеристики возьмем из [13, 3.1].

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам приведенным в таблице 5.2.

В таблице 5.2 используются следующие обозначения:

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ. Для точек 1 и 2 соответственно $I_{п01} = I_{К1} = 15,213$ кА, $I_{п02} = I_{К2} = 10,08$ кА;

$I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости;

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

β_n – процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания. $\beta_n = f(\tau)$:

$$\tau = t_{з.мин} + t_c, \quad (5.15)$$

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

t_c – собственное время отключения выключателя $t_c = 0,035$ с:

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

Определяем, что $\beta_n = 35\%$ и это допустимо для данного выключателя.

$t_з$ – время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы (См. раздел 7)).

$I_{тер}$ – ток термической стойкости;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости. По [13, 3.1]: $t_{тер} = 3$ с.

Проверим разъединитель РН СЭЩ-110/1250УХЛ1 [12] как разъединитель отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП, проверка отражена в таблице 5.3;

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке в КТП-СЭЩ Б(М) принимается ОПНН-Ф-110 [12].

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

Таблица 5.2 – Выбор и проверка выключателей

Условия выбора	Расчетные параметры сети		Каталожные данные ВГТ-110П* - 40/2500 УХЛ1
	Выключатель отходящей линии подстанции энергосистемы	Выключатель на вводе ГПП	
По номинальному напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 110,00$ кВ		$U_n = 110$ кВ
По номинальному току $I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб. утяж}} = 117,60$ А		$I_n = 2500$ А
По номинальному току электродинамической стойкости:			
а) симметричному $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п01}} = I_{\text{к1}} = 15,21$ кА	$I_{\text{п02}} = I_{\text{к2}} = 10,08$ кА	$I_{\text{дин}} = 40$ кА
б) асимметричному $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин. макс}}$	$I_{\text{удк1}} = 37,00$ кА	$I_{\text{удк2}} = 25,66$ кА	$I_{\text{дин макс}} = 102$ кА
По номинальному току отключения:			
а) симметричному $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}$	$I_{\text{пт1}} = 15,21$ кА	$I_{\text{пт2}} = 10,08$ кА	$I_{\text{отк}} = 40$ кА
б) асимметричному $\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт1}} + i_{\text{ат1}},$ $\sqrt{2} \cdot 15,21 + 4,8 =$ $= 26,31$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт2}} + i_{\text{ат2}},$ $\sqrt{2} \cdot 10,08 + 3,18 =$ $= 17,43$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right),$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 76$
По номинальному импульсу квадратичного тока $B_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к. доп}}$	$B_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $B_k = (15,213)^2 \times$ $\times (2,1 + 0,035 + 0,03) =$ $= 501,06$ (кА) ² с	$B_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $B_k = (10,08)^2 \times$ $\times (1,8 + 0,035 + 0,05) =$ $= 191,53$ (кА) ² с	$B_{\text{к. доп}} = (40)^2 \cdot 3 =$ $= 4800$ (кА) ² с

Изм.

Лист

№ док-м.

Подпись

Дата

13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ

4.1

Лист

Таблица 5.3 – Выбор и проверка разъединителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети		Каталожные данные РН СЭЩ-110/1250УХЛ1
	Разъединитель отходящей линии подстанции энергосистемы	Разъединитель на вводе ГПП	
Номинальное напряжение $U_c \leq U_n$	$U_c = 110,00$ кВ		$U_n = 110,00$ кВ
Номинальный ток $I_{\text{раб.уяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.уяж}} = 117,60$ А		$I_n = 1250,00$ А
Номинальный ток электродинамической стойкости $I_{п0} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{п01} = I_{K1} = 15,21$ кА	$I_{п02} = I_{K2} = 10,08$ кА	$I_{\text{дин}} = 80,00$ кА
Номинальный импульс квадратичного тока $B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к.доп}}$			
а) для главных ножей	$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $B_k = (15,213)^2 \cdot (2,1 + 0,035 + 0,03) = 501,06 (\text{кА})^2 \text{с}$	$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $B_k = (10,08)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,05) = 191,53 (\text{кА})^2 \text{с}$	$B_{\text{к.доп}} = (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 (\text{кА})^2 \text{с}$
б) для заземляющих ножей	$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $B_k = (15,213)^2 \cdot (2,1 + 0,035 + 0,03) = 501,06 (\text{кА})^2 \text{с}$	$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $B_k = (10,08)^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,05) = 191,53 (\text{кА})^2 \text{с}$	$B_{\text{к.доп}} = (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 (\text{кА})^2 \text{с}$

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ

5 Определяем годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электроснабжения с напряжением 110 кВ:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{пэ}} + Y + I_{\text{ээ}}, \quad (5.16)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E_i = E_n + E_{oi} + E_{ai}, \quad (5.17)$$

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

E_{oi} – расходы на обслуживание;

E_{ai} – отчисления на амортизацию;

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

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

Y – ущерб от перерывов электроснабжения, определяющийся для вариантов, неравноценных по надежности;

$I_{\text{ээ}}$ – стоимость электроэнергии потребленной за год рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{ээ}} = P_{\text{р.п}} \cdot T_{\text{м}} \cdot C_0,$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии рассчитывается по формуле

$$3.11, \text{ для } 110\text{кВ равна } 3,935 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$I_{\text{ээ}} = 16203 \cdot 7000 \cdot 3,935 = 467600 \text{ тыс.руб.}$$

В данной дипломной работе рассматриваются два варианта питания на напряжении 110 кВ и 10 кВ. Они являются равнонадежными, следовательно можно не учитывать ущерб от перерывов электроснабжения.

Сумму капитальных затрат на элемент системы электроснабжения определяем согласно формуле [14, 1.6]:

$$K_i = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{ндс}}, \quad (5.24)$$

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

$K_{\text{дефл}}$ – коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен, согласно [15]: $K_{\text{дефл}} = 5,825$;

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

						Лист
					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В [14] приведены укрупненные стоимостные показатели стоимости ячеек выключателя и трансформатора.

– Ячейка выключателя

Количество ячеек- 4 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП). Стоимость ячейки элегазового выключателя согласно [14] – $K_{справ}=6580$ тыс. руб.

По формуле (5.18) получим:

$$K = 6580 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 45227,63 \text{ тыс. руб.}$$

Согласно [6, табл. 2.1]: $E_a = 0,063$; $E_o = 0,03$.

По формуле (5.17) получим:

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

Таким образом годовые затраты $E \cdot K = 4 \cdot 0,213 \cdot 45227,63 = 38533,94$ тыс. руб.

– Ячейка трансформатора

Количество ячеек – 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора мощностью 16 МВА и с высшим напряжением 110 кВ согласно [12] – $K_{справ}=5546$ тыс. руб.

По формуле (5.18) получим:

$$K = 5546 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 38120,43 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ячейке выключателя: $E = 0,213$.

Годовые затраты составят:

$$E \cdot K = 2 \cdot 0,213 \cdot 38120,43 = 16239,3 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в элементе СЭС составят:

$$C_s = \Delta W \cdot C'_0, \quad (5.25)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии. $C'_0 = 3,935 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

По (5.19) для трансформатора получим:

$$C_{эТ} = 599500 \cdot 3,935 \cdot 10^{-3} = 2359 \text{ тыс. руб.}$$

– ВЛ 110 кВ

Длина воздушной линии – 5 км. Стоимость строительства километра двухцепной ВЛ на напряжение 110 кВ, согласно [14] равны $k_{справ0} = 1495 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{км}}$:

$$K_{справ} = k_{справ0} \cdot l,$$

$$K_{справ} = 1495 \cdot 5 = 7475 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.18):

$$K = 7475 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 51379,4 \text{ тыс. руб.}$$

						13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			44

По данным [6, табл. 2.1]: $E_a = 0,028$; $E_o = 0,004$.

По формуле (5.17) получим:

$$E = 0,12 + 0,028 + 0,004 = 0,152.$$

Годовые затраты составят:

$$E \cdot K = 0,152 \cdot 51379,4 = 7809,67 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.19) для ВЛ получим:

$$C_{эл} = 52800 \cdot 3,935 \cdot 10^{-3} = 207,77 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Годовые приведенные затраты для схемы 110кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоим. ед., тыс. руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб. год	ΔW , кВт·ч год	C_3 , тыс. руб. год
Выключатель (ячейка)	штук	4	45227,63	180910,52	0,213	38533,94	-	-
Ячейка для трансформатора	штук	2	38120,43	76240,86	0,213	16239,3	599500	2359,00
ВЛЭП 110 кВ	км	5	10275,90	51379,40	0,152	7809,67	52800	207,77
Итоговая стоимость						62582,90		2566,77

По формуле (5.24) получим:

$$Z = 62582,9 + 2566,77 + 467600 = 532749 \text{ тыс.руб}$$

Схема внешнего электроснабжения на напряжении сети 110 кВ представлена на рисунке 5.3.

5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 10 кВ

Схема РУ НН ЦРП - Одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1).

Рассчитаем кабельную линию от районной подстанции энергосистемы до ЦРП предприятия.

Нагрузка в начале линии определяется по формуле (5.3):

$$S_{p.l} = \sqrt{(16203)^2 + (5023)^2} = 16701,73 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии 10 кВ находится аналогично по формуле (5.4) составит:

$$I_{p.l} = \frac{16701,73}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 482,14 \text{ А.}$$

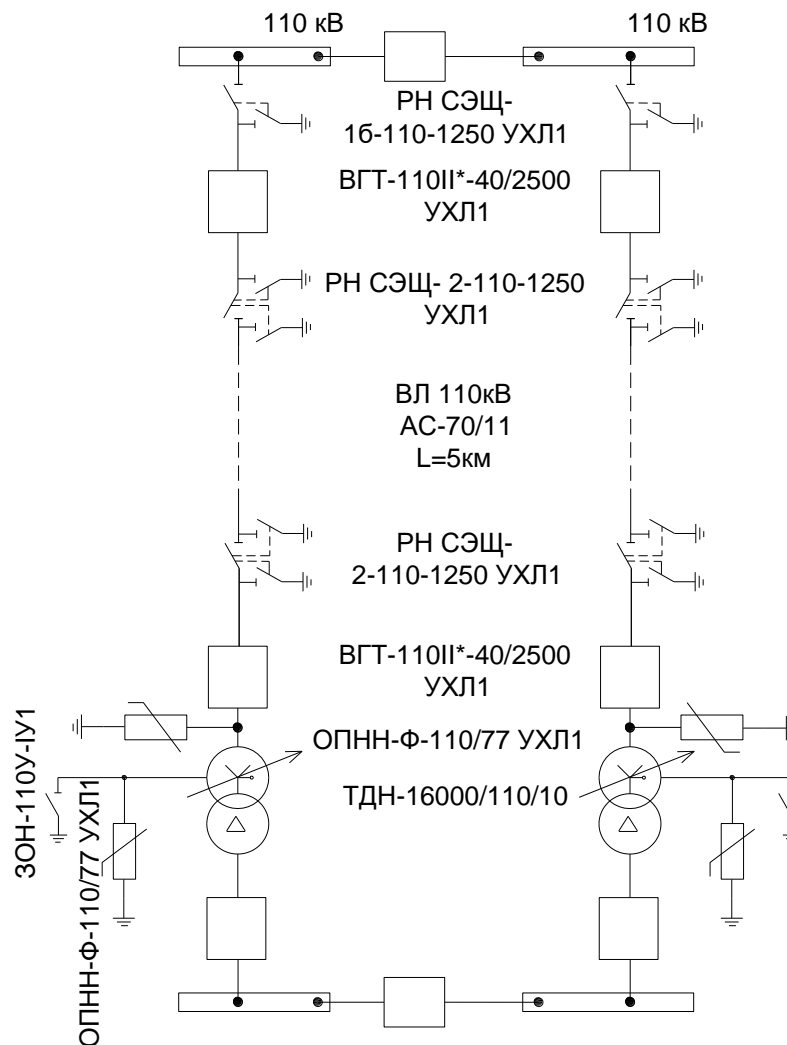


Рисунок 5.3 – Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ

Ток для одной цепи кабельной линии в послеаварийном режиме определяется согласно формуле (5.5):

$$I_{\pi} = 2 \cdot 482,14 = 964,28 \text{ А.}$$

Сечение проводов КЛ находим аналогично по формуле (5.6):

$$F_3 = \frac{482,14}{1,4} = 344,4 \text{ мм}^2.$$

В качестве КЛ от районной подстанции энергосистемы до ЦРП предприятия принимает кабели 2хПвБВнг(А)-LS, с сечением $F = 3 \times 240 \text{ мм}^2$. Параметры кабеля: длительно допустимый ток $I_{\text{д}} = 562 \text{ А}$; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0 = 0,077 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$.

Кабель должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме по формуле (5.7): $562 \text{ А} > 482,14 \text{ А}$.

По [6, табл.21.4] выбираем максимально близкое к экономическому $F_{\text{ст}}$.

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Термически стойкое сечение кабеля определяется по формуле:

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где B_k – импульс квадратичного тока КЗ;

C – термическая функция,

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{(10,99 \cdot 10^2)^2 \cdot (2 + 0,03 + 0,12)}}{98} = 171,43 \text{ мм}^2.$$

Выбранное нами сечение больше термически устойчивого.

Потери активной энергии в кабелях за год по формуле (5.8):

$$\Delta W_{л} = 4 \cdot \left(3 \cdot \left(\frac{482,14}{2} \right)^2 \cdot 0,077 \cdot 1 \cdot 5948 \right) \cdot 10^{-3} = 319400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot (U_n)^2} \cdot 100 \% \leq \Delta U_{доп} = 5 \%, \quad (5.26)$$

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 принимаем согласно;

l – длина кабельной линии, км,

$$\Delta U = \frac{16203 \cdot 0,077 \cdot 1 + 4051 \cdot 0,075 \cdot 1}{2 \cdot (10,5)^2} \cdot 100 \% = 0,704 \% \leq \Delta U_{доп} = 5 \%.$$

Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.4.

По исходным данным, мощность КЗ на шинах подстанции энергосистемы 10 кВ $S_C=200$ МВА. Расчет токов КЗ произведем в относительных единицах. Для этого принимаем в качестве базисных напряжения и мощности $S_B=1000$ МВА, $U_B=10,5$ кВ.

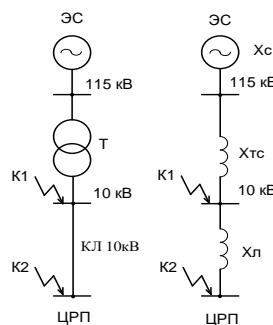


Рисунок 5.4- Схемы для расчета токов КЗ

						13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			47

Сопротивление системы в относительных единицах по формуле (5.9) составит:

$$X_{C*} = \frac{1000}{200} = 5.$$

Сопротивление кабельной линии находится по формуле (5.10) и составит:

$$X_{л*} = \frac{0,075 \cdot 1 \cdot 1000}{(10,5)^2} = 0,86.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 находится по формуле (5.11) и составит:

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5} = 10,99 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле (5.12) и составит:

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot (5 + 0,86)} = 9,39 \text{ кА.}$$

Согласно [7, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{y1}=1,72$, $K_{y1}=1,8$; $T_{a1}=0,03$ с; $T_{a2}=0,05$ с.

Ударный ток короткого замыкания определяется по формуле (5.13):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,99 = 26,73 \text{ кА;}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,39 = 23,9 \text{ кА.}$$

Выбираем коммутационную аппаратуру в начале отходящей линии от подстанции энергосистемы и на вводе ЦРП. ЦРП предприятия планируется выполнить с помощью КРУ 10 кВ наружной установки серии СЭЩ-59 [12]. Проверим выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1250 [12, табл.2.1] применение в качестве выключателя отходящей линии от подстанции энергосистемы и на вводе ЦРП, выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам, приведенным в таблице 5.6.

По формуле (5.15):

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

По [11, рис. 4.5] определяем, что $\beta_n = 40 \%$, что допустимо для данного выключателя

4 Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 10 кВ.

– Ячейка выключателя

Количество ячеек- 2. Стоимость ячейки выключателя согласно [14]

$K_{справ} = 150$ тыс. руб.

По формуле (5.18) получим:

$$K = 150 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 1031,025 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично выключателям 110 кВ получим:

$$E_a = 0,063; E_o = 0,03; E = 0,213.$$

Таким образом годовые затраты составят:

$$E \cdot K = 2 \cdot 0,213 \cdot 1031,025 = 439,2 \text{ тыс. руб.}$$

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

– КЛ 10кВ

Длина КЛ- 1 км. Стоимость строительства одного километра кабельной линии на напряжение 10 кВ по данным [14], $k_{справ0} = 3531 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{км}}$:

$$K_{справ} = k_{справ0} \cdot l,$$

$$K_{справ} = 3531 \cdot 1 = 3531 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.18) получим:

$$K = 3531 \cdot 5,825 \cdot 1,18 = 24270 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ВЛ 110 кВ получим:

$$E_a = 0,028; E_o = 0,004; E = 0,152.$$

Годовые затраты составят:

$$E \cdot K = 4 \cdot 0,152 \cdot 24270 = 14756,36 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.19) для КЛ 10 кВ получим:

$$C_{эл} = 319400 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3} = 1757 \text{ тыс. руб.}$$

Выбор выключателей сведем в таблицу 5.7.

