

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М.Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2019 г.

Электроснабжение группы цехов станкостроительного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.107.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М.Ершов
«__» _____ 2019 г.

Руководитель проекта
ассистент

_____ Г.С.Валеев
«__» _____ 2019 г.

Консультант по экономике
д.э.н., профессор

_____ А.А.Алабугин
«__» _____ 2019 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ А.А.Валиев
«__» _____ 2019 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В.Скуртова
«__» _____ 2019 г.

Нормоконтролер
ассистент

_____ Г.С.Валеев
«__» _____ 2019 г.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		2

Календарный план

Наименование разделов курсовой работы	Срок выполнения разделов работы	Отметка о выполнении руководителя
Расчёт электрических нагрузок	20.09	
Построение картограммы нагрузок и выбор местоположения ГПП	25.09	
Выбор цеховых ТП	2.10	
Выбор и технико-экономическое обоснование схемы внешнего и внутреннего электроснабжения	9.10 20.10	
Расчёт токов КЗ, выбор аппаратуры	25.10	
РЗА	17.11	
Оформление пояснительной записки	24.11	
Графическая часть	1.12	

Руководитель работы _____ /Г.С. Валеев/

Студент _____ /А.А.Валиев/

										Лис
										3
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ					

АННОТАЦИЯ

Валиев А.А. Электроснабжение группы цехов станкостроительного завода. – Челябинск: ЮУрГУ, П, 2019 – 114 с., 20 ил., 47 таблицы. Библиография литературы – 21 наименований, 6 листа чертежей ф.А1.

В ходе проектирования были определены нагрузки для механического цеха и для предприятия в целом. Выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Выполнен расчет компенсации реактивной мощности и качества электроснабжения. Генплан завода, полная принципиальная схема представлены в графической части.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
						4
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	7
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ОСНОВНОГО ПРОИЗВОДСТВА СТАНКОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА.....	9
1.2 Расчет электрических нагрузок предприятия.....	15
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок.....	17
Вывод по разделу один.....	18
2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦТП.....	20
Вывод по разделу два.....	23
3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	27
3.1. Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения.....	27
4 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА ПО СТОЙКОСТИ К УДАРНЫМ ТОЛЧКАМ ТОКА.....	30
4.1 Проверка трансформатора мощностью 16 МВА.....	30
4.2 Проверка трансформатора мощностью 25 МВА.....	31
Вывод по разделу четыре.....	32
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	33
5.1 Вариант внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.....	33
5.2 Вариант внешнего электроснабжения напряжением 10 кВ.....	35
5.3 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.....	37
5.4 Выбор выключателей.....	38
5.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	41
Вывод по разделу пять.....	44
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	45
Вывод по разделу шесть.....	46
7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	48
Вывод по разделу семь.....	52
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	53
8.2 Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения.....	53
8.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока.....	59

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		5

8.4	Выбор выключателей на 0,4 кВ ТП.....	59
8.6	Выбор токопровода.....	61
8.7	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость.....	61
	Вывод по разделу восемь.....	62
9	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	63
	Вывод по разделу девять.....	67
10	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ.....	68
10.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения.....	68
10.2	Расчет колебаний напряжения.....	79
10.3	Расчет несимметрии напряжения.....	79
	Вывод по разделу десять.....	80
11	РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ 6 кВ.....	81
11.1	Организация защиты СД.....	81
11.2	Защита от перегрузок.....	82
11.3	Мгновенная токовая отсечка.....	84
11.4	Защита двигателя и питающей его линии от ОЗЗ.....	84
11.5	Защита двигателя минимального напряжения.....	86
11.6	Защита синхронного двигателя от асинхронного режима.....	87
11.7	Схема защиты СД терминалом SeramM41.....	89
	Выводы по разделу одиннадцать.....	90
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	91
12.1	Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции.....	91
12.2	Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле.....	93
12.3	Электробезопасность.....	95
12.4	Требования прокладки заземления на ОРУ.....	97
12.5	Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства.....	98
12.6	Расчет освещения открытого распределительного устройства.....	102
12.7	Пожарная безопасность.....	103
12.8	Расчет молниезащиты подстанции.....	105
	Выводы по разделу двенадцать.....	107
13	ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	108
13.1	Результаты технико-экономического сравнения.....	108
13.2	Модели SWOT-анализа вариантов внешнего электроснабжения.....	108
13.3	Построение пирамиды целеполагания предприятия.....	110
13.4	Построение модели дерева целей проекта.....	111
13.5	Построение модели поля сил реализации проекта.....	112
13.6	Планирование мероприятий по реализации целей проекта.....	113
	Вывод по разделу тринадцать.....	113
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	114

										Лис
										6
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

ВВЕДЕНИЕ

Согласно ГОСТу 19431-84 электроснабжение это обеспечение потребителей электрической энергии.

Системы эл. снабжения и объекты должны отвечать технико-экономическим требованиям. Они должны обладать минимальными затратами при обеспечении всех технических требований, обеспечивать требуемую надежность, быть удобными в эксплуатации и безопасными в обслуживании, обладать гибкостью, обеспечивающей оптимальный режим эксплуатации в нормальных условиях и близкие к ним в послеаварийных ситуациях.

При построении СЭС нужно учитывать большое число факторов, оказывающих влияние на структуру СЭС и типы применяемого в них оборудования.

К ним относятся:

- потребляемая мощность;
- категории надежности питания;
- характер графиков нагрузок потребителей;
- размещение электрических нагрузок на территории предприятия;
- условия окружающей среды;
- месторасположение и параметры источников питания;
- наземные и подземные коммуникации.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов станкостроительного завода:

- 1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 29650 кВт;
- 2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 5920 кВт;
- 3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к 2 и 3 категории. Один цех относится к потребителю 1 категории.
- 4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 19877 кВА.
- 5) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.
- 6) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 4000 МВА.
- 7) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 2,5 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11
- 8) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-25000/110.
- 9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.
- 10) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: К-104М.
- 11) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 16 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

мощностью: 160, 400, 630, 1250, 1600 кВА.

12) Марка кабельных линий: ААШв, сечений: 3x50, 3x120, 3x150 (с учетом проверки на термическую стойкость).

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Необходимо выполнить проект системы электроснабжения станкостроительного завода в объеме, указанном в содержании. Завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго).

Генеральный план предприятия представлен на листе 1. Сведения об установленной мощности электроприемников, как отдельного цеха, так и группы цехов приведены в таблицах 1 и 2.

1. Расстояние от предприятия до энергосистемы 2,5 км;
 2. Уровни напряжения на шинах главной городской понизительной подстанции: 10 и 110 кВ;
 3. Мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы:
для U_1 – 200 МВА;
для U_2 – 4000 МВА;
 4. Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу:
основная ставка для 110 кВ - 1226,5 руб/кВт мес;
дополнительная ставка для 110 кВ - 1,295 руб/кВт
 5. Температура:
окружающего воздуха 26°C;
почвы (на глубине 0,7 м) 13 °С;
 6. Коррозийная активность грунта средняя;
 7. Есть блуждающие токи в грунте;
 8. Нет колебаний и растягивающих усилий в грунте.
- Номинальные напряжения всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ.

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ					

Таблица 1 – Данные по высоковольтным электроприемникам

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Кол- во электроприёмников	Кэф-фици-ент использов-ания, Ки	Кэф-фици-ент мощ-ности cos φ
4	Сталелитейный цех	ДСП	1700	2	0,7	0,8
4	Сталелитейный цех	Синхронные двигатели	630	2	0,75	0,9
14	Кислородная станция	Асинхронные двигатели	630	2	0,75	0,85