Стоимость электроэнергии потребленной за год рассчитывается по формуле:

$$I_{эз} = P_{р.п} \cdot T_m \cdot C_{год},$$

$$I_{эз} = 16203 \cdot 7000 \cdot 5,5 = 623815,5 \text{ руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 10 кВ в таблицу 5.3

Таблица 5.6- Годовые приведенные затраты для схемы 10кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс, руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб. год	ΔW , кВт·ч год	$C_{э}$, тыс. руб. год
1 Ячейка выключателя	шт.	2	1031	2062	0,213	439,2	-	-
2 КЛ 10 кВ	км	4	24270	97080	0,152	14756,4	319400	1757
Итого						15195,6	319400	1757

По формуле (5.16) получим:

$$З = 15195,6 + 1757 + 623815,5 = 640768,1 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 5.7- Выбор и проверка выключателей

Условия выбора	Расчетные параметры сети		Каталожные данные ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1250
	Выключатель отходящей линии подстанции энергосистемы	Выключатель на вводе ЦРП	
По номинальному напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,00$ кВ		$U_n = 10$ кВ
По номинальному току $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.утяж}} = 964,28$ А		$I_n = 1250$ А
По номинальному ток-у электродинамической стойкости:			
а) симметричному $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п01}} = I_{\text{К1}} = 10,99$ кА	$I_{\text{п02}} = I_{\text{К2}} = 9,39$ кА	$I_{\text{дин}} = 20$ кА
б) асимметричному $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	$I_{\text{удК1}} = 26,73$ кА	$I_{\text{удК2}} = 23,90$ кА	$I_{\text{динмакс}} = 52$ кА
По номинальному току отключения:			
а) симметричному $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}$	$I_{\text{пт1}} = 10,99$ кА	$I_{\text{пт2}} = 9,39$ кА	$I_{\text{отк}} = 20$ кА
б) асимметричному $\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт1}} + i_{\text{ат1}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 10,99 + 4,1 = 19,64$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт2}} + i_{\text{ат2}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 9,39 + 5,97 =$ $= 19,25$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 40$ кА
Номинальный импульс квадратичного тока $B_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к.доп}}$	$(I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) = (10,99)^2 \times$ $\times (1,8 + 0,035 + 0,03) =$ $= 225,25$ (кА) ² с	$(I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) = (9,39)^2 \times$ $\times (1,5 + 0,035 + 0,05) =$ $= 139,75$ (кА) ² с	$B_{\text{к.доп}} = (20)^2 \cdot 3 =$ $= 1200$ (кА) ² с

Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 10 кВ представлена на рисунке 5.6.

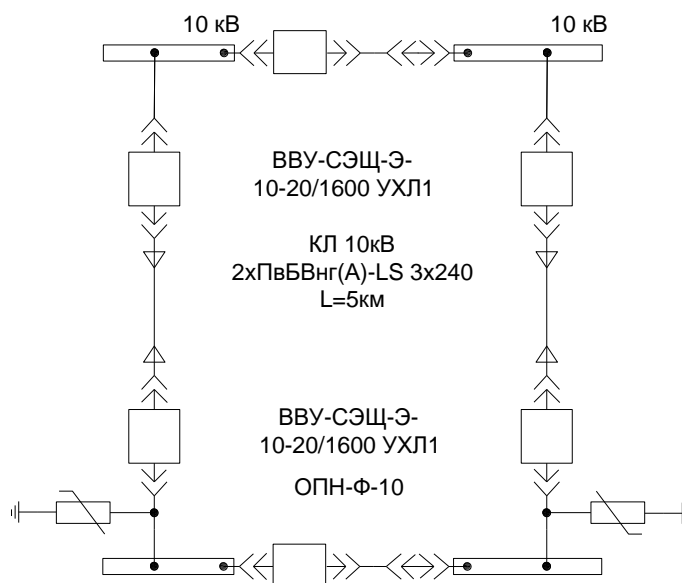


Рисунок 5.6 – Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 10 кВ

5.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия

Приведенные затраты на вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ равны $Z_{110} = 532749,2$ тыс.руб, с напряжением сети 10 кВ равняются $Z_{10} = 640768,1$ тыс.руб. Основываясь на значительное превышение приведенных годовых затрат в варианте схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 10 кВ по сравнению с напряжением сети 110 кВ, и учитывая дополнительные затраты которые будет нести предприятие из-за того что цены на э/э на напряжении 10кВ выше чем на напряжении 110кВ, к исполнению принимаем вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.

Выводы по разделу 5

Произвели выбор оборудования и рассчитали затраты на схемы внешнего электроснабжения на напряжении 110кВ и 10кВ, провели технико-экономическое сравнение, по его результатам, для дальнейшего расчета выбрали схему внешнего электроснабжения с напряжением 110кВ.

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

6.1 Выбор напряжения

Из-за того, что в исходных данных отсутствует информация о высоковольтных электроприемниках с номинальным напряжением 6 кВ, в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ.

6.2 Построение схемы электроснабжения

Согласно [6, 6.3.11, 6.3.11] к одной магистрали возможно подключить не более трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или двух трансформаторов мощностью 1600 кВА. Необходимо отметить, что при выборе трансформаторов цеховых ТП были выбраны трансформаторы с номинальной мощностью 160, 250, 400, 1000 кВА, а также принимаем, что ТП1 и ТП4; ТП10 и ТП11; ТП8 и ТП15, ТП13 и ТП14, ТП6 и ТП7 будут питаться по магистральной схеме, в остальных случаях предпочтительно применять радиальную схему, т.к. применение магистральной схемы не приводит к существенному удешевлению схемы (рисунок 6.1).

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Основываясь на исходные данные знаем, что грунт территории завода обладает низкой коррозионной активностью, присутствуют блуждающие токи в грунте, а также колебания и растягивающие усилия. При применении кабелей с пропитанной бумажной изоляцией для прокладки в траншее при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки АСБ - с алюминиевыми жилами и свинцовой оболочкой, дополнительная защита представлена лентами из стали.

6.4 Расчет питающих линий

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме находится по формуле:

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

где $S_{p.k}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, берем из раздела 3;

U_n – номинальное напряжение сети.

						13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			52

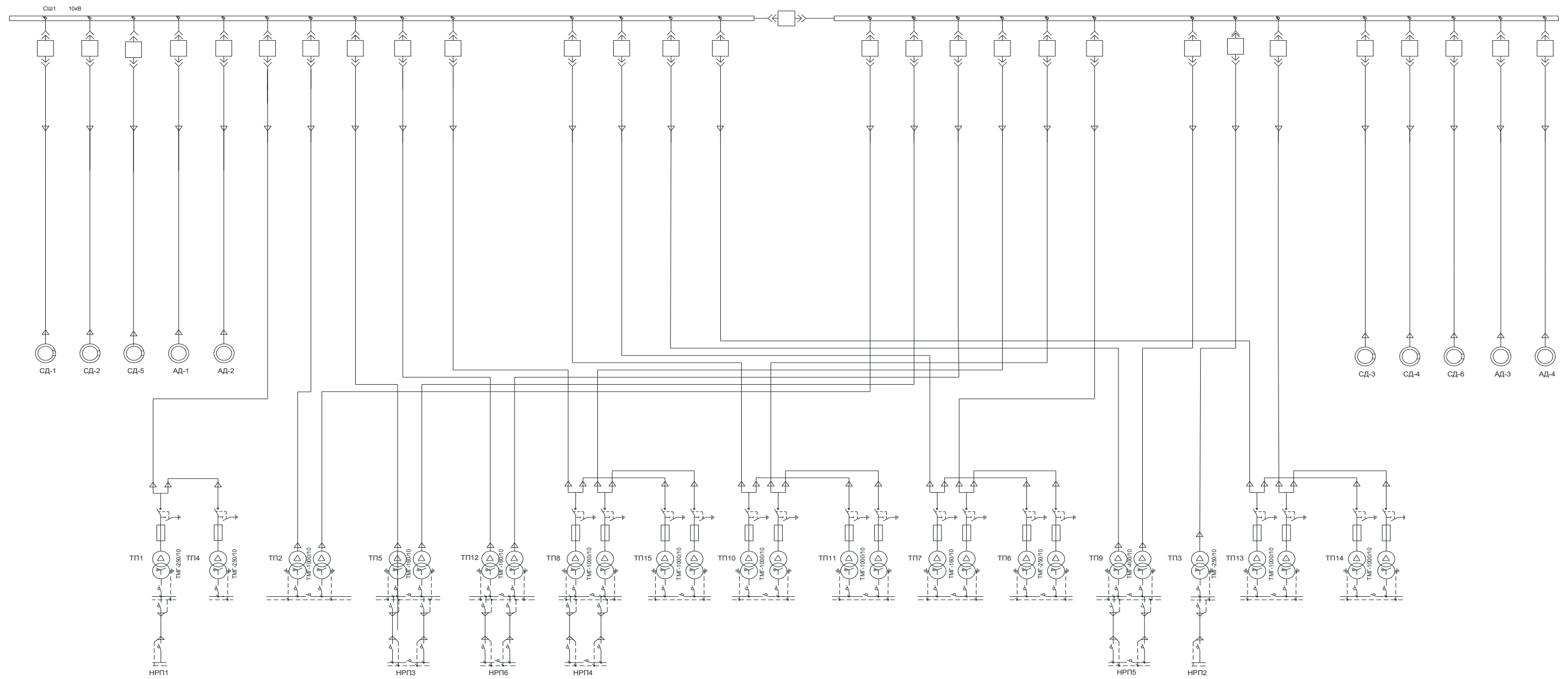


Рисунок 6.1 – Схема электроснабжения промышленного предприятия на напряжении 10 кВ

Изм.	Лист	№ докцм.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	
						Лист
						53

Сечение кабельной линии по формуле составит:

$$F_3 = \frac{I_{p.k.}}{j_3},$$

где j_3 – экономическая плотность тока, $j_3 = 1,4 \frac{A}{mm^2}$.

По [6, табл.21.4] выберем максимально близкое к экономическому $F_{ст}$. Длительно допустимый ток с учетом условий прокладки находим согласно формуле:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_t \cdot I_{доп} \geq \frac{I_{p.k.}}{n_k},$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель. Для нормированной температуры жил $K_t = 0,972$;

n_k – число запараллеленных кабелей.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по условию:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} \geq \frac{I_{AB}}{n_k},$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, определяемый по [16, табл. 21.1], в зависимости от коэффициента предварительной загрузки;

I_{AB} – нагрузка на КЛ в послеаварийном режиме.

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию (5.26).

Результаты выбора кабельных линий приведены в таблице 6.1.

Выводы по разделу 6

Произвели выбор напряжения схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ. Разработали схему электроснабжения предприятия. С учетом условий прокладки выбрали кабели марки АСБ. Рассчитали кабельные линии на напряжении 10кВ и 0,4 кВ, проверили их по допустимому току в послеаварийном режиме и падению напряжения.

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Таблица 6.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты линии	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{p,л} , кВА	U _н , кВ	I _{p,л} , А	n, шт	I _{p,л/п} , А	j _э , А/мм ²	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Проклад- ка	нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п	K _t	I _{доп'} , А	K _{ав}	Γ _{ав} , А	l, км	γ ₀ , Ом/км	χ ₀ , Ом/км	ΔU, %
													в норм. режиме	в п/ав режиме										
1 ГПП-ТП1	166,28	114,84	202,08	10,0	11,67	1	11,67	1,4	8,33	16	1хАСБ(3х16)	в траншее	11,67	-	75	0,75	0,972	54,68	-	-	271,80	0,22	0,06	0,01
2 ТП1-НРП1	101,03	62,82	118,97	0,4	171,72	1	171,72	-	-	185	1хАСБ(4х185)	в траншее	171,72	-	345	1,00	0,972	335,34	-	-	83,60	0,18	0,06	1,15
3 ТП1-ТП4	203,94	146,23	250,95	10,0	14,49	1	14,49	1,4	10,35	16	1хАСБ(3х16)	в траншее	14,49	-	75	1,00	0,972	72,90	-	-	238,70	0,22	0,06	0,01
4 ГПП-ТП2	1071,21	542,39	1200,70	10,0	69,32	2	34,66	1,4	49,52	50	2хАСБ(3х50)	в траншее	34,66	69,32	140	0,75	0,972	102,06	1,25	127,58	120,76	0,22	0,06	0,02
5 ГПП-ТП5	202,85	134,95	243,64	10,0	14,07	2	7,03	1,4	10,05	16	2хАСБ(3х16)	в траншее	7,03	14,07	75	0,75	0,972	54,68	1,25	68,34	226,10	0,22	0,06	0,01
6 ТП5-НРП3	76,11	45,06	88,45	0,4	127,67	2	63,84	-	-	70	2хАСБ(4х70)	в траншее	63,84	127,67	200	0,90	0,972	174,96	1,25	218,70	65,70	0,22	0,06	0,40
7 ГПП-ТП12	187,85	161,78	247,92	10,0	14,31	2	7,16	1,4	10,22	16	2хАСБ(3х16)	в траншее	7,16	14,31	75	0,75	0,972	54,68	1,25	68,34	293,10	0,22	0,06	0,01
8 ТП12-НРП6	53,36	37,82	65,41	0,4	94,40	2	47,20	-	-	50	2хАСБ(4х50)	в траншее	47,20	94,40	165	0,90	0,972	144,34	1,25	180,43	77,70	0,22	0,06	0,34
9 ГПП-ТП8	1295,18	1900,01	2299,46	10,0	132,76	2	66,38	1,4	94,83	95	2хАСБ(3х95)	в траншее	66,38	132,76	310	0,75	0,972	225,99	1,25	282,49	238,50	0,22	0,06	0,05
10 ТП8-НРП4	671,68	539,95	861,80	0,4	1243,91	2	621,95	-	-	185	8хАСБ(4х240)	в траншее	621,95	1243,91	1380	1,00	0,972	1341,36	1,25	1676,70	0,50	0,18	0,06	0,02
11 ГПП-ТП10	2589,38	2053,83	3305,01	10,0	190,82	2	95,41	1,4	136,30	150	2хАСБ(3х150)	в траншее	95,41	190,82	275	0,80	0,972	213,84	1,25	267,30	363,50	0,22	0,06	0,13
12 ТП10- ТП11	1294,69	1026,91	1652,51	10,0	95,41	2	47,70	1,4	68,15	70	2хАСБ(3х70)	в лотках	47,70	95,41	165	0,90	0,972	144,34	1,25	180,43	30,00	0,22	0,06	0,01
13 ГПП-ТП7	578,29	309,31	655,81	10,0	37,86	2	18,93	1,4	27,05	25	2хАСБ(3х25)	в траншее	18,93	37,86	90	0,75	0,972	65,61	1,25	82,01	180,20	0,22	0,06	0,01
14 ТП7-ТП6	360,36	211,71	417,95	10,0	24,13	2	12,07	1,4	17,24	16	2хАСБ(3х16)	в траншее	12,07	24,13	75	0,90	0,972	65,61	1,25	82,01	75,20	0,22	0,06	0,00
15 ГПП-ТП9	430,05	235,41	490,27	10,0	28,31	2	14,15	1,4	20,22	25	2хАСБ(3х25)	в траншее	14,15	28,31	90	0,75	0,972	65,61	1,25	82,01	343,30	0,22	0,06	0,02
16 ТП9-НРП5	128,93	53,39	139,55	0,4	201,42	2	100,71	-	-	120	2хАСБ(4х120)	в траншее	100,71	201,42	270	0,90	0,972	236,20	1,25	295,25	57,20	0,22	0,06	0,56
17 ГПП-ТП3	168,71	136,36	216,92	10,0	12,52	1	12,52	1,4	8,95	16	1хАСБ(3х16)	в траншее	12,52	12,52	75	0,75	0,972	54,68	-	-	420,50	0,22	0,06	0,02
18 ТП3-НРП2	68,98	30,48	75,41	0,4	108,85	1	108,85	-	-	120	2хАСБ(4х120)	в траншее	108,85	-	270	0,90	0,972	236,20	-	-	56,40	0,22	0,06	0,60
19 ТП8-ТП15	1295,18	1900,01	2299,46	10,0	132,76	2	66,38	1,4	94,83	95	2хАСБ(3х95)	в траншее	66,38	132,76	205	0,90	0,972	179,33	1,25	224,17	44,30	0,22	0,06	0,01
20 ГПП-ТП13	2589,38	2053,83	3305,01	10,0	190,82	2	95,41	1,4	136,30	150	2хАСБ(3х150)	в траншее	95,41	190,82	275	0,80	0,972	213,84	1,25	267,30	363,50	0,22	0,06	0,13
21 ТП13- ТП14	1294,69	1026,91	1652,51	10,0	95,41	2	47,70	1,4	68,15	70	2хАСБ(3х70)	в траншее	47,70	95,41	165	0,90	0,972	144,34	1,25	180,43	30,00	0,22	0,06	0,01
19ГПП- АД1(2,3,4)	280,00	195,40	341,44	10,0	19,71	1	19,71	1,4	14,08	16	1хАСБ(3х16)	в траншее	19,71	-	75	0,75	0,972	54,68	-	-	210,4	0,48	0,06	0,03
20 ГПП- СД5(6)	472,50	0,00	472,50	10,0	27,28	1	27,28	1,4	19,49	25	1хАСБ(3х25)	в траншее	27,28	-	75	0,75	0,972	54,68			97,9	0,48	0,06	0,02
21 ГПП - СД1(2,3,4)	1280,00	0,00	1280,00	10,0	73,90	1	73,90	1,4	52,79	50	1хАСБ(3х50)	в траншее	73,90		140	0,75	0,972	102,06			322,9	0,48	0,06	0,20

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

13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ в дипломном проекте выполним методом типовых кривых.