Таблица 2 – Данные по низковольтным электроприемникам

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников напряжение м 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, п,	Кэффи-циент использов-ания, $K_{и}$	Кэффи-циент мощнос-ти cosφ
1	Гальванический цех	1780	45	0,6	0,75
2	Склад 1	100	15	0,2	0,65
3	Склад 2	120	16	0,25	0,65
4	Сталелитейный цех	5730	100	0,7	0,8
5	Деревообрабатывающий цех №1	700	45	0,4	0,7
6	Деревообрабатывающий цех №1	750	50	0,4	0,7
7	Станкостроительный цех	4050	160	0,55	0,75
8	Бытовой комплекс	450	25	0,35	0,65
9	Механосборочный цех	9450	190	0,55	0,75
10	Насосная станция	1205	12	0,8	0,85
11	Компрессорная станция	1490	10	0,75	0,8
12	Вентиляционная станция	840	30	0,65	0,75
13	Очистные сооружения	340	10	0,7	0,8
14	Кислородная станция	460	15	0,75	0,85
15	Административный корпус	120	35	0,35	0,7
16	Механический цех	-	-	-	-
17	Комбинат питания	430	50	0,6	0,75
18	Градирня	80	8	0,65	0,8
19	Склад 3	20	8	0,25	0,65
20	Склад 4	55	10	0,25	0,65

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ОСНОВНОГО ПРОИЗВОДСТВА СТАНКОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА

1.1 Расчет электрических нагрузок механического цеха

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм.

Вначале расчета приводим мощность электроприёмников работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100%. Это сварочные трансформаторы и выпрямители, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

$$P_{\text{ном}} (ПВ=100\%) = P_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{ПВ}{100}} \quad (1.1)$$

Определяем средние активную и реактивную нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}, \quad (1.2)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.3)$$

где, $k_{\text{иа}}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену;

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

$k_{\text{иа}}$ и $\text{tg}\varphi$ приводятся в электротехнических справочниках.

Затем определяем средние мощности по отделениям:

$$P_{\text{ср}\Sigma} = \sum_1^n P_{\text{ср}i} \quad (1.4)$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = \sum_1^n Q_{\text{ср}i} \quad (1.5)$$

После этого находим эффективное число электроприёмников по отделениям:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{ном}i})^2}{\sum P_{\text{ном}i}^2} \quad (1.6)$$

Далее определяем средневзвешенный коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену по отделению:

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{ср}\Sigma}}{P_{\text{ном}\Sigma}} \quad (1.7)$$

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		10

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{pa} = f(n_3; K_{ua})$.

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{pp} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}} \quad (1.8)$$

Расчётные мощности отделений определяем по формулам:

$$P_p = K_{pa} \cdot P_{cp\Sigma} \quad (1.9)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot Q_{cp\Sigma} \quad (1.10)$$

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.11)$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (1.12)$$

где $U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение цеховой сети.

В результате произведённых расчётов по приведенным формулам полученные данные сводим в таблицу 1.1

Среди электроприёмников есть как трёхфазные так и однофазные, питаемые на линейном или фазном напряжении. Необходимо как можно равномернее распределить однофазную нагрузку между фазами, чтобы не возникали недопустимые напряжения обратной последовательности и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других. В таблице 2 приведён расчёт наиболее загруженной фазы сварочного отделения для однофазных электроприёмников.

Загрузку фаз определяем по полной мощности:

$$S_{фазы} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2} \quad (1.13)$$

$$P_{cp} = P_{ном} \cdot k_{ua} \quad (1.14)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \text{tg } \varphi \quad (1.15)$$

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		11

За среднюю активную и реактивную мощность принимаем утроенную мощность наиболее загруженной фазы.

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $K_{p.a.} = f(n_3; K_{на}; T_0)$, T_0 – тепловая постоянная времени нагрева, для 3-го уровня электроснабжения она велика (2,5 часа) тогда как для 2-го уровня она равна 10 минут и число электроприёмников формирующих график нагрузки цеха больше чем в отделении, поэтому значения коэффициента расчётной мощности ищем по другой таблице. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100кВт то $K_{ра}$ ищем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по ремонтно-механическому цеху сводим в таблицу 1.2.

										Лис
										12
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ					

Таблица 1.1 - Расчет электрических нагрузок по ремонтномеханическому цеху

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		13

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		14

Таблица 1.2 - Расчет электрических нагрузок по ремонтномеханическому цеху,
однофазная нагрузка.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		15

1.2 Расчет электрических нагрузок предприятия

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов так же, как и для ремонтно-механического цеха.