Для расчета токов КЗ составим исходную расчетную электрическую схему, на которой покажем источники питания точек КЗ, расчетные точки КЗ и связи между ними. Наиболее тяжелым режимом является состояние схемы электропитания, когда одна из кабельных линий, питающих ГПП, отключена для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели в РУ ГПП 10 кВ. Для выбора электрооборудования в осуществим 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.

Основываясь на вышесказанное, составим принципиальную электрическую схему СЭС ПП, на которой покажем вышеназванные элементы (рисунок 7.1).

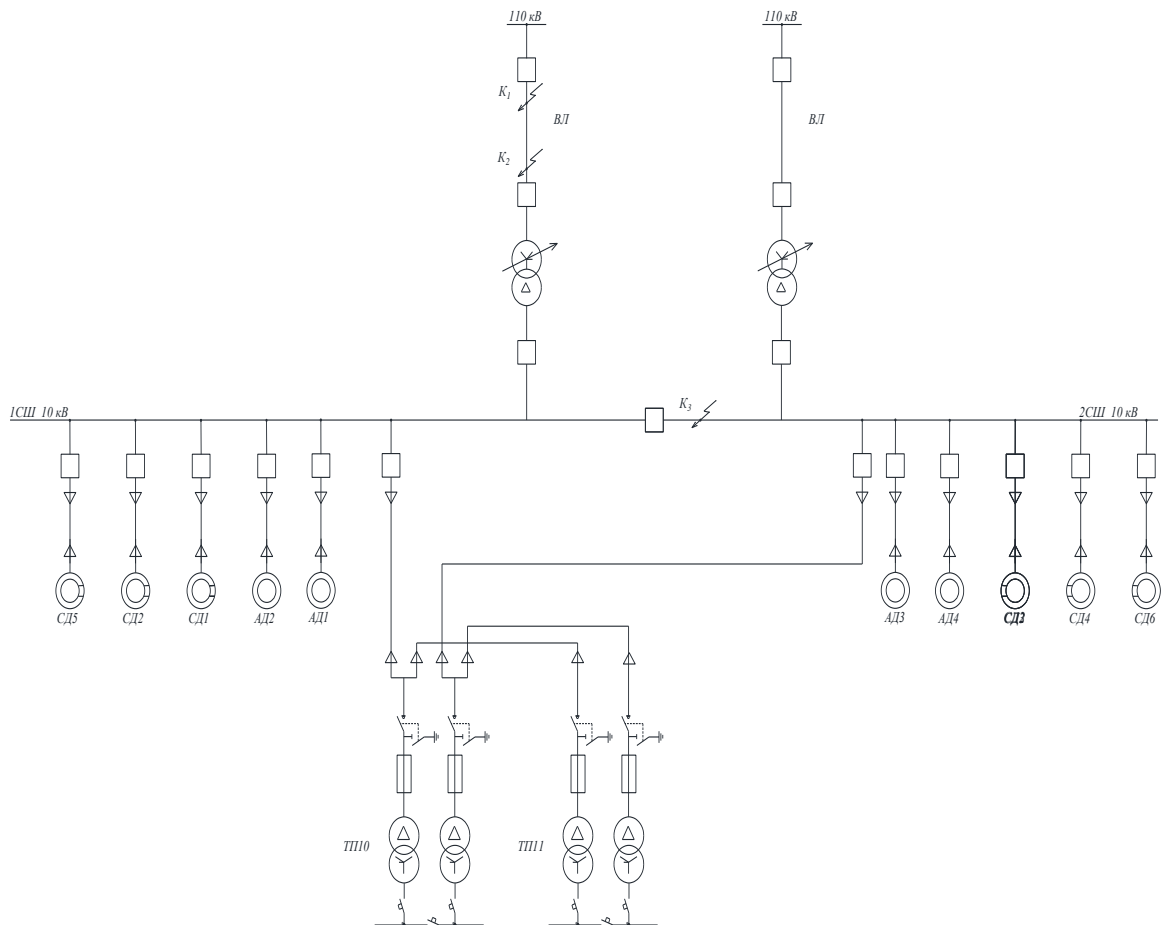


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема СЭС

Значение периодической составляющей токов короткого замыкания и ударных токов в точках K_1 и K_2 примем из предыдущих расчетов:

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

$$I_{K1} = 15,213 \text{ кА}; i_{уд1} = 37 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 10,08 \text{ кА}; i_{уд2} = 25,66 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ в точке K_1 равна $S_{K1}=S_C=3000$ МВА. Мощность КЗ в любой точке КЗ определяем согласно формуле:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{п0},$$

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

Для точки K_2 :

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10,08 = 2007,79 \text{ МВА}.$$

Для нахождения тока КЗ в точке K_3 составим схему замещения. Для этого принимаем за базисные мощность $S_B=1000$ МВА и напряжение $U_B=10,5$ кВ.

Принимаем сверхпереходные ЭДС, выраженные в относительных единицах, приведенных к базисным условиям:

- 1 Для энергосистемы получим $E_c'' = 1$;
- 2 Для синхронных двигателей получим $E_{сд}'' = 1,1$;
- 3 Для асинхронных двигателей получим $E_{сд}'' = 0,9$.

Для расчета сверхпереходных сопротивлений, выберем для установки следующие высоковольтные двигатели:

1 Асинхронный электродвигатель: ДАЗО4-450УК-8Д, номинальная мощность $P_{ном} = 400$ кВт, кратность пускового тока $K_{п} = 5,5$ КПД=94,4 %;

2 Синхронный электродвигатель, установленный в компрессорной станции: СТД-1600-2, номинальная мощность $P_{ном} = 1600$ кВт, сверхпереходное сопротивление по продольной оси $x_d'' = 13,4$ % [7, табл. 2.48]; КПД=96,4%;

3 Синхронные двигатели установленные в котельной: СТД-630-2, номинальная мощность $P_{ном} = 630$ кВт, сверхпереходные сопротивление по продольной оси $x_d'' = 14,3$ % [10, табл. 2.48]; КПД=95,3 %.

Находим сверхпереходные сопротивления для всех элементов схемы:

1 Энергосистема. По формуле (5.9) получим:

$$X_1'' = X_{C*}'' = \frac{1000}{3000} = 0,33.$$

2 ВЛ 110 кВ, согласно [7, табл. 2.41] получим:

$$X_2'' = X_{ВЛ110*}'' = \frac{x_0 \cdot 1 \cdot S_B}{(U_{cp.ном})^2},$$

где $U_{cp.ном}$ – среднее номинальное значение напряжения ступени, на которой находится ВЛ, $U_{cp.ном} = 115$ кВ;

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

$$X_2'' = \frac{0,444 \cdot 5 \cdot 1000}{(115)^2} = 0,167.$$

3 Трансформатор ТДН-16000/110, согласно [10, табл. 2.41] получим:

$$X_3'' = X_{T^*}'' = \frac{U_{к\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМ.Т}},$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора ТДН-16000/110.

$$U_{к\%} = 10,5\% ;$$

$S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, $S_{НОМ.Т} = 16$ МВт;

$$X_3'' = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56.$$

4 Асинхронный электродвигатель ДАЗО4-450УК-8Д. По данным [7, табл.2.41] для синхронного электродвигателя имеем:

$$X_4'' = \frac{1}{K_{\Pi}} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}};$$

$$S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\eta \cdot \cos\varphi},$$

$$S_{НОМ} = \frac{400}{0,944 \cdot 0,7} = 605,33 \text{ кВА};$$

$$X_4'' = \frac{1}{5,5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{605,33} = 300,36.$$

5 Синхронный электродвигатель СТД-1600-2. По данным [7, табл.2.41] для синхронного электродвигателя имеем:

$$X_5'' = X_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}};$$

$$S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\eta \cdot \cos\varphi},$$

$$S_{НОМ} = \frac{1600}{0,964 \cdot 0,8} = 2074,7 \text{ кВА};$$

$$X_5'' = 0,134 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{2074,7} = 64,59.$$

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

6 Синхронный электродвигатель СТД-630-2. По данным [10, табл.2.41] для синхронного электродвигателя имеем:

$$X_6'' = X_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta \cdot \cos\varphi},$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{630}{0,953 \cdot 0,75} = 881,43 \text{ кВА};$$

$$X_6'' = 0,143 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{881,43} = 162,24.$$

7 Кабельные линии. Для кабельных линий сверхпереходное сопротивление находится по формуле (5.9), результаты расчета сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1– Расчет сверхпереходного сопротивления для КЛ

Начало и конец КЛ	Номер сверхпереходного сопротивления	l, км	x0, Ом/км	X''
ГПП-АД1(2,3,4)	8	0,05	0,113	0,05
ГПП-СД1(2,3,4)	10	0,07	0,090	0,06
ГПП-СД5(6)	11	0,13	0,095	0,11

На рисунке 7.2 представлена схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ. Параллельные ветви могут быть преобразованы в эквивалентные с помощью формул [7, табл. 2.43]:

$$E_{\Sigma} = \frac{E_1 \cdot X_2 + E_2 \cdot X_1}{X_1 + X_2};$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2},$$

где E_1, X_1, E_2, X_2 – соответствующие ЭДС и сопротивления первой и второй ветви.

Таким же образом преобразованная схема замещения представлена на рисунке 7.3.

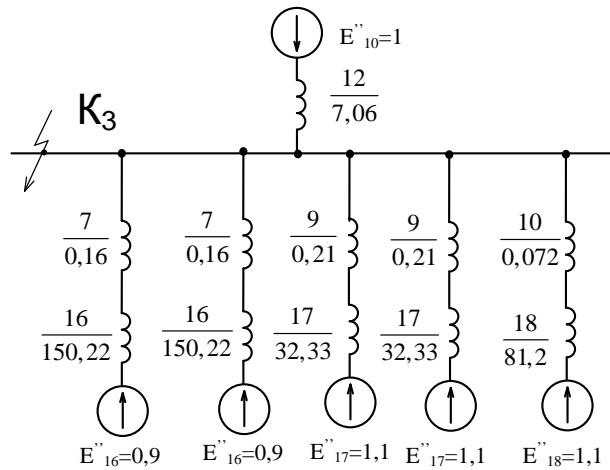


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К3

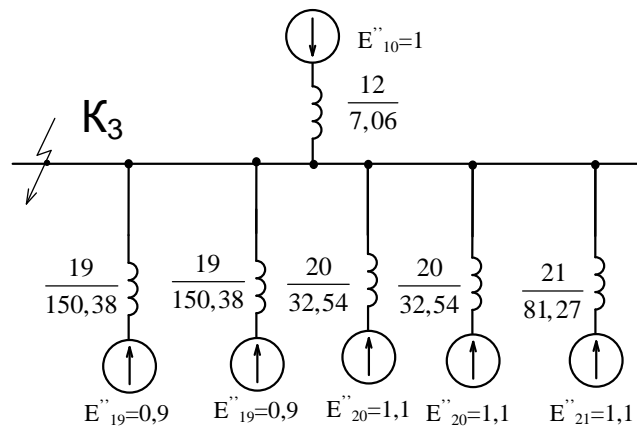


Рисунок 7.3 – Преобразованная схема для расчета тока КЗ в точке К3

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ определяем согласно формуле:

$$I_{п0} = \sum I_{п0i} \cdot I_B = \sum \frac{E''_i}{X''_i} \cdot I_B,$$

где $I_{п0i}$ – начальное значение тока КЗ, создаваемая i -й ветвью, выраженное в относительных единицах;

I_B – базисное значение тока. Для точки К3 получим:

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

$$I_{п0} = \left(\frac{0,9}{150,38} + \frac{0,9}{150,38} + \frac{1,1}{32,54} + \frac{1,1}{32,54} + \frac{1,1}{81,27} + \frac{1}{7,06} \right) \cdot 55 \text{ кА} = 12,91 \text{ кА}.$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К₃ в любой момент времени найдем по формуле [7, 2.19]:

$$I_{пт} = \sum_i I_{п0i} \cdot \gamma(t)_i,$$

где $\gamma(t)_i$ – для энергосистемы $\gamma(t) = 1$; Для электродвигателей $\gamma(t)_i$ определяется в зависимости от удаленности КЗ от выводов двигателя $\frac{I_{п0i}}{I_{ном}}$ по графикам [7, рис.2.23, 2.24],

$$I_{пт} = 55 \cdot \left(\frac{1}{7,06} + \frac{2 \cdot 0,9}{150,38} \cdot \gamma(t)_{АД} + \frac{2 \cdot 1,1}{32,54} \cdot \gamma(t)_{СД} + \frac{1 \cdot 1,1}{81,27} \cdot \gamma(t)_{СД} \right) = \\ = 7,79 + 0,66 \cdot \gamma(t)_{АД} + 3,72 \cdot \gamma(t)_{СД} + 0,74 \cdot \gamma(t)_{СД}.$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени определим согласно формуле:

$$i_{ат} = \sum_i i_{ати}, \quad (7.1)$$

где $i_{ати}$ – значение аperiodической составляющей тока КЗ, создаваемая i -й ветвью, которое находится по формуле:

$$i_{ати} = \sqrt{2} \cdot I_{п0i} \cdot e^{-\frac{t}{T_{ai}}}, \quad (7.2)$$

где T_{ai} – постоянная времени затухания аperiodической составляющей. Для энергосистемы в точке К₃ $T_{ac} = 0,12$ с [7, табл. 2.45]. Для ДАЗО $T_{аАД} = 0,02$ с [7, табл.2.46]. Для СТД-1600-2 согласно [7, табл.2.48] $T_{асД} = 0,004$ с. Для СТД-630-2 согласно [7, табл.2.48] $T_{асД} = 0,031$ с.

Согласно формулам (7.1) и (7.2) значение аperiodической составляющей тока КЗ в точке К₃ будет равно:

$$i_{ат} = 55 \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{7,06} \cdot e^{-\frac{t}{0,12}} + \frac{2\sqrt{2} \cdot 0,9}{150,38} \cdot e^{-\frac{t}{0,02}} + \frac{2\sqrt{2} \cdot 1,1}{32,54} \cdot e^{-\frac{t}{0,004}} + \frac{\sqrt{2} \cdot 1,1}{81,27} \cdot e^{-\frac{t}{0,031}} \right) = \\ = 11 \cdot e^{-\frac{t}{0,12}} + 0,93 \cdot e^{-\frac{t}{0,02}} + 5,26 \cdot e^{-\frac{t}{0,004}} + 1,05 \cdot e^{-\frac{t}{0,031}}.$$

Значение ударного тока в точке К₃ определим по формуле из [7, 2.19]:

$$i_{уд} = \sum_i i_{уди}, \quad (7.3)$$

где $i_{уди}$ – ударный ток, создаваемый i -й ветвью, который определяется по формуле:

						Лист
					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{уді} = i_{ai}(0,01) + \sqrt{2} \cdot I_{п}(0,01). \quad (7.4)$$

Удаленность от точки К₃ составит:

а) Асинхронных электродвигателей:

$$\frac{I_{п0АД}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{п0АД} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н}}{S_{НОМ}},$$

$$\frac{I_{п0АД}}{I_{НОМ}} = \frac{0,66 \cdot \sqrt{3} \cdot 10}{4 \cdot 605,33} = 4,72 \approx 5.$$

б) Синхронных электродвигателей СТД-1600-2:

$$\frac{I_{п0СД}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{п0СД} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н}}{S_{НОМ}},$$

$$\frac{I_{п0СД}}{I_{НОМ}} = \frac{3,72 \cdot \sqrt{3} \cdot 10}{4 \cdot 2074,7} = 7,76 \approx 8.$$

в) Синхронных электродвигателей СТД-630-2:

$$\frac{I_{п0СД}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{п0СД} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н}}{S_{НОМ}},$$

$$\frac{I_{п0СД}}{I_{НОМ}} = \frac{0,74 \cdot \sqrt{3} \cdot 10}{2 \cdot 881,43} = 7,27 \approx 7.$$

По формулам (7.3) и (7.4) для точки К₃ получим:

$$i_{уд} = 11 \cdot e^{\frac{0,01}{0,12}} + 0,93 \cdot e^{\frac{0,01}{0,02}} + 5,26 \cdot e^{\frac{0,01}{0,004}} + 1,05 \cdot e^{\frac{0,01}{0,031}} + \\ + \sqrt{2} \cdot (7,79 + 0,66 \cdot \gamma(0,01)_{АД} + 3,72 \cdot \gamma(0,01)_{СД} + 0,74 \cdot \gamma(0,01)_{СД}) = 10,12 + \\ + 0,564 + 0,43 + 0,76 + \sqrt{2} \cdot (7,79 + 0,66 \cdot 0,9 + 3,72 \cdot 0,9 + 0,74 \cdot 0,9) = 29,4 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке К₃ будет равна:

$$S_{к} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,91 = 534,68 \text{ МВА.}$$

При определении тока КЗ в точке К₄ в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитку от двигателей напряжением 10 кВ не учитываем.

Для расчета тока КЗ на выводах НН трансформатора посчитаем:

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

1 Индуктивное сопротивление КЛ ГПП-ТП10 имеем:

$$X_{\text{ГПП-ТП10}} = x_0 \cdot l,$$

$$X_{\text{ГПП-ТП10}} = 0,006 \cdot 0,36 = 0,0022 \text{ Ом.}$$

2 Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП:

а) Сопротивление энергосистемы, приведенное к стороне 10 кВ [17, с.64] имеем:

$$X_C = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_C}, \quad (7.5)$$

$$X_{C10} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{3000 \cdot 10^6} = 0,037 \text{ Ом.}$$

б) Сопротивление ВЛ 110 кВ, приведенное к стороне 10кВ имеем:

$$X_{\text{ВЛ10}} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.номНН}}}{U_{\text{ср.номВН}}} \right)^2,$$

$$X_{\text{ВЛ10}} = 0,414 \cdot 5 \cdot \left(\frac{10,5}{110} \right)^2 = 0,019 \text{ Ом.}$$

в) Сопротивление трансформатора ГПП, приведенное к стороне НН имеем:

$$X_{\text{ТР10}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot (U_{\text{ном.т}})^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т}}},$$

$$X_{\text{ТР10}} = \frac{10 \cdot (10)^2}{100 \cdot 16} = 0,625 \text{ Ом.}$$

г) Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП имеем:

$$X_{\text{сетГПП}} = X_{C10} + X_{\text{ВЛ10}} + X_{\text{ТР10}},$$

$$X_{\text{сет.ГПП}} = 0,037 + 0,019 + 0,625 = 0,68 \text{ Ом.}$$

3 Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до вводов ВН трансформаторов ТП4 составит:

$$X_{\text{сетТП3}} = X_{\text{сет.ГПП}} + X_{\text{ГПП-ТП4}},$$

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

$$X_{\text{серТПЗ}} = 0,68 + 0,0022 = 0,682 \text{ Ом.}$$

4 Мощность короткого замыкания на вводах ВН ТП4 составит:

$$S_{\text{C10}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{X_{\text{серТПЗ}}},$$

$$S_{\text{C10}} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{0,682} = 144,9 \text{ МВА.}$$

5 Индуктивное сопротивление сети, приведенное к ступени 0,4 кВ, по (7.5) получим:

$$X_{\text{C0,4}} = \frac{(0,4)^2}{144,9} = 0,0011 \text{ Ом.}$$

6 Активное, индуктивное и полное сопротивление трансформатора ТП10 составит:

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}^2}{(S_{\text{НОМ.Т}})^2},$$

$$R_{\text{T}} = \frac{9500 \cdot (400)^2}{(1000 \cdot 10^3)^2} = 0,00152 \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot (U_{\text{НОМ.Т}})^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}},$$

$$Z_{\text{T}} = \frac{6 \cdot (400)^2}{100 \cdot 1000 \cdot 10^3} = 0,0096 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{T}} = \sqrt{(Z_{\text{T}})^2 - (R_{\text{T}})^2},$$

$$X_{\text{T}} = \sqrt{(0,00152)^2 - (0,0096)^2} = 0,0097 \text{ Ом.}$$

7 Суммарное полное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН ТП5 составит:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{\text{T}})^2 + (X_{\text{T}} + X_{\text{C0,4}})^2},$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,00152)^2 + (0,0097 + 0,0011)^2} = 0,011 \text{ Ом.}$$

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

8 Ток КЗ в точке К₄ [17, с.62] будет равен:

$$I_{\text{кт}} = I_{\text{к0}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}},$$

$$I_{\text{кт}} = I_{\text{к0}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,011} = 21,14 \text{ кА.}$$

9 Аперидическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени находится согласно формуле [17, с.63]:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к0}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (7.6)$$

где T_a – постоянная времени затухания аперидической составляющей тока КЗ, с, равная:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega_c \cdot R_{\Sigma}}, \quad (7.7)$$

где R_{Σ} и X_{Σ} – соответственно результирующее активное и индуктивное сопротивление. $R_{\Sigma} = R_T = 0,0152 \text{ Ом}; X_{\Sigma} = X_T + X_{C0,4} = 0,011 \text{ Ом};$

ω_c – синхронная угловая частота напряжения сети.

По (7.7) получаем:

$$T_a = \frac{0,0181}{314 \cdot 0,0152} = 0,01 \text{ с.}$$

По (7.6) получаем:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 21,14 \cdot e^{-\frac{t}{0,01}} = 29,9 \cdot e^{-\frac{t}{0,01}}.$$

10 Ударный ток в точке К₄ найдем согласно формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к0}} \cdot (1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-\frac{t_{\text{уд}}}{T_a}}), \quad (7.8)$$

где φ_k – угол сдвига по фазе напряжения и периодической составляющей тока КЗ:

$$\varphi_k = \arctg \left(\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} \right),$$

$$\varphi_k = \arctg \left(\frac{0,011}{0,00152} \right) = 82^\circ;$$

$t_{\text{уд}}$ – время от начала КЗ до появления ударного тока:

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

$$t_{уд} = 0,01 \cdot \frac{90^\circ + \varphi_k}{180^\circ},$$

$$t_{уд} = 0,01 \cdot \frac{90^\circ + 82^\circ}{180^\circ} = 0,0096 \text{ с.}$$

По (7.8):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 21,14 \cdot \left(1 + \sin(82^\circ) \cdot e^{-\frac{0,0096}{0,023}} \right) = 49,4 \text{ кА.}$$

11) Мощность КЗ в точке К₄ по формуле (7.1):

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 21,14 = 14,65 \text{ МВА.}$$

Сведем результаты расчетов в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Токи короткого замыкания

Точка	U _{ср.ном} , кВ	Токи, кА			S _{кз} , МВА
		I _{п0}	I _{пт}	i _{уд}	
К ₁	115,0	15,213	15,213	37,00	3000,00
К ₂	115,0	10,080	10,080	25,66	2007,79
К ₃	10,5	12,910	7,79 + 0,66 · γ(t) _{АД} + 3,72 · γ(t) _{СД} + + 0,74 · γ(t) _{СД}	29,40	534,68
К ₄	0,4	21,140	21,140	49,40	14,65

На рисунке 7.6 построена диаграмма селективности для максимальной токовой защиты. Автоматические выключатели смежных ступеней СЭС имеют ступень селективности 0,1 с, выключатели 10 кВ- 0,3 с, предохранители 10 кВ- 0,5 с.

Выводы по разделу 7

Произвели расчет токов КЗ и мощности КЗ в точках К₁ и К₂ – в схеме внешнего электроснабжения; К₃ – в РУ 10 кВ ГПП; К₄ – в электрической сети цеха, для которого был подробно проведен расчет нагрузок, в точке К₃ учли подпитку места КЗ от высоковольтных СД и АД. Нарисовали электрическую схему с указанием уставок РЗ.

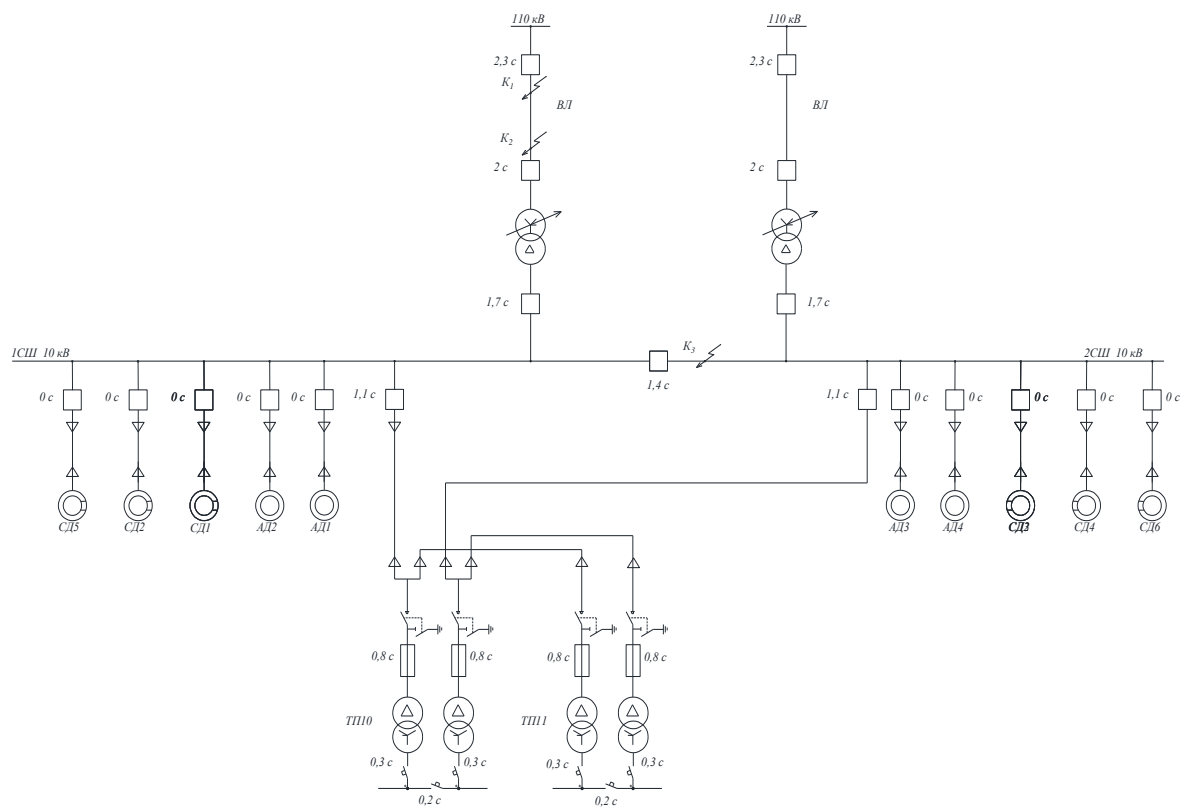


Рисунок 7.6 – Электрическая схема с указанием уставок РЗ

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Произведем выбор токопровода, соединяющего трансформатор ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Токопровод на напряжение 10 кВ выбираем по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, а также электродинамической и термической стойкости к току КЗ. К установке планируется комплектный токопровод ТЗК-10-1600-61 УХЛ1 [18, 2.3], проверка представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор и проверка токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЗК-10-1600-61УХЛ1
По номинальному напряжению $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,0 \text{ кВ}$	$U_n = 10,0 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.утяж}} = 1293,0 \text{ А}$	$I_n = 1600,0 \text{ А}$
По номинальному току электродинамической стойкости $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	$I_{\text{удКЗ}} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{\text{динмакс}} = 61,0 \text{ кА}$
По номинальному импульсу квадратичного тока $B_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к.доп}}$	$B_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_z + t_c + T_a),$ $B_k = (12,91)^2 \cdot (1,7 + 0,03 + 0,12) = 308,3 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_{\text{к.доп}} = (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$

К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП выбираем выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1600 [19, табл.2.1]. При его проверке по номинальному току используем формулу:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (8.1)$$

Результаты выбора выключателя сводим в таблицу 8.2. Коэффициенты $\gamma(t)_{\text{СД}}$ и $\gamma(t)_{\text{АД}}$ взяты из [7, рис. 2.23, 2.24] для $\frac{I_{\text{п0СД}}}{I_{\text{НОМ}}} = 7$ и $\frac{I_{\text{п0АД}}}{I_{\text{НОМ}}} = 5$.

Таблица 8.2 – Выбор и проверка вводного выключателя РУ НН ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1600
1	2	3
Номинальное напряжение $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,0 \text{ кВ}$	$U_n = 10,0 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб.утяж}} = 1293,0 \text{ А}$	$I_n = 1600,0 \text{ А}$

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3
По номинальному току электро-динамической стойкости:		
а) симметричному $I_{п0} \leq I_{дин}$	$I_{п03} = I_{к3} = 12,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20,0 \text{ кА}$
б) асимметричному $i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	$I_{удк3} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{динмакс} = 52,0 \text{ кА}$
По номинальному току отключения:		
а) симметричному $I_{пт} \leq I_{отк}$, $t=0,01+0,03=0,04 \text{ с}$	$I_{пт1} = 7,79 + 0,66 \cdot \gamma(0,04)_{АД} +$ $+3,72 \cdot \gamma(0,04)_{СД} +$ $+0,74 \cdot \gamma(0,04)_{СД} = 11,4 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20,0 \text{ кА}$
б) асимметричному $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq$ $\leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	$\sqrt{2} \cdot I_{пт1} + i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 12,91 + 11 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,12}} +$ $+0,93 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} + 5,26 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,004}} +$ $+1,05 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,031}} = 26,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ $= 39,6 \text{ кА}$
По номинальному импульсу квадратичного тока: $V_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = V_{к.доп}$	$V_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $V_k = (12,91)^2 \cdot (1,7 + 0,03 + 0,12) =$ $= 308,3 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$V_{к.доп} = (20)^2 \cdot 3 =$ $= 1200,0 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$

В качестве трансформатора тока устанавливаем ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10P-5/10/15-1500/5 У2 [20]. Выбор трансформатора тока произведен в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор и проверка трансформатора тока

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТОЛ-СЭЩ-10-11 0,2с /0,5 /10P-5/10/15-1500/5 У2
По номинальному напряжению $U_c \leq U_H$	$U_c = 10,0 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{раб.утяж} \leq I_H$	$I_{раб.утяж} = 1293,0 \text{ А}$	$I_H = 1500 \text{ А}$
По номинальному току электродинамической стойкости $i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	$I_{удк3} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{динмакс} = 100 \text{ кА}$
По номинальному импульсу квадратичного тока $V_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = V_{к.доп}$	$V_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a),$ $V_k = (12,91)^2 \cdot (1,7 + 0,03 + 0,12) =$ $= 308,3 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$V_{к.доп} = 1600 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$

На подстанциях 110 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаем измерительную аппаратуру. В качестве амперметра используем цифровой многофункциональный электроизмерительный прибор ЩМ120. В качестве счетчика активной и реактивной энергии используем счетчик ЕвроАЛЬФА ЕА02РТХ-РЗВН-3W. Схема подключения выбранных контрольно-измерительных приборов приведена на рисунке 8.1.

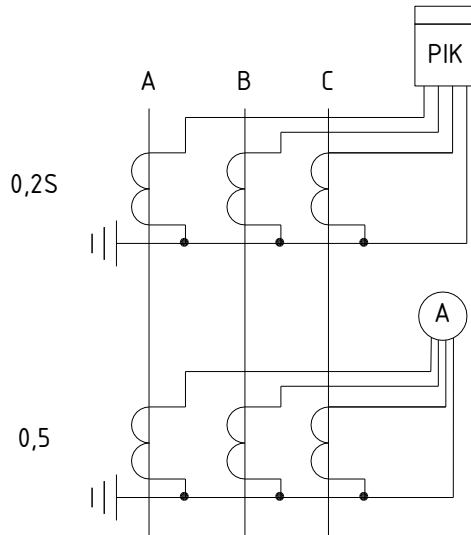


Рисунок 8.1 – Схема подключения измерительных приборов

Проверку по допустимой вторичной нагрузке сводим в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Проверка по допустимой вторичной нагрузке

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
PIK	ЕА02РТХ	1	0,015	0,015	0,015
А	ЩМ120	1	0,100	0,100	0,100
Итого			0,115	0,115	0,115

Нормированную нагрузку для определенного класса точности обмотки ТТ найдем согласно формуле:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{(I_{2\text{НОМ}})^2}, \quad (8.2)$$

где $I_{2\text{НОМ}}$ – номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ, $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$ [20, 8].

По формуле (8.2) получим:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{10 \text{ ВА}}{(5 \text{ А})^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (8.3)$$

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ном}})^2}, \quad (8.4)$$

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

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,05 Ом.

По формуле (8.4) получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{(5)^2} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

По формуле (8.3) получим:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 4 \cdot 10^{-3} - 0,05 = 0,346 \text{ Ом.}$$

Допустимое сечение соединительных проводов найдем по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (8.5)$$

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

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока. Для нашей схемы: $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$, где l – длина соединительных проводов от обмотки трансформатора тока до приборов. Для линий 115 кВ к потребителям $l=15\text{м}$. Таким образом $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 15 = 25,98 \text{ м}$.

По формуле (8.5) получим:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 25,98}{0,346} = 1,314 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности для обмотки ТТ 0,5 выберем соединительные провода с сечением 2,5 мм² КРВГ-4х2,5.

1 Выключатели нагрузки и предохранители устанавливаются на вводах цеховых ТП при питании последних по магистральным схемам. Рассмотрим выбор указанных аппаратов для ТП-1, на которой установлены два трансформатора типа

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

ТМЗ-2000. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателя нагрузки и предохранителя представлены в таблицах 8.5 и 8.6 соответственно.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей нагрузок

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВМПзу-10/630-31,5
Номинальное напряжение $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,0$ кВ	$U_n = 10,0$ кВ
Номинальный ток $I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб. утяж}} = 161,7$ А	$I_n = 630,0$ А
Номинальный ток отключения $I_{\text{раб. утяж}} \leq I_{\text{н.откл.}}$	$I_{\text{раб. утяж}} = 161,7$ А	$I_{\text{н.откл.}} = 630,0$ А
По номинальному току электродинамической стойкости $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин. макс}}$	$I_{\text{удкз}} = 29,4$ кА	$I_{\text{дин макс}} = 31,5$ кА
Номинальный импульс квадратичного тока $V_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = V_{\text{к. доп}}$	$V_k = (12,91)^2 \cdot (0,8 + 0,03 + 0,12) = 158,3$ (кА) ² с	$V_{\text{к. доп}} = (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,8$ (кА) ² с

Таблица 8.6 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ 104-10-160-20 УЗ
Номинальное напряжение $U_c \leq U_n$	$U_c = 10,00$ кВ	$U_n = 10$ кВ
Номинальный ток $I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб. утяж}} = 161,66$ А	$I_n = 630$ А
Номинальный току отключения $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{н.откл.}}$	$I_{\text{кз}} = 12,91$ кА	$I_{\text{н.откл.}} = 20$ кА

2 Выбор остальных выключателей и трансформаторов тока произведем в таблице 8.7, также в таблице приведен выбор секционных выключателей и установленных в их ячейках трансформаторов тока. В начале перечисленных в таблице 8.7 (кроме секционных выключателей) кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1 [19, табл.2.2].