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p.осв.}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв.} = 0,01 \dots 0,025$ кВт/м² и коэффициента спроса на освещение $K_{с.осв.} = 0,85 \dots 0,95$, при наружном освещении $K_{с.осв.} = 1$.

$$P_{p.осв.} = F_{ц} \cdot P_{уд.осв.} \cdot K_{с.осв.} \quad (1.16)$$

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

Коэффициент мощности осветительных приборов $\operatorname{tg} \varphi_{осв.}$ зависит от типа устанавливаемых источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности.

Суммируем найденные активные и реактивные расчётные мощности и находим полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.осв.})^2 + (Q_p + Q_{p.осв.})^2} \quad (1.18)$$

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности, средние активные $P_{ср.}$ и реактивные $Q_{ср.}$ нагрузки и расчетные осветительные нагрузки $P_{p.осв.}$.

Учитывается освещение всей территории предприятия.

Результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 1.3

На рассматриваемом предприятии отсутствуют высоковольтные приемники, поэтому расчет таковых не приводится.

Таблицу заканчивает строка «Предприятие», в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понижающей подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения.

									Лис
									16
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

Таблица 1.3 - Расчёт нагрузок по предприятию

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		17

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения.

Расчет картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$m = \frac{P_{pmin}}{\pi \cdot R_{min}^2}, (1.19)$$

где, P_{pmin} – минимальная активная расчетная мощность одного цеха;
 $R_{min} = 5 \text{ мм}$ – радиус минимальной окружности.

Затем определяем радиус каждой окружности:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, (1.20)$$

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

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{pni}}{P_{p\Sigma i}}, (1.21)$$

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

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной. Расчетную осветительную нагрузку наружного освещения распределим равномерно между всеми цехами.

									Лис
									18
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

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

$$X_u = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (1.22)$$

$$Y_u = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (1.23)$$

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

При построении центров для каждого из цехов допускаем, что электрическая нагрузка на их территории располагается равномерно. В случае если здание имеет геометрическую форму отличную от прямоугольника разбиваем его на несколько прямоугольников определяем координаты центров этих прямоугольников, через площади и их координаты и определяем центр электрических нагрузок цеха.

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

Результаты расчётов картограммы электрических нагрузок сводим в таблицу 1.4

Расположить ГПП в самом центре электрических нагрузок невозможно из-за близости цехов, поэтому необходимо сместить ГПП относительно центра в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

Вывод по разделу один

В данном разделе были рассчитаны нагрузки для механического цеха и предприятия в целом, построенная картограмма нагрузок.

										Лис
										19
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ					

Таблица 1.4 - Картограмма

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		20

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦТП

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

Цеховые ТП служат для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на ТП;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности ($N_{\text{тmin}}^H$) равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{\text{эт}}$ цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Связь между $S_{\text{эм}}$ и σ

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	0,5... выше
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП $S_{\text{эм}}$, кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_u}, (2.1)$$

где, S_p - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

F_u - площадь цеха, м².

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		21

Определяем экономически целесообразную единичную мощность $S_{эм}$ из таблицы 2.1

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{min}^{ЭК} = \frac{P_p}{K_{эм.дон} \cdot S_{эм}} + \Delta N_m, (2.2)$$

где, P_p – расчётная активная нагрузка цеха;

$K_{эм.дон}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $K_{эм.дон} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории, $K_{эм.дон} = 0,8 \dots 0,85$ – для второй категории, $K_{эм.дон} = 0,9 \dots 0,95$ – для третьей категории, ΔN_m – добавка до ближайшего целого числа.