3 Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ГПП и РП. В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАМИ-10-95УХЛ2 [19].

Как уже было сказано, на вводе ГПП установлен счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАЛЬФА ЕА02РТ. Как и раньше, в качестве счетчиков энергии (активной или одновременно активной и реактивной энергии) используем счетчик ЕвроАЛЬФА ЕА02РТХ-РЗВН-3W. В качестве вольтметров будем использовать цифровые электроизмерительные приборы ЦМ120.

Схема подключения вышеназванных приборов к вторичным обмоткам трансформатора напряжения секций шин ГПП представлена на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U_n , кВ	I_p , А	$I_{утяж}$, А	$I_{п0}$, кА	i_y , кА	Выключатель нагрузки с предохранителем	Трансформатор тока
ГПП-ТП1	10	11,67	-	12,91	29,4	ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 15/5
ТП1		12,99	-			ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-
ТП4		12,99	-			ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-
ГПП-ТП2		34,66	69,32			ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 75/5
ГПП-ТП5		7,03	14,07			ВВУ-СЭЩ- 10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 15/5
ГПП-ТП12		7,16	14,31			ВВУ-СЭЩ- 10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 15/5
ГПП-ТП8		66,38	132,76			ВВУ-СЭЩ- 10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 150/5
ТП8		40,41	80,83			ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-
ТП15		40,41	80,83			ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-
ГПП-ТП10		95,41	190,82			ВВУ-СЭЩ- 10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 200/5
ТП10		40,41	80,83			ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-
ТП11		40,41	80,83			ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-
ГПП-ТП7		16,18	101,03			ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 150/5
ТП7		10	6,47			12,93	12,91
ТП6	10,10		20,21	ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-		
ГПП-ТП9	14,15		28,31	ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 30/5		
ГПП-ТП3	12,52		-	ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 15/5		
ГПП-ТП13	95,41		190,82	ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 200/5		
ТП13	40,41		80,83	ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-		
ТП14	40,41		80,83	ВНПзу-10/630-31,5; ПКТ 104-10-160-20 У3	-		
ГПП-СД5(6)	27,28		-	ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 30/5		
ГПП-АД1 (2,3,4)	19,71		-	ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 20/5		
ГПП-СД1 (2,3,4)	73,90		-	ВВУ-СЭЩ-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-11 75/5		
ГПП(секционный)	-		905,1	ВВУ-СЭЩ-10-20/1000	ТОЛ-СЭЩ-10-11 1000/5		

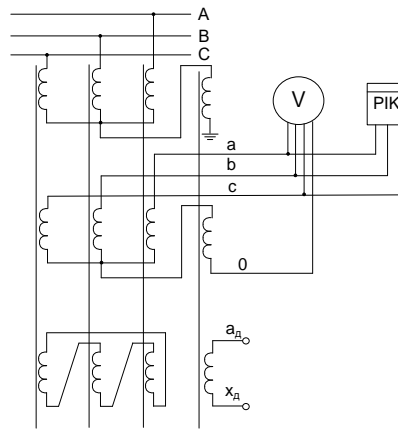


Рисунок 8.2 - Схема подключения приборов к вторичным обмоткам трансформатора напряжения секций шин ГПП

В качестве соединительных проводов выбираем медные провода сечением 2,5 мм².

На секциях шин РП также устанавливаем трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ2.

Произведем проверку трансформатора напряжения, установленных на шинах ГПП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Проверка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая прибором мощность от трех фаз ТН, ВА	Суммарная потребляемая приборами данного типа мощность, ВА
PV	ЦМ-120	1	0,3	0,3
PIK	EA02RTX	12	4,0	48,0
PI	EA02RTX	1	4,0	4,0
Итого				52,3

7 Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,1% от мощности силового трансформатора, так как производится расчет трансформаторов собственных нужд ГПП в качестве мощности силового трансформатора возьмем полную мощность всех цехов.

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,5}{100} \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{гпп}} = 0,01 \cdot S_{\text{тр}},$$

где $S_{\text{тсн}}$ - мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{\text{н.т}}^{\text{гпп}}$ - мощность силового трансформатора, кВА,

$$S_{TCH} = 0,01 \cdot 16000 = 160 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем трансформатор ТМГ-160/10У1.

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

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,232 \text{ А.}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-104-10-10-31,5 УЗ.

8 Термически стойкое сечение кабеля находится по формуле:

$$F_{\text{Т.с}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где B_k – импульс квадратичного тока КЗ;

C – термическая функция.

Результаты расчетов сведены в таблицы 8.9 и 8.10.

Таблица 8.9 – Данные кабельных линий

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	t_z , с	t_c , с	T_A , с	B_k , (кА) ² с	C , А с ² мм ²	$F_{\text{ТС}}$, мм ²
ГПП–ТП	12,91	1,10	0,03	0,12	208,34	98	147,28
ТП–ТП	12,91	0,80	0,03	0,12	158,33	98	128,40
ТП–НРП	21,14	0,30	0,03	0,02	156,41	98	127,62
ГПП–АД	12,91	0,00	0,03	0,12	25,00	98	51,02
ГПП–СД	12,91	0,00	0,03	0,12	25,00	98	51,02

Таблица 8.10 – Результаты проверки сечения КЛ на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения пересчитанного кабеля
ГПП–ТП	147,28	150
ТП–ТП	128,40	150
ТП–НРП	127,62	150
ГПП–АД	51,02	70
ГПП–СД	51,02	70

9 Произведем выбор цеховых ТП, НРП и коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ. Цеховые ТП выполняем КТП 160, 250, 400, 1000. РУ НН цеховых ТП выполняем низковольтными шкафами ШН [21].

НРП также выполним с помощью низковольтных шкафов ШН. По формуле (5.17) ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{вв. утяж}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,29 \text{ А.}$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП, считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП5 равен:

$$I_{\text{секц.}} = 0,7 \cdot I_{\text{вв. утяж}},$$

$$I_{\text{секц.}} = 0,7 \cdot 808,29 = 565,8 \text{ А.}$$

В качестве вводных и секционного выключателя ТП9 выбираем два автоматических выключателя Masterpac NT10 с номинальными токами 1000 А [22]

Таблица 8.11 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей

Номер ТП, НРП	Место установки автоматического выключателя	I_p , А	$I_{\text{утяж}}$, А	Тип выключателя, номинальный ток	Ном. ток автоматического выкл., А
1	2	3	4	5	6
ТП1	Вводной	252,59	505,18	Masterpac NW10	1000
ТП2	Вводной	1010,36	2020,72	Masterpac NW25	2500
	Секционный	707,25	-	Masterpac NW10	1000
ТП3	Вводной	252,59	505,18	Masterpac NW10	1000
ТП4	Вводной	252,59	505,18	Masterpac NW10	1000
ТП5	Вводной	161,65	323,31	Compakt NS400	400
	Секционный	113,16	-	Compakt NS160	160
ТП6	Вводной	252,59	505,18	Masterpac NW10	1000
	Секционный	176,81	-	Compakt NS400	400
ТП7	Вводной	161,65	323,31	Compakt NS400	400
	Секционный	113,16	-	Compakt NS160	160
ТП8	Вводной	1010,36	2020,72	Masterpac NW25	2500
	Секционный	707,25	-	Masterpac NW10	1000
ТП9	Вводной	404,14	808,29	Masterpac NW10	1000
	Секционный	282,90	-	Compakt NS400	400
ТП10	Вводной	1010,36	2020,72	Masterpac NW25	2500
	Секционный	707,25	-	Masterpac NW10	1000
ТП11	Вводной	1010,36	2020,72	Masterpac NW25	2500
	Секционный	707,25	-	Masterpac NW10	1000

Продолжение таблицы 8.11

1	2	3	4	5	6
ТП12	Вводной	161,65	323,31	Compakt NS400	400
	Секционный	113,16	-	Compakt NS160	160
ТП13	Вводной	1010,36	2020,72	Masterpac NW25	2500
	Секционный	707,25	-	Masterpac NW10	1000
ТП14	Вводной	1010,36	2020,72	Masterpac NW25	2500
	Секционный	707,25	-	Masterpac NW10	1000
ТП15	Вводной	1010,36	2020,72	Masterpac NW25	2500
	Секционный	707,25	-	Masterpac NW10	1000
НРП1	Вводной	171,72	-	Compakt NS250	250
НРП2	Вводной	108,85	-	Compakt NS160	160
НРП3	Вводной	63,84	127,67	Compakt NS160	160
НРП4	Вводной	621,95	1243,91	Masterpac NW25	2500
НРП5	Вводной	100,71	201,42	Compakt NS250	250
НРП6	Вводной	47,20	94,40	Compakt NS160	160

Выводы по разделу 8

Произвели выбор токопровода ТЗК-10-1600-61 УХЛ1, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Проверили в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1600. В качестве трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя РУ НН ГПП, приняли к установке ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-5/10/15-1500/5 У2 и провели его проверку. Выбрали и проверили выключатели нагрузки и предохранители, выключатели. В качестве трансформаторов тока нулевой последовательности приняли ТЗЛМ-1. В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, приняли и проверили трансформаторы напряжения НАМИ-10-95УХЛ2. Произвели выбор трансформаторов собственных нужд ГПП, приняли трансформатор типа ТМГ-160/10У1. Произвели выбор коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ.

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Согласно исходным данным, высоковольтными электроприемниками завода являются синхронные и асинхронные двигатели, синхронные двигатели установлены в компрессорной станции и котельной, а асинхронные двигатели установлены в водонасосной. Прямой запуск мощных электродвигателей, влечет за собой появление больших пусковых токов, из за чего появляются просадки напряжения.

Произведем расчет остаточного напряжения при пуске двигателей.

$$X_{\Pi} = \frac{U_{\text{СШ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\Pi}},$$

Расчетная пусковая мощность:

$$S_{\Pi} = \frac{S_{\text{ДВ}} \cdot K_{\Pi}}{\eta_{\text{ДВ}}}$$

$$S_{\text{ДВ}} = \frac{n \cdot P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{ДВ}} \cdot \cos \varphi},$$

K_{Π} - кратность пускового тока ЭД;

$\eta_{\text{ДВ}}$ - КПД двигателя;

Найдем мощности двигателей:

1 Для асинхронных двигателей ДАЗО4-450УК-8Д:

$$S_{\text{ДВ}} = \frac{1 \cdot 400}{0,944 \cdot 0,82} = 3011 \text{ кВА};$$

2 Для синхронных двигателей СТД-1600-2:

$$S_{\text{ДВ}} = \frac{2 \cdot 1600}{0,964 \cdot 0,9} = 3688 \text{ кВА};$$

3 Для синхронных двигателей СТД-630-2:

$$S_{\text{ДВ}} = \frac{2 \cdot 400}{0,953 \cdot 0,85} = 1555 \text{ кВА}.$$

$$S_{\Pi 1} = \frac{516,7 \cdot 5,5}{0,944} = 3011 \text{ кВА};$$

$$S_{\Pi 2} = \frac{1555 \cdot 5}{0,953} = 8161 \text{ кВА};$$

$$S_{\Pi 3} = \frac{3688 \cdot 5,3}{0,964} = 20280 \text{ кВА};$$

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Найдем сопротивления узлов

$$X_{П1} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{3011} = 332,15 \text{ Ом};$$

$$X_{П2} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{8161} = 122,54 \text{ Ом};$$

$$X_{П3} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{20280} = 49,3 \text{ Ом}.$$

Используя ранее найденное эквивалентное сопротивление сети, найдем остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД:

$$U_{Д} = U_{СШ} \cdot \frac{X_{П\Sigma}}{X_{П\Sigma} + X_{С}},$$

где $X_{П\Sigma}$ - сумма всех 3х сопротивлений узлов.

$$U_{Д} = 10 \cdot 10^3 \cdot \frac{49,314 + 122,54 + 332,15}{49,314 + 122,54 + 332,15 + 7,064} = 9,862 \text{ кВ}.$$

Провал напряжения:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{С} - U_{Д}}{U_{С}} \cdot 100\%$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10 \cdot 10^3 - 9,862 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,382 \%$$

При запуске двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети.

Выводы по разделу 9

Пуск двигателей не влияет на качество электроэнергии, напряжение на сборных шинах ГПП не опускается ниже опорного значения, равного $0,9 U_{НОМ}$.

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Расчет устройств компенсации реактивной мощности будем проводить методом Лагранжа. В соответствии с ним вначале составляется схема электроснабжения, на которой показаны возможные источники и потребители реактивной мощности. Данная схема представлена на рисунке 10.1. На ней показаны источники и потребители реактивной мощности, подключенные к одной СШ ГПП.

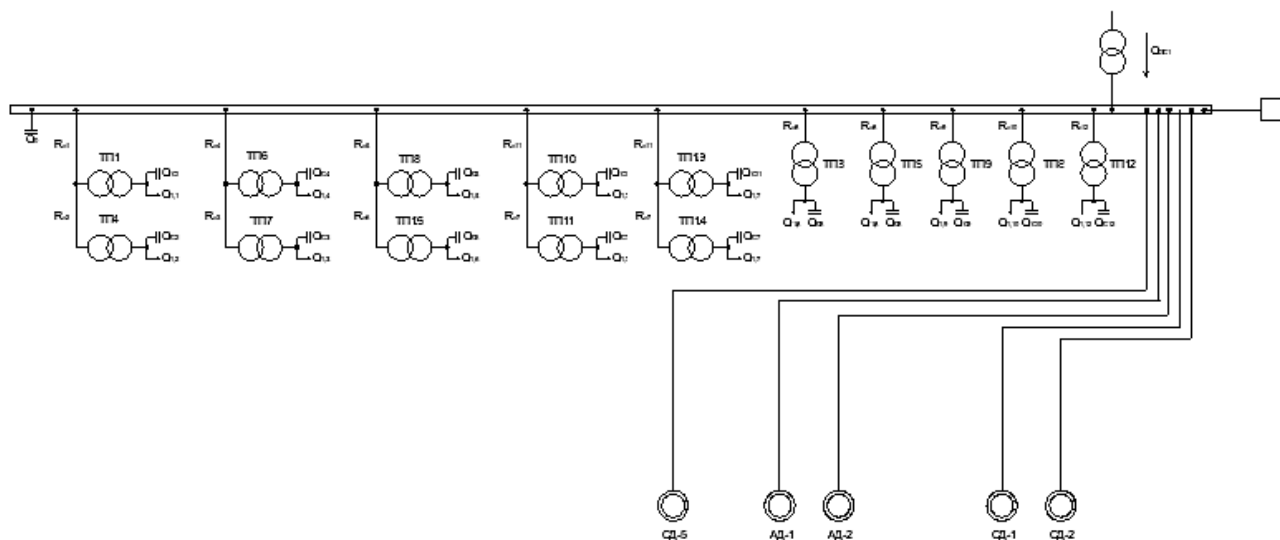


Рисунок 10.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

1 Параметры схемы рассчитываются по формулам (3.9), а также:

$$R_{л} = r_0 \cdot l;$$

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot (U_H)^2}{(S_{н.т})^2};$$

$$Q_{эс1} = \frac{P_{р.п} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{эс}}{2}.$$

Считаем, что на стороне НН ТП установлена основная группа БК, мощность которой рассчитана в разделе 3.

Поэтому считаем, что со стороны НН потребляется реактивная мощность:

$$Q_{1,i} = \frac{Q_{li}}{2}.$$

Результаты расчета параметров схемы приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Результаты расчета параметров схемы

Наименование	S _{н.т.} , кВА	Q _{1,i} , квар	ΔQ _{тi} , квар	R _{тpi} , Ом	R _{ли} , Ом
Цеховая ТП1	250	114,84	12,35	4,40	0,57
Цеховая ТП2	1 000	271,20	34,63	0,95	0,08
Цеховая ТП3	250	136,36	13,47	4,40	0,87
Цеховая ТП4	250	95,04	14,11	4,40	0,50
Цеховая ТП5	160	41,08	6,73	7,81	0,61
Цеховая ТП6	250	105,85	12,86	4,40	0,16
Цеховая ТП7	160	25,91	6,89	7,81	0,24
Цеховая ТП8	1 000	265,76	84,80	0,95	0,08
Цеховая ТП9	400	117,71	14,36	2,41	0,46
Цеховая ТП10	1 000	266,35	84,80	0,95	0,08
Цеховая ТП11	1 000	266,35	84,80	0,95	0,01
Цеховая ТП12	160	61,01	6,89	7,81	0,61
Цеховая ТП13	1 000	266,35	84,80	0,95	0,08
Цеховая ТП14	1 000	266,35	84,80	0,95	0,01
Цеховая ТП15	1 000	265,76	84,80	0,95	0,01
R _{лАД}	-	-	-	-	0,44
R _{лСД}	-	-	-	-	0,13
R _{олСД}	-	-	-	-	0,22

Располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей можно найти по формуле:

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

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности. Примем, что коэффициент загрузки по активной мощности $\beta_m = 0,9$. Тогда при относительном напряжении на двигателях $U_* = 1$: $\alpha_m = 0,45$;

N – количество двигателей: $N_{СД1} = 2$; $N_{СД5} = 1$;

$P_{СД,н}$ – номинальная активная мощность СД: $P_{СД1,н} = 1600$ кВт; $P_{СД5,н} = 630$ кВт;

$Q_{СД,н}$ – номинальная реактивная мощность СД: $Q_{СД1,н} = 803$ квар ;
 $Q_{СД5,н} = 320$ квар ;

$$Q_{СД1,м} = 0,45 \cdot 2 \cdot \sqrt{(1600)^2 + (803)^2} = 1611,31 \text{ квар};$$

$$Q_{CD5.M} = 0,45 \cdot 1 \cdot \sqrt{(630)^2 + (320)^2} = 317,97 \text{ квар.}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию в расчете на один трансформатор:

$$Q_{эcl} = \frac{16203 \cdot 0,31}{2} = 2511 \text{ квар.}$$

2 Определим удельную стоимость потерь активной мощности. Удельная стоимость потерь активной мощности равна:

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

где δ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

α и β – основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа.

$$C_0 = 1,05 \cdot (1234,29 \cdot 12 \cdot 0,92 + 1,457 \cdot 5948) = 23,41 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{кВт}}.$$

3 Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

– для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{1Г} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*}\right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК}; \quad (10.1)$$

$$Z_{2Г} = 0,$$

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

K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов:

$$\text{- для низковольтных БК: } K_y = 12 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

$$\text{- для высоковольтных БК: } K_y = 6 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

$U_{БК*}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети. Для низковольтных БК $U_{БК*} = 1$; для высоковольтных $U_{БК*} = 1,05$;

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

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

$$\text{- для высоковольтных БК: } \Delta P_{БК} = 2 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}.$$

										Лист
										82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

По формуле (10.1):

– для низковольтных БК:

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 120000 \cdot 75,96 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 + 23,41 \cdot 4 = 296,9 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

– для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{\text{Г.КВ}} = 0,223 \cdot 6 \cdot 75,96 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right)^2 + 23,41 \cdot 2 = 158,9 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

– для СД:

При отсутствии прочих потребителей реактивной мощности:

$$Z_{\text{Г}} = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{\text{СД.н}}};$$

$$Z_{2\text{Г}} = C_0 \cdot \frac{D_2}{N \cdot (Q_{\text{СД.н}})^2},$$

где D_1 и D_2 - постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя. Для двигателей:

Таблица 10.2 – Характеристики синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	Uном, кВ	Рсд.нi, кВт	Qсд.нi, Мвар	Ni, шт	D1i, кВт	D2i, кВт
Синх. дв. 1	СТД	10	1600	0,80	2	4,25	6,27
Синх. дв. 2	СТД	10	630	0,32	1	2,07	3,44

$$Z_{\text{Г.СД1}} = 23,41 \cdot \frac{4,25}{0,803} = 123,9 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

$$Z_{2\text{Г.СД1}} = 23,41 \cdot \frac{6,27}{2 \cdot (0,803)^2} = 113,7 \frac{\text{тыс.руб}}{(\text{Мвар})^2};$$

$$Z_{\text{Г.СД2}} = 23,41 \cdot \frac{2,07}{0,32} = 151,5 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

$$Z_{2\text{Г.СД2}} = 23,41 \cdot \frac{3,44}{1 \cdot (0,32)^2} = 786,5 \frac{\text{тыс.руб}}{(\text{Мвар})^2}.$$

4 Определим эквивалентные активные сопротивления ответвлений с ТП. Для ТП, питающихся по радиальным линиям схема представлена на рисунке 10.2:

$$R_{\text{эi}} = r_i = R_{\text{ли}} + R_{\text{три}}.$$

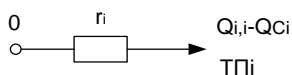


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линий

Для ТП, питающихся по магистральным линиям схема представлена на рисунке 10.3:

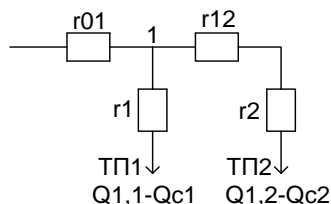


Рисунок 10.3 – схема замещения магистральной линии

Для ТП1 и ТП4, питающихся от одной магистрали:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2};$$

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{0,5} + \frac{1}{4,4 + 0,42} = 0,43 \frac{1}{\text{Ом}};$$

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot r_1;$$

$$R_{\text{э}1} = (1 + 0,53 \cdot 0,43) \cdot 0,412 = 5,42 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2);$$

$$R_{\text{э}2} = (1 + 0,53 \cdot 0,43) \cdot (0,42 + 4,4) = 5,94 \text{ Ом}.$$

5 Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП по формуле :

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{Тi} + \frac{3_{10} - 3_{\text{ИГ.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э}i}},$$

где Z_{10} – удельные затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтной БК, подключенной к секции шин ГПП: $Z_{10} = 158,9 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{Мвар}}$;

$$a = \frac{1000}{(U_n^2)} = \frac{1000}{(10^2)} = 10 \text{ кВ}^{-2};$$

$R_{эi}$ – эквивалентное активное сопротивление ответвления с i -й ТП, подключенного к СШ ГПП.

Результаты расчетов оптимальной реактивной мощности и выбора стандартных низковольтных БК ТП приведены в таблице 10.3. Мощность основной группы БК определяется по формуле:

$$Q_{ki} = \frac{Q_{pi} - Q_{li}}{2}.$$

Величина $Q_{pi} - Q_{li}$ взята из раздела 3.

Таблица 10.3- Выбор низковольтных БК

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		Q_{ki} , квар	$Q_{ki}+Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сти}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
Цеховая ТП1	5,47	0,07	0,07	0,00	73,33	УКЛН-0,38-100-150	100,00
Цеховая ТП2	1,03	0,02	0,02	0,00	19,89	УКЛН-0,38-50-150	50,00
Цеховая ТП3	5,27	0,09	0,09	0,00	93,94	УКЛН-0,38-100-150	100,00
Цеховая ТП4	6,09	0,06	0,06	51,19	111,95	УКЛН-0,38-150-150	150,00
Цеховая ТП5	8,42	0,01	0,01	52,78	65,59	УКЛН-0,38-100-150	100,00
Цеховая ТП6	4,64	0,06	0,06	105,85	161,07	УКЛН-0,38-175-150	175,00
Цеховая ТП7	8,49	0,00	0,00	45,78	43,88	УКЛН-0,38-50-150	50,00
Цеховая ТП8	1,12	0,09	0,09	684,25	770,58	УКЛН-0,38-600-150 УКЛН-0,38-200-150	800,00
Цеховая ТП9	2,86	0,03	0,03	0,00	29,10	УКЛН-0,38-30-150	30,00
Цеховая ТП10	1,11	0,09	0,09	247,11	332,40	УКЛН-0,38-400-150	400,00
Цеховая ТП11	1,13	0,09	0,09	247,11	336,37	УКЛН-0,38-400-150	400,00
Цеховая ТП12	8,42	0,03	0,03	0,00	32,90	УКЛН-0,38-50-150	50,00
Цеховая ТП13	1,11	0,09	0,09	247,11	332,40	УКЛН-0,38-400-150	400,00
Цеховая ТП14	1,13	0,09	0,09	247,11	336,37	УКЛН-0,38-400-150	400,00
Цеховая ТП15	1,13	0,09	0,09	684,25	774,83	УКЛН-0,38-600-150 УКЛН-0,38-200-150	800,00

6 Оптимальную реактивную мощность, генерируемую СД, можно найти по формуле:

$$Q_{\text{СД}} = \frac{Z_{10} - Z_{\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}}}, \quad (10.2)$$

где $R_{\text{э.СД}}$ – эквивалентное сопротивление СД:

По формуле (10.2):

$$Q_{\text{СД1}} = \frac{158,9 - 123,9}{2 \cdot 10 \cdot 23,41 \cdot 0,546} = 0,137 \text{ Мвар} = 137 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{СД5}} = \frac{158,9 - 151,5}{2 \cdot 10 \cdot 23,41 \cdot 3,57} = 0,0044 \text{ Мвар} = 4,4 \text{ квар}.$$

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{1,i} + \Delta Q_{\text{ти}}) + Q_{\text{Ад}} + \Delta Q_{\text{Т}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{си}} - Q_{\text{СД1}} - Q_{\text{СД2}} - Q_{\text{С02}} - Q_{\text{эс1}},$$

$$Q_0 = (2565,91 + 631) + 390,88 + 584 - 2 \cdot 134 - 4,4 - 902,1 - 600 - 2511 = -113,71 \text{ квар}.$$

Установка высоковольтных батарей не требуется.

8 Для проверки правильности расчетов составим баланс реактивной мощности.

Потребляемая реактивная мощность от одной секции шин ГПП:

$$Q_{\text{п1}} = \sum_{i=1}^n (Q_{1,i} + \Delta Q_{\text{ти}}) + Q_{\text{Ад}} + \Delta Q_{\text{Т}},$$

$$Q_{\text{п1}} = (2565,91 + 631) + 390,88 + 584 = 4171 \text{ квар}.$$

Генерируемая реактивная мощность на одну секцию шин ГПП:

$$Q_{\text{г1}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{си}} + Q_{\text{СД1}} + Q_{\text{СД2}} + Q_{\text{С02}} + Q_0 + Q_{\text{эс1}},$$

$$Q_{\text{г1}} = 134 + 134 + 4,4 + 902,1 + 2511 + 600 = 4285 \text{ квар}.$$

Процентное отношение генерируемой реактивной мощности к потребляемой:

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{г1}} - Q_{\text{п1}}}{Q_{\text{п1}}} \cdot 100\%;$$

						13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			86

$$\delta Q = \frac{4171 - 4285}{4171} \cdot 100\% = 2,7\%.$$

10 Определим резерв реактивной мощности в расчете на секцию шин ГПП по формуле:

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum(Q_{\text{сд.ми}} - Q_{\text{сдi}})}{Q_{\text{pi}}} \cdot 100\%;$$

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{(1611 - 137) + (317,97 - 4,4)}{4171} \cdot 100\% = 42,86\%.$$

Таким образом, можно утверждать, что резерв реактивной мощности достаточен.

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП можно найти по формуле:

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_{\text{pl}} - Q_{\text{r1}} + Q_{\text{эс1}}}{0,5P_{\text{п.п}}},$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{4171 - 4285 + 2511}{0,5 \cdot 16203} = 0,296.$$

Выводы по разделу 10

Произвели расчет устройств компенсации реактивной мощности, рассчитали параметры схемы для расчета компенсации реактивной мощности. Определили экономически целесообразную реактивную мощность, передаваемую энергосистемой предприятию в расчете на один трансформатор. Определили: эквивалентные активные сопротивления ответвлений с ТП; оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП. Согласно расчетам установка высоковольтной БК не требуется. Составили баланс реактивной мощности. Определили резерв реактивной мощности в расчете на секцию шин ГПП, он составляет 42,86%, такое значение получилось в следствии наличия большого числа мощных СД, способных вырабатывать реактивную мощность, но такая выработка экономически нецелесообразна. Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП составил 0,296.

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ 10 кВ

11.1 Организация защиты

На рисунке 11.1 показана организация защиты электродвигателя. Двигатель питается по кабельной линии КЛ и подключается к электрической сети с помощью выключателя Q. Для получения информации о токах используются фазные трансформаторы тока ТА1, устанавливаемые, как правило, в трёх фазах, и трансформатор тока нулевой последовательности ТА2, надеваемый на кабель в начале линии. Для защиты двигателя используется микропроцессорный блок защиты Seram типа М41.

Согласно варианту исходных данных рассчитаем защиту асинхронного двигателя 10 кВ. Параметры двигателя приведены в таблице 11.1.

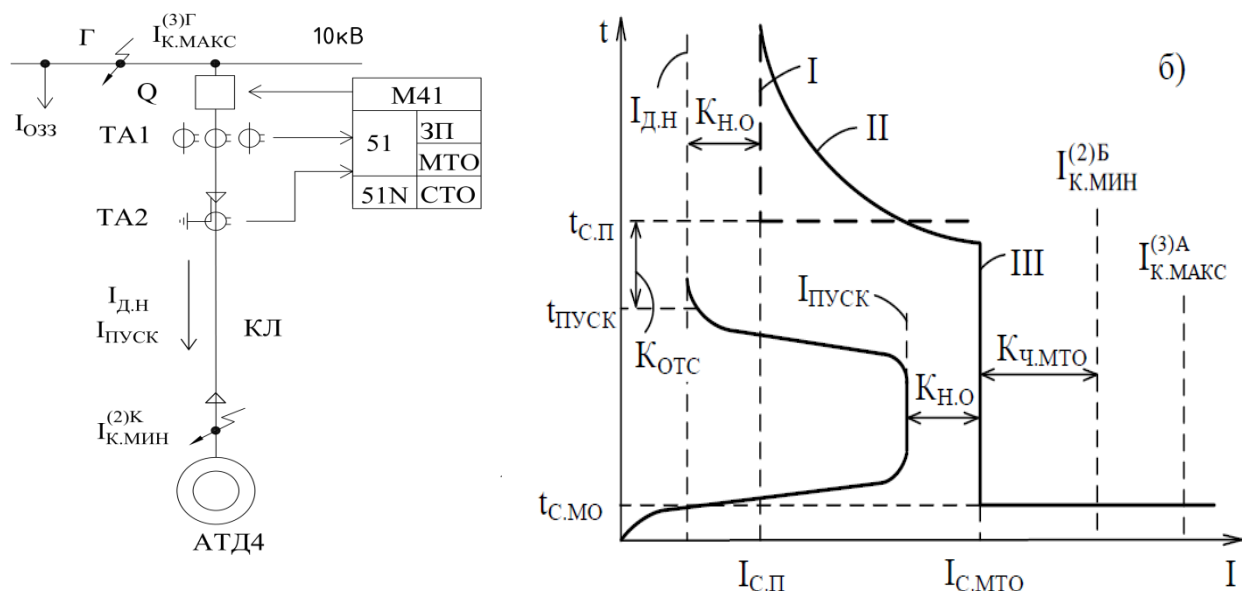


Рисунок 11.1 – Организация защиты электродвигателя

Таблица 11.1 – Параметры асинхронного двигателя напряжением 6 кВ

№ варианта	Тип двигателя	P_H , кВт	$K_{ПУСК}$	$\cos\phi_n$	η_n	КЛ, м
3	АТД4	1000	5,3	0,89	0,961	35

Электродвигатель М имеет следующие нагрузочные характеристики:

- в нормальном режиме работы максимальный рабочий ток двигателя принимается равным его номинальному току $I_{РАБ.МАКС} = I_{ДН}$;
- при пуске электродвигателя возникает пусковой ток, который принимается пиковому току нагрузки $I_{ПИК} = I_{ПУСК}$.

При расчете защиты электродвигателя требуется знать ток трехфазного КЗ $I_{к.макс.}^{(3)Г}$ в питающей сети при максимальном режиме её работы, также ток двухфазного КЗ $I_{к.мин.}^{(2)К}$ на выводах двигателя при минимальном режиме работы сети.

Уставка по току защиты от перегрузок $I_{с.п}$ должна быть отстроена от максимального рабочего тока электродвигателя $I_{раб.макс}$ примерно на величину коэффициента надежности отстройки $K_{н.о}$ (рисунок 11.1, б). Уставка по времени $t_{с.п}$ защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска электродвигателя $t_{пуск}$ на величину коэффициента отстройки $K_{отс}$.

Уставка по току мгновенной токовой отсечки $I_{с.мто}$ должна быть, с одной стороны, отстроена от пикового тока $I_{пик}$ на соответствующий коэффициент отстройки $K_{отс}$, а с другой стороны, должна быть больше (должна чувствовать) тока двухфазного КЗ $I_{к.мин.}^{(2)К}$ на выводах электродвигателя при минимальном режиме работы сети на величину коэффициента чувствительности $K_{ч}$. И, естественно, уставка по току мгновенной токовой отсечки $I_{с.мто}$ должна быть больше трехфазного тока КЗ $I_{к.макс.}^{(3)Г}$ в питающей сети при максимальном режиме её работы. Номинальный ток двигателя:

$$I_{д.н.} = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \eta_H \cdot \cos\varphi_H}$$

$$I_{д.н.} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 0,961 \cdot 0,89} = 67,5 \text{ А.}$$

Пусковой ток двигателя:

$$I_{пуск} = K_{пуск} \cdot I_{д.н.}$$

$$I_{пуск} = 5,3 \cdot 67,5 = 357,75 \text{ А.}$$

11.2 Защита от перегрузок

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20 с и более), перегрузки которых возможны при чрезмерном увеличении длительности пуска, вследствие понижения напряжения в сети.

Допускаемое ПУЭ действие защиты от перегрузок на отключение выполняется на СД, если защита от перегрузок совмещена с защитой от асинхронного режима, а также на АД в тех случаях, когда:

- отключение двигателя не приводит к нарушению технологического процесса;
- разгрузку невозможно осуществить без останова;

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- отсутствует постоянный дежурный персонал;
- имеют место тяжелые условия пуска и самозапуска.

Защита электродвигателя от перегрузок отстраивается от номинального тока двигателя:

$$I_{с.п.} = \frac{K_{н.о}}{K_{в}} \cdot I_{д.н.}$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки, учитывающей ошибки реле и необходимый запас, принимается равным 1,05 при действии защиты на сигнал и 1,1–1,2 при действии на отключение;

$K_{в}$ – коэффициент возврата реле, принимается равным 0,8 для реле серии РТ-80, равным 0,85 для реле серии РТ-40 и 0,935 – для устройств защиты Seram.

$$I_{с.п.} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 67,5 = 86,6 \text{ А}$$

Питание двигателя осуществляется кабелем с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена (например АПвЭВнгд - 10) сечением $3 \times 150 \text{ мм}^2$. Рассчитаем минимальный ток двухфазного КЗ $I_{к.мин.}^{(2)К}$ на выводах электродвигателя:

$$I_{к.мин.}^{(2)К} = \frac{S_{б}}{2 \cdot U_{ср2} \cdot (X_{с.мин} + X_{вл1} + X_{т1.макс} + X_{кл1.макс} + X_{кл})}$$

$$X_{кл3} = X_{уд.кл3} \cdot L_{кл3}$$

$$I_{к.мин.}^{(2)К} = \frac{1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot (0,235 + 0,22 + 7,15 + 0,43 + 0,003)} = 5924 \text{ А}$$

$$X_{кл3} = 0,056 \cdot 0,035 = 0,00196 \text{ МОм}$$

$$K_{ч.зп}^К = \frac{I_{к.мин.}^{(2)К}}{I_{с.п.}}$$

$$K_{ч.зп}^К = \frac{5924}{86,6} = 68,4 \geq K_{ч.доп} = 3$$

Время срабатывания защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска двигателя

$$t_{с.п.} > K_{отс} \cdot t_{пуск},$$

где $K_{отс} = 1,5-2$ – коэффициент отстройки от времени пуска.

$$t_{с.п.} > 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ с.}$$

										Лист
										90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{r,Q} = 290,25$ А кривая должна пройти через точку Q с координатами – уставка времени $t_{r,Q} = 30$ с при токе $I_*^Q = 10 \cdot I_{r,Q} = 2902,5$ А.

Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 0,02$ и $K = 0,14$ [23, табл. 15.8].

Используя выражение

$$T_{MS}^Q = \frac{t(I_*^Q) \cdot [(I_*^Q)^\alpha - 1]}{K}$$

$$T_{MS}^Q = \frac{30 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 10,1.$$

Теперь, по выражению

$$t_r^Q(I_*^Q) = \frac{K \cdot T_{MS}^Q}{(I_*^Q)^\alpha - 1}.$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{c.п.}^Q = f(I_*^Q)$.

Для кратности тока $I_*^Q = 1,1$ получим

$$t_r^Q(1,1) = \frac{0,14 \cdot 10,099}{(1,1)^{0,02} - 1} = 741 \text{ с}$$

Дальнейшие расчёты точек защитной характеристики сводим в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Точки защитной характеристики

Тип кривой	K	α	$I_s = I_{r,Q1}$, А	t^Q , с	I_*^Q , А	T_{MS}^B	$t_{зп}^Q$, с, при разных I_*^Q , о.е/А						
							<u>1,1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>6</u>	<u>10</u>	<u>20</u>	-
SIT	0,14	0,02	86,6	30	10	10,1	741	101,3	63,6	38,75	30	22,9	-

11.3 Мгновенна токовая отсечка

Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля.

Мгновенная токовая отсечка является основной защитой от КЗ в обмотке статора для двигателей мощностью до 5000 кВт.

Уставка по току мгновенной токовой отсечки отстраивается от пускового тока электродвигателя

$$I_{с.мто} = K_{отс} \cdot K_{пуск} \cdot I_{дн}$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, для РТ-80 составляет 1,8–2, для РТ-40=1,4-1,5;
 $K_{\text{ПУСК}}$ – коэффициент пуска.

$$I_{\text{С.МТО}}=1,5 \cdot 5,3 \cdot 67,5=536,6 \text{ А}$$

В настоящее время всё шире начинают применяться схемы пуска электродвигателей с уменьшенными значениями пусковых токов – коэффициенты $K_{\text{ПУСК}}$ могут снижаться до значений 2–3. Эти особенности следует учитывать при определении уставки по току мгновенной токовой отсечки. Отметим, что снижение пусковых токов электродвигателей позволяет повысить чувствительность данного вида защиты, т.е. она сможет отключать меньшие токи КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по минимальному двухфазному току КЗ на выводах электродвигателя

$$K_{\text{Ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{К.МИН.}}^{(2)К}}{I_{\text{С.МТО}}}$$

Определим чувствительность МТО:

$$K_{\text{Ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{К.МИН.}}^{(2)К}}{I_{\text{С.МТО}}}$$

$$K_{\text{Ч}}^{(2)} = \frac{5924}{536,6} = 11,04 > K_{\text{Ч.МО.ДОП.}} = 2$$

Следовательно, защита линии от многофазных замыканий на обмотке статора имеет достаточную чувствительность.

11.4 Защита двигателя минимального напряжения

Защита минимального напряжения для синхронных двигателей в связи с их способностью поддерживать напряжение на своих выводах после отключения или снижения напряжения питания может быть построена по принципу двухступенчатой защиты минимального напряжения электродвигателей [23].

Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{\text{МИН1}} = 70 \% U_{\text{н}}$

$$U_{\text{С.З}}^{\text{ICT}} = \frac{U_{\text{МИН1}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата реле, $K_{\text{В}}=0,935$.

$$U_{\text{С.З}}^{\text{ICT}} = \frac{0,7 \cdot 6}{1,1 \cdot 0,935} = 4,08 \text{ кВ.}$$

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

$$I_{C,д} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{д} \cdot U_{ф,н} = \omega \cdot 3 \cdot C_{д} \cdot U_{ф,н},$$

где $C_{д}$ – емкость фазы статора электродвигателя относительно земли, принимается по справочным данным, Ф;

$U_{ф,н}$ – номинальное фазное напряжение сети;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ – круговая частота.

Для АД с короткозамкнутым ротором и неявнополусных АД емкость фазы статора относительно земли, Ф, определяется по выражению

$$C_{д} = \frac{0,0187 \cdot S_{д,н} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{л,н}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{л,н})} = \frac{0,0187 \cdot P_{д,н} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot \sqrt{U_{л,н}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{л,н})};$$

где $S_{д,н}$ и $P_{д,н}$ – номинальная полная и активная мощности двигателя, МВА и МВт;

$\cos\varphi_{д,н}$ – коэффициент реактивной мощности электродвигателя;

η – КПД двигателя;

$U_{л,н}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

$$C_{д} = \frac{0,0187 \cdot 1 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,89 \cdot 0,961 \cdot \sqrt{10} \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)} = 4,294 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Ток однофазного замыкания на землю, вызванный ёмкостью двигателя

$$I_{C,д} = 314 \cdot 3 \cdot 4,294 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,023 \text{ А.}$$

Собственный ёмкостный ток линии, входящей в зону защиты, можно определить по удельному ёмкостному току кабельной или воздушной линии и ее длине

$$I_{C,л} = I_{уд,л} \cdot L_{л}$$

где $I_{уд,л}$ – удельный ёмкостный ток, А/км, в [23, табл. 18.1–18,3] приведены удельные ёмкостные токи для кабельных и воздушных линий;

$L_{л}$ – длина линии, питающей электродвигатель.

$$I_{C,л} = 1,31 \cdot 0,035 = 0,04585 \text{ А}$$

Сумма ёмкостных токов двигателя $I_{C,д}$ и линии $I_{C,л}$ от места установки ТТНП до линейных выводов двигателя

$$I_{C} = I_{C,д} + I_{C,л}$$

$$I_{C} = 0,023 + 0,04585 = 0,06885 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты при установке ТТНП в распределительном устройстве определяется по формуле:

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ					

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{с}\Sigma} - I_{\text{с}}}{I_{\text{с.з}}} \geq K_{\text{ч.мин}},$$

где $I_{\text{с}\Sigma}$ – суммарный емкостный ток электрической сети напряжением 6–10 кВ, к которой подключен электродвигатель;

$K_{\text{ч.мин}}$ – минимальный, нормируемый для защиты линии от ОЗЗ коэффициент чувствительности, для кабельных сетей принимается равным 1,25, для воздушных сетей – 1,5 [23].

$$I_{\text{с}\Sigma} = I_{\text{с}} + I_{\text{озз}}$$

$$I_{\text{с}\Sigma} = 0,06885 + 25,97 = 26,04$$

$$K_{\text{ч.л1}} = \frac{I_{\text{с}\Sigma} - I_{\text{с}}}{I_{\text{с.з}}}$$

$$K_{\text{ч.л1}} = \frac{26,04 - 0,06885}{1,3 \cdot 1 \cdot 0,06885} = 290,164 \geq K_{\text{ч.доп}} = 1,25$$

Следовательно, защита линии и двигателя от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

На рисунке 11.2 изображена время-токовая характеристика двухступенчатой токовой защиты линии АД4, а на рисунке 11.3 отражена схема защиты.

Таблица 11.3 – Спецификация к схеме защиты электродвигателя

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Кол-во	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
	коммутаторная			
HLR	Лампа полупроводниковая	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
	коммутаторная			
HLG	Лампа полупроводниковая	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
	коммутаторная			
ВН0	Блок переключателей		1	
SQ1-SQ5	Путевой выключатель		5	
	конечный			
TV1-TV3	Трансформатор напряжения		3	
УАС	Электромагнит	ЗБ-1М	1	
	включения			
УАТ	Электромагнит	ЗБ-1М	1	
	отключения			

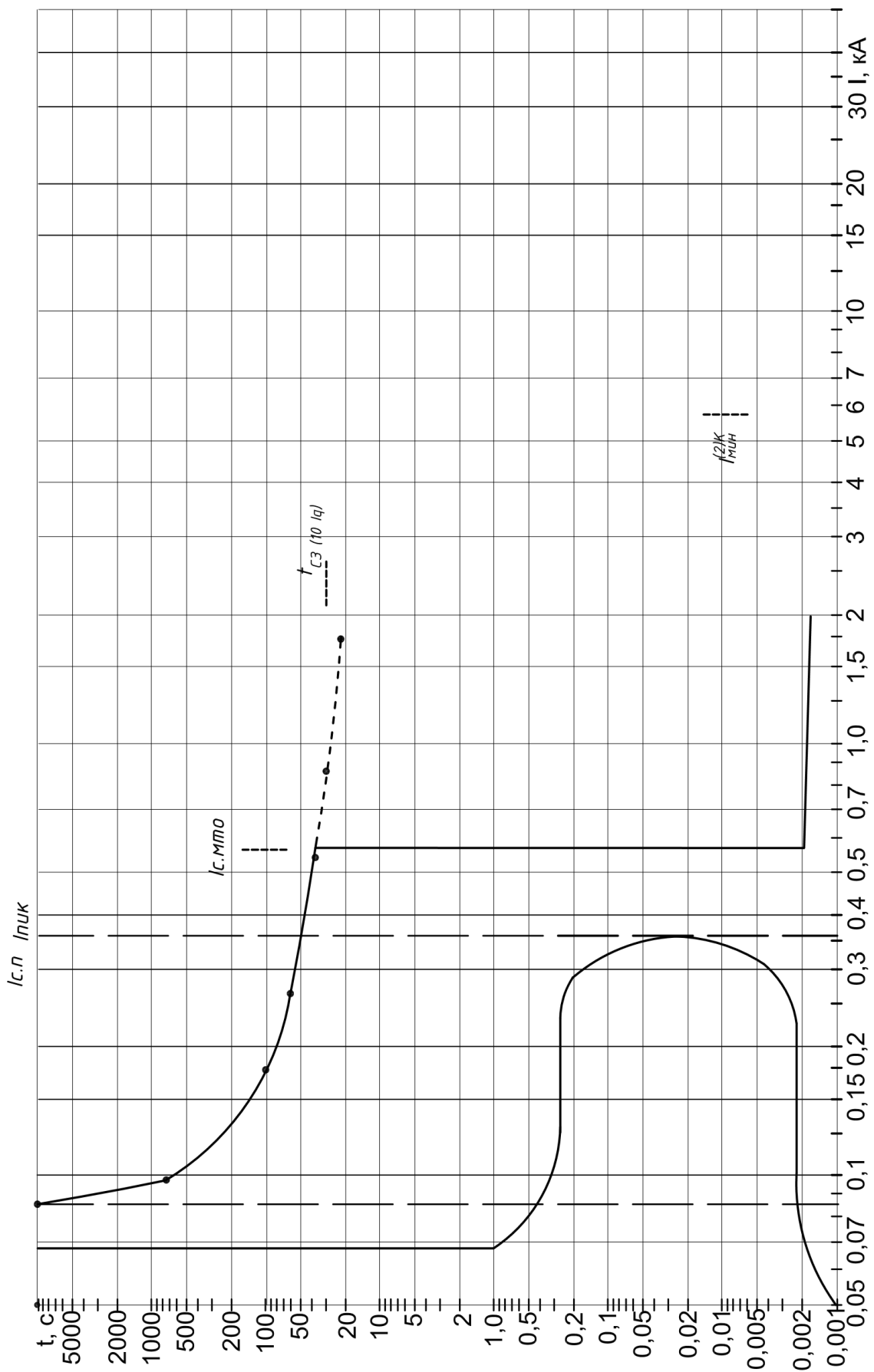


Рисунок 11.2 – Время-токовая характеристика двухступенчатой токовой схемы защиты линии АТД4.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ

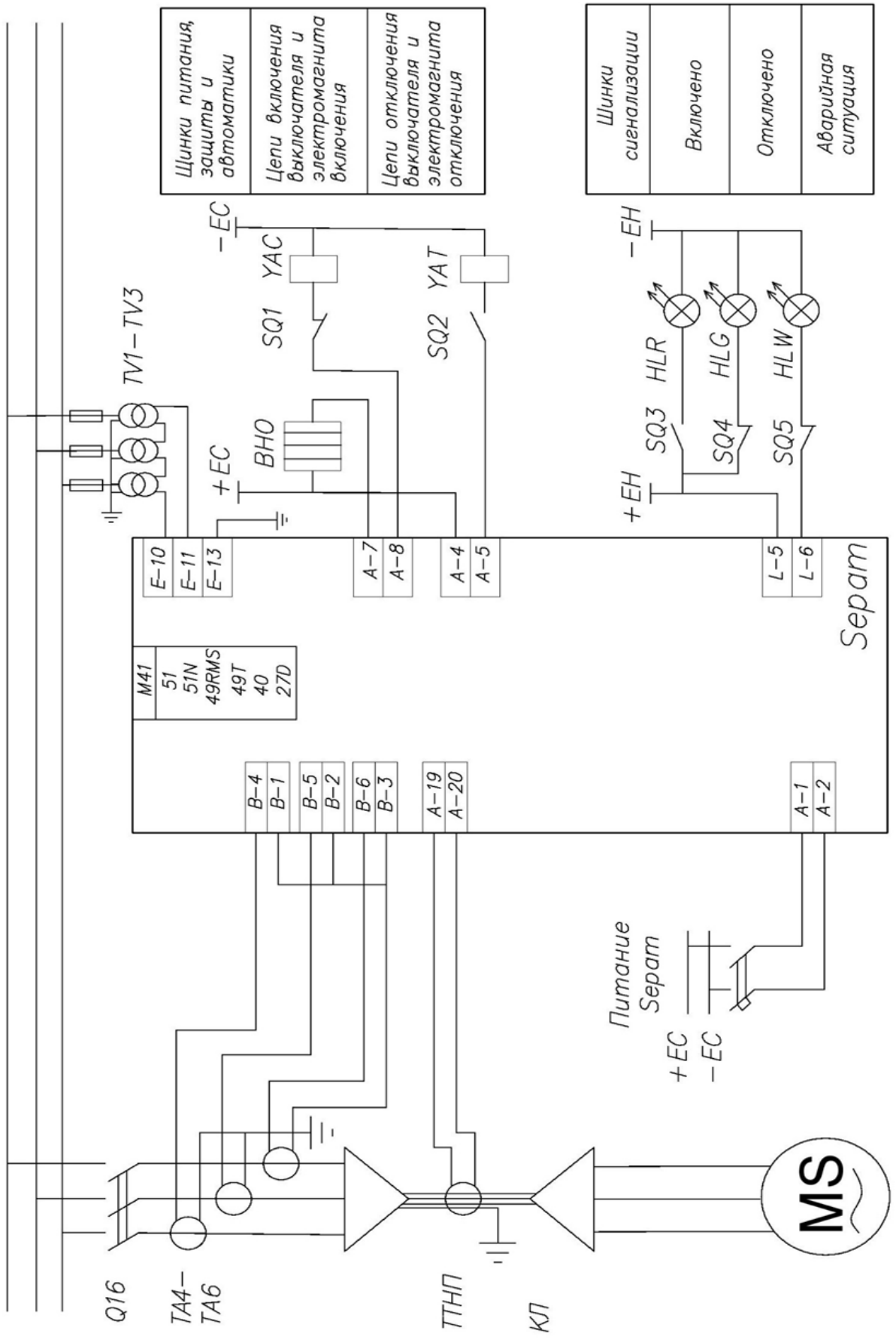


Рисунок 11.3 – Схема защиты электродвигателя с использованием терминала Sepam M41

Выводы по разделу 11

В разделе «Релейная защита асинхронного двигателя 10 кВ» был рассмотрен вопрос проектирования устройства релейной защиты и автоматики, предназначенного для обеспечения нормальной работы асинхронного электродвигателя.

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть главной понизительной подстанции

12.1.1 Обоснование выбора местоположения подстанции

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия и оказывает наибольшее влияние на выбор местоположение ГПП.

При выборе местоположения ГПП, помимо расположения центра электрических нагрузок, были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения ГПП;
- роза ветров;
- рельеф местности.

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к нему, но, вследствие недостатка свободного места в центре электрических нагрузок, необходимо, учитывая вышеприведенные факторы, сместить место расположения ГПП. Таким образом, ГПП расположено юго-западнее ЦЭН и смещена в сторону источника питания.

РУ 110 кВ ГПП выполнено открытым. Оборудование ОРУ расположено таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий. Ширина проезда составляет 6 м [10, п. 4.2.43].

Территория ГПП ограждена бетонным забором высотой 2 м [10, п. 4.2.26].

12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов согласно [10, табл. 4.2.2]. Результаты сведем в таблицу 12.1.