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

$$N_{m.min} = \max(N_{min}^{ЭК}; N_{m.min}^H). (2.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_m^{оnm} = N_{m.min} + m, (2.4)$$

где m - добавка до оптимального числа, $m = f(N_{m.min}; K_{эм.дон}; \Delta N_m)$, берется из справочной литературы. При условии $N_{min}^{ЭК} < N_{m.min}^H$ принимается $N_m^{оnm} = N_{m.min}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{m.ном} \geq \frac{P_p}{K_{эм.дон} \cdot N_m^{оnm}}. (2.5)$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства (конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

Q_{1p} – предельная реактивная мощность которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_m^{оnm} \cdot K_{эм.дон} \cdot S_{m.ном})^2 - P_p^2}, (2.6)$$

где, $N_m^{оnm}$ – число трансформаторов цеховой ТП;

									Лис
									22
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

$K_{з.т. доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме;

$S_{т. ном}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;

P_p – расчетная активная нагрузка на ТП.

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases} (2.7)$$

Q_1 – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки. При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1 (2.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з.т. норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_m^{ном} \cdot S_{т. ном}} (2.9)$$

$$K_{з.т. ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{т. в. рез}}{N_m^{ном} \cdot (N_{т. в. рез} - 1) \cdot S_{т. ном}} (2.10)$$

где, $N_{т. в. рез}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P_m = n \cdot (\Delta P_{хх} + K_{з.т. норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), (2.11)$$

где, n – число ТП в цехе;

$\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода в трансформаторе;

$K_{з.т. норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{т. ном}}{100} \cdot (I_{хх} + K_{з.т. норм}^2 \cdot U_{кз}), (2.11)$$

где, $I_{хх}$ – ток холостого хода;

$S_{т. ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания.

										Лис
										23
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования.

В нашем случае в цехе №8 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать его от цеха №7. Однако питание от соседней ТП и установка РПН экономически выгодна, если выполняется условие:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}, (2.12)$$

где, S_p – полная расчетная нагрузка цеха,

l – расстояние от РПН цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии).

Проверку этого условия выполняем в таблице 2.2 приведенной ниже:

Таблица 2.2 – Выполнение правила 15000.

Номер цеховой ТП	Номер НРП	S_p , кВА	L , м	$S_p \cdot L$, кВА·м
ТП7	НРП3	195,25	47	9297

Из таблицы видно, что установка РПН экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме на подстанциях в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе. Их мощность найдём по формуле:

$$1,4 \cdot S_{т.ном} = \sqrt{(P_p - P_{р.откл})^2 + (Q_1 - Q_{р.откл})^2}. (2.13)$$

$$Q_{р.откл} = P_{р.откл} \cdot \text{tg } \varphi_p. (2.14)$$

$$\text{tg } \varphi_p = \frac{Q_p}{P_p}. (2.15)$$

Вывод по разделу два

В данном разделе был произведен выбор числа и мощности трансформаторов ЦТП.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
						24
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 2.3 - выбор числа и мощности трансформаторов ЦТП

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		25

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		26

3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

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

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

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{рп}}},$$

где, L – длина питающей ГПП линии, км;

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

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{рп}} = (P_{\text{рн/в}} + P_{\text{рв/в}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}) \cdot K_{\text{ом}} + P_{\text{ро}},$$

где, $P_{\text{рн/в}}$ – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{\text{рв/в}}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.;

$P_{\text{ро}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;

$K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов.

$$K_{\text{ом}} = f(m; K_{\text{ид}}) \quad (3.1)$$

где m – число групп электроприемников.

Т. к. $m=17$, а

$K_{\text{ид}}=0,6$

то $K_{\text{ом}}=0,9$.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		27

Тогда:

$$P_{pn} = (14220,09 + 4270 + 323,34) \cdot 0,9 + 847,07 = 17779 \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2,5 + 0,016 \cdot 17779} = 73,12 \text{ кВ}$$

Т.к. рациональное напряжение определенное по формуле Стилла очень близко к стандартному – 110кВ принимаю его для схемы внешнего электроснабжения.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП находится приближенно по формуле:

$$S_{pn} = \sqrt{P_{pn}^2 + Q_{эс}^2},$$

где, $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{эс} = P_{pn} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где, $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности находится по таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Значение коэффициента реактивной мощности для разных уровней напряжения