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

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	A _{ф-з}	200	900
Между проводами разных фаз	A _{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

Продолжение таблицы 12.1

1	2	3	4
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	950	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

12.1.3 Основные требования к установке трансформаторов и газовых реле

Требования к установке трансформаторов приняты согласно [10, гл. 4.2] и представлены далее.

Выбор параметров трансформаторов произведен в соответствии с режимами их работы. Трансформаторы установлены так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения. Трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжены стационарной лестницей. Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами принято не менее 1,25 м.

Расположение задвижек охладительных устройств обеспечивает удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей. Шкафы управления электродвигателя системы охлаждения Д установлены за пределами маслоприемника.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или должны быть предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

12.1.4 Мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного осмотра высоко расположенных токоведущих частей

Согласно [24] приняты следующие правила:

- на стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен вывешиваться плакат "Влезать здесь!";
- работникам, пользующимся электроинструментом и ручными электрическими машинами, запрещается работать с приставных лестниц;
- не допускается применение переносных металлических лестниц в РУ напряжением 220 кВ и ниже, а также в зданиях и сооружениях электроустановок, относящихся к помещениям с повышенной опасностью и особо опасным.

12.1.8 Требования к устройству дверей и оснащению их замками

Согласно [10, гл. 4.2] двери из РУ открываются в направлении других помещений или наружу и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны распределительного устройства.

Двери между помещениями (отсеками) РУ разных напряжений открываются в сторону РУ с низшим напряжением до 1 кВ.

Замки в дверях помещений РУ одного напряжения открываются одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не подходят к замкам камер.

12.2 Электробезопасность

12.2.1 Расчет заземляющего устройства ОРУ

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 12.9). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем в узлах принятой сетки (их число будет определено позднее).

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. Горизонтальные заземлители прокладываем в том числе по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Рассчитаем заземляющее устройство подстанции площадью $S = 40 \cdot 60 = 2400 \text{ (м}^2\text{)}$. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта $\rho_1 = 100 \text{ (Ом/м)}$, при $h_1 = 2\text{ м}$; удельное сопротивление нижнего слоя грунта $\rho_2 = 60 \text{ (Ом/м)}$. Глубина заложения $t_B = 0,7 \text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_3 = 5\text{ м}$.

При использовании естественных заземлителей эквивалентное сопротивление заземляющего устройства:

$$R = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (12.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя;

R_3 – сопротивление искусственного заземлителя.

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос - опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на железобетонных опорах с длиной пролета $l = 125$ м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50$ мм²; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 12$ Ом.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{r_{оп} \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_T}},$$

где n_T – количество тросов на опоре.

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{50 \cdot 1}} = 1,06 \text{ Ом.}$$

Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя (рисунок 12.1) суммарную длину горизонтальных электродов $L_T = 40 \cdot 8 + 60 \cdot 2 + 25 \cdot 2 = 490$ м; количество вертикальных электродов $n = 29$, длина вертикальных электродов (заземлителей) $L_B = 5$ м.

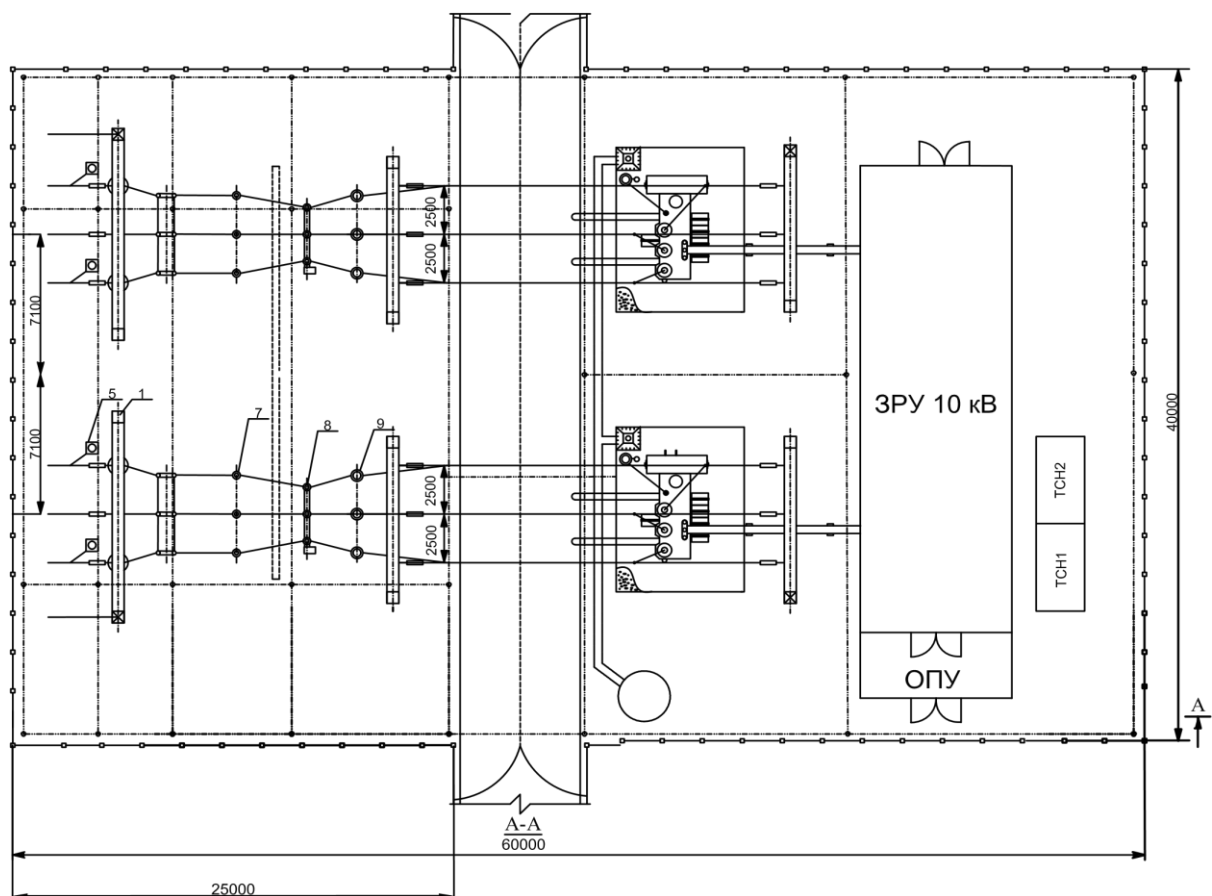


Рисунок 12.1 – Предварительная схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

						13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			103

Составляем расчетную модель заземлителя в виде в виде квадратной решетки площадью $S = 2400 \text{ (м}^2\text{)}$ и длиной одной стороны $\sqrt{S} = 48,99$ (рисунок 12.2).

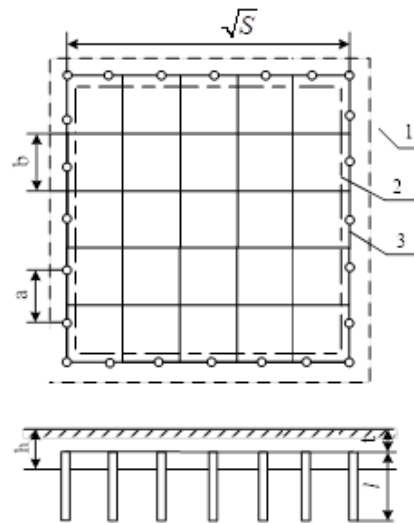


Рисунок 12.2 – Модель заземляющего устройства подстанции:
 1 – ограждение подстанции; 2 – площадь, занятая оборудованием; 3 – заземляющий контур; l – длина вертикальных заземлителей; t – глубина заложения заземлителей; h_1 – толщина верхнего слоя грунта; a – расстояние между вертикальными заземлителями; b – расстояние между горизонтальными заземлителями.

Количество ячеек на одной стороне заземлителя:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{(2 \cdot \sqrt{S})} - 1,$$

$$m = \frac{490}{(2 \cdot 48,99)} - 1 = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем $m=4$.

Рассчитаем уточненную суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S},$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (4 + 1) \cdot 48,99 = 489,9 \text{ м.}$$

А также рассчитаем длину стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m},$$

$$b = \frac{48,99}{4} = 12,25 \text{ м.}$$

Расстояние между электродами в модели:

$$a = \frac{4\sqrt{S}}{n},$$

$$a = \frac{4 \cdot 48,99}{29} = 6,76 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\Sigma} = L_B \cdot n,$$

$$L_{\Sigma} = 5 \cdot 29 = 145 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикального заземлителя:

$$t_{\text{отн}} = \frac{L_B + t_B}{\sqrt{S}},$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,7}{48,99} = 0,116 \text{ м.}$$

Относительная длина верхней части вертикального заземлителя, т.е части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h - t_{\text{отн}}}{L_B},$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,167}{5} = 0,367 \text{ м.}$$

По имеющимся значениям 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 $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{60} = 1,67 \leq 10$, значение k определяем по уравнению

$$k = 0,43(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln\left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{L_B}\right)),$$

									Лист
									105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

Таблица 12.3 – Параметры прожектора ГСУ22-250-004

Тип прожектора	Максимальная сила света, кд, не менее	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
ГСУ22-250-004	8000	–	17	72	670	510	320

Таблица 12.4 – Параметры дуговой ртутной лампы ДРИ-250-6

Тип лампы	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч	Тип цоколя
ДРИ-250-6	220	250	18400	6000	E-40

Рассчитаем освещенность ОРУ ГПП площадью $S = 683,5 \text{ м}^2$.

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где E_n – норма освещенности, лк; в проходах между оборудованием, на земле:

$E_n = 10$ лк (согласно [41, табл. 7.5] для X разряда зрительной работы);

S – площадь ОРУ, м^2 ;

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 ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 2160 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 44710 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta},$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = \frac{44710}{18400 \cdot 0,72} = 3,375.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{3000}},$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{8000}{3000}} = 1,63 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке один прожектора типа ГСУ22-250-004 с дуговыми ртутными лампами ДРИ-250-6, установленный на высоте 1,63 м.

12.4 Пожарная безопасность

12.4.1 Общие требования

В соответствии с [27] и [28] помещения и наружные установки ГПП имеют следующие категории по взрывопожарной и пожарной опасности:

1 ОРУ 110 кВ – Вн (пожароопасность);

2 ЗРУ 10кВ – В4 (закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями).

Двери камер с маслonaполненным оборудованием изготавливаются огнеупорными. Конструкции ОРУ выполняется из несгораемых материалов (железобетон, металл). На ГПП приняты к установке два трансформатора типа ТДН-16000/110/10. Количество масла в трансформаторах ОРУ превышает 1000 кг, поэтому установлены маслоприемники, маслоотводы, маслосборники.

Бортовые ограждения заполнены чистым гравием. Объем маслоприемника рассчитан на прием 100% масла. Маслоприемники соединены с маслосборниками (рисунок 12.3). Выполнены они в виде подземного резервуара.

Конструктивное исполнение маслостоков трансформаторов ГПП исключает распространение пожара по маслостоку, а также не допускает его возгорание. Выхлопные трубы на трансформаторах направлены таким образом, чтобы исключить попадание выбросов на электрооборудование и сооружения. Здание ЗРУ выполнено из алюминиевых панелей с утеплителем, относится к группе несгораемых со степенью огнестойкости 0,5. Отходящие кабели 10 кВ прокладываются по кабельным каналам.

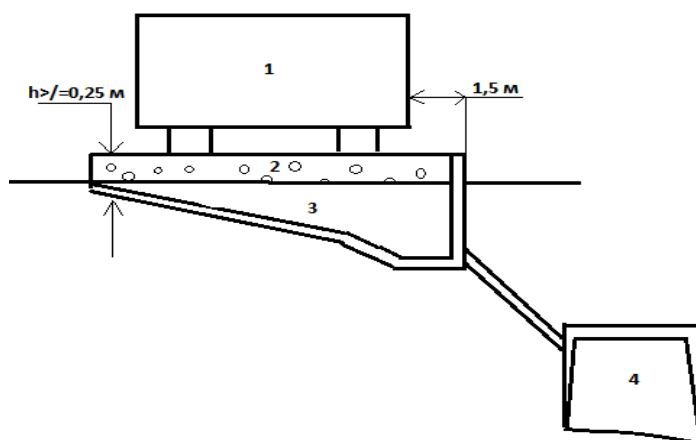


Рисунок 12.3 – Расположение маслоприемника: 1–трансформатор; 2 – гравийная подсыпка; 3–маслосборник; 4–маслоприемник

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

ГПП комплектуется щитом ПО на класс пожара «Е» в соответствии с [29, прил. 6]. Наименования сведены в таблицу 12.5.

Таблица 12.5 – Комплектация пожарных щитов немеханизированным инструментом и инвентарем

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Единицы измерения	Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара
		ЩП-Е класс Е
Крюк с деревянной рукояткой	шт.	1
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	шт.	1
Покрывало для изоляции очага возгорания	шт.	1
Лопата совковая	шт.	1
Ящик с песком 0,5 м ³	шт.	1
Огнетушитель порошковый ОП-10	шт.	1

12.4.2 Расчет молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции используются стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 12.4).

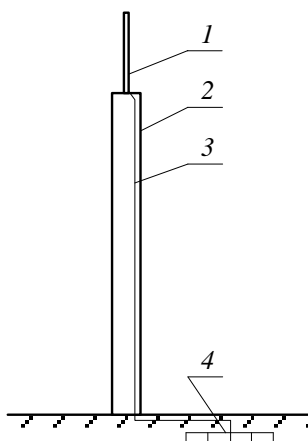


Рисунок 12.4 – Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токове-

дущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для Челябинской области, где планируется расположение подстанции, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту.

Проведем расчет согласно методике, изложенной в [25].

Установим четыре молниеотвода на порталах ОРУ ГПП (рисунок 12.13).

Расстояние D проверяется условием

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (12.3)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

$h_x = 11$ м – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{ м,}$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{ м.}$$

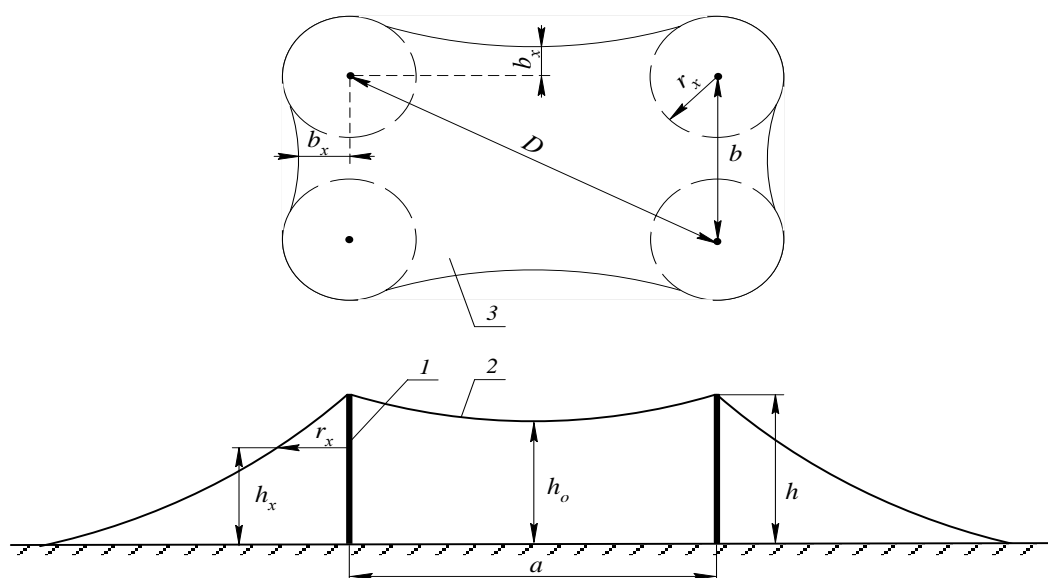


Рисунок 12.5 – Молниезащита подстанции: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли

Рассчитаем расстояние D:

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{35,6^2 + 24,7^2} = 43,3 \text{ м,}$$

где $a = 35,6$ м, $b = 24,7$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами;

Примем, что высота молниеотвода $h < 30\text{ м}$ ($p = 1$), тогда из формулы (12.3) выразим высоту стержневого молниеотвода:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8} = \frac{43,3 + 8 \cdot 11}{8} = 16,413 \text{ м.}$$

Примем высоту молниеотвода $h = 17 \text{ м}$. Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям по (12.3):

$$43,3 \leq 8 \cdot 1 \cdot (17 - 11),$$
$$43,3 \leq 48.$$

На высоте h_x защищаемого объекта (наиболее выступающих элементов ОРУ) радиус действия молниеотвода определяется по формуле:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h} \cdot p}$$

где h – высота молниеотвода;

h_a – активная высота молниеотвода, $h_a = h - h_x$

p – коэффициент, равный: $p = 1$ для молниеотводов при $h < 30\text{ м}$; $p = 5,5/h$ для молниеотводов при $h > 30\text{ м}$.

Тогда

$$h_a = 17 - 11 = 6 \text{ м,}$$
$$r_x = 6 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{11}{17} \cdot 1} = 5,83 \text{ м.}$$

Выводы по разделу 12

В данном разделе составлено описание требований к местоположению ГПП и оборудованию, установленному на ней. Произведен расчёт заземляющего устройства и молниезащиты. Рассмотрены вопросы электробезопасности и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Также произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства.

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по электроремонтному цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

На основе расчета по формуле Стилла была выбрана схема с напряжением 110 кВ, а также произведен выбор её электрооборудования.

Было выбрано рациональное напряжение схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями. На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

					13.03.02.2018.161.00.00 ПЗ	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