Напряжение сети, кВ	35	110	220 и более
$\operatorname{tg} \varphi$	0,4	0,5	0,6

Тогда для 110 кВ:

$$Q_{эс} = 17779 \cdot 0,5 = 8889 \text{ квар}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

для 110 кВ:

$$S_{pn} = \sqrt{17779^2 + 8889^2} = 19877,8 \text{ кВА}$$

$$\Delta Q_{m.зн} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_{pn}^2 + Q_{эс}^2}$$

$$\Delta Q_{m.зн} \approx 0,07 \cdot 19877,8 = 1391,4 \text{ квар}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$S_m \geq \frac{\sqrt{P_{pn}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{m.зн})^2}}{n \cdot K_{здон}}$$

где $n=2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_{здон}=0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

$$S_m \geq \frac{\sqrt{17779^2 + (8889 - 1391,4)^2}}{2 \cdot 0,7} = 13,782 \text{ кВА}$$

Сведем полученные результаты в таблицу 3.2 и выберем трансформатор.

Таблица 3.2 - выбор трансформаторов ГПП.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		28

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, квар	8889
Полная расчетная нагрузка $S_{рп}$, кВА	19877,8
Мощность трансформатора ГПП S_m , кВА	13782,6
Тип трансформатора ГПП	ТДН-16000/110
Номинальная мощность трансформатора, кВА	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	110
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	10
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	19
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	85
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,7
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,62
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	1,24

Для схемы внешнего электроснабжения примем схему 110-4Н, она применяется для тупиковых подстанций, ее достоинства это простота и низкая стоимость.

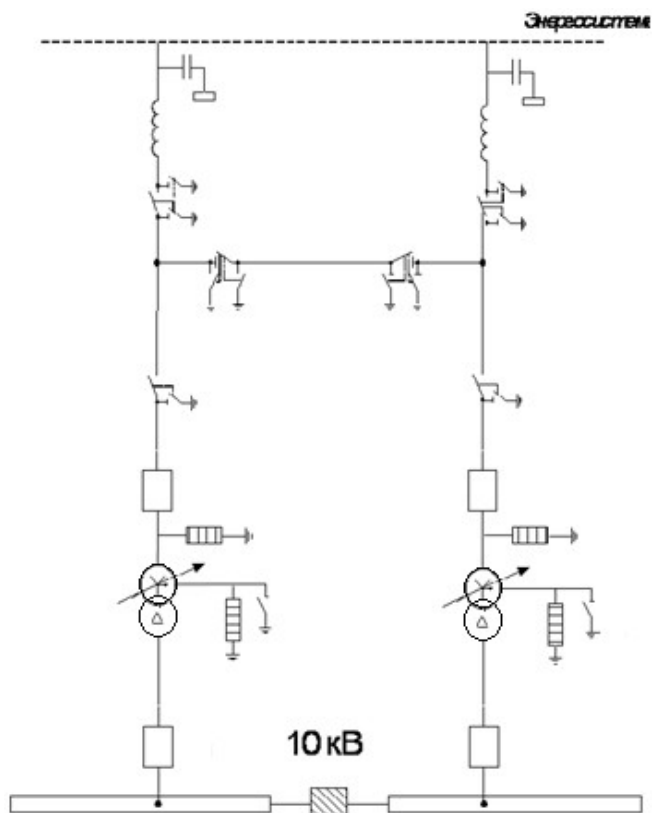


Рисунок 3.1 - Схема внешнего электроснабжения

4 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА ПО СТОЙКОСТИ К УДАРНЫМ ТОЛЧКАМ ТОКА

4.1 Проверка трансформатора мощностью 16 МВА

Согласно [13 п.3.3.2.4,] масляные трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком, должны выдерживать в эксплуатации ударные толчки током. При этом отношение действующего значения тока к номинальному (кратность) не должно превышать значений, указанных в табл.4.1

Таблица 4.1 - Допустимая кратность к ударным толчкам тока

Число ударных толчков в сутки	Кратность, не более, в зависимости от мощности трансформатора	
	До 25 МВА	Более 25 до 100 МВА
До 3	4	2
От 3 до 10	2	1,3
Свыше 10	1,3	1,1

Произведем проверку выбранного ранее трансформатора, рассчитаем ударный коэффициент по формуле:

$$k_{уд} = \frac{I_{пик}}{I_{тр.зн}} \leq 1,3 \quad (4.1)$$

где, $I_{пик}$ – пиковый ток создаваемый печами ДСП и спокойной нагрузкой;
 $I_{тр.зн}$ – ток трансформатора ГПП;

$$I_{пик} = 3,5 \cdot I_{н.тр} + 0,4 \cdot I_{н.тр} + I_p, \quad (4.2)$$

где, $I_{н.тр}$ – номинальный ток печного трансформатора;
 I_p – расчетный ток предприятия без учета печей;

Графики нагрузок печей разнесены по циклам во времени, график работы печей представлен на рисунке 4.1

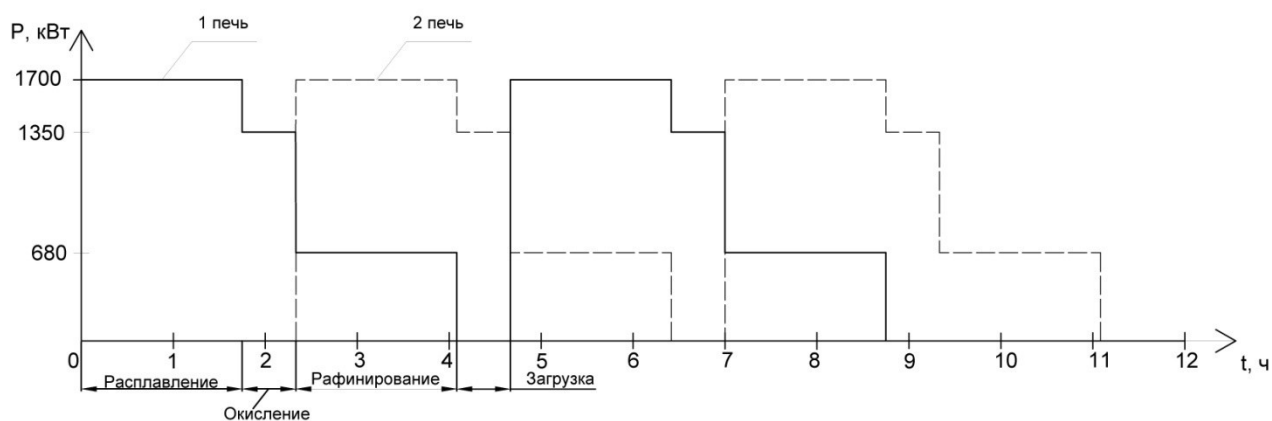


Рисунок 4.1 - Циклы работы ДСП

Для расчета номинального тока печи примем трансформатор ЭТМПК 2700/10 УХЛ 4 с фактической мощностью 1800 кВА.

Произведем расчет тока печного трансформатора:

$$I_{n.мп} = \frac{S_{n.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1800}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 98,9 \text{ А.}$$

Рассчитаем номинальный ток трансформатора ГПП:

$$I_{мп.зпп} = \frac{S_{мп.зпп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,7 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток нагрузки без учета печей:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{мп.зпп})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где, $\Delta Q_{мп.зпп}$ – потери в трансформаторе ГПП;

P_p – Расчетная мощность предприятия без учета печей;

$Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность.

Рассчитаем активную мощность предприятия без учета печей:

$$P_p = P_p - 2 \cdot P_{с.печи} \cdot k_{ом} = 17779 - 2380 \cdot 0,9 = 15640 \text{ кВт.}$$

Произведем расчет потерь в трансформаторе при условии работы в аварийном режиме:

$$\Delta Q_m = \frac{S_{мп.зпп}}{100} \cdot (I_{хх} + K_{э.т.ав}^2 \cdot U_{кз}) = \frac{16000}{100} \cdot (0,7 + 1,4^2 \cdot 10,5) = 3405 \text{ квар.}$$

Тогда ток нагрузки без учета печей:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{мп.зпп})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{15640^2 + (8889 - 3405)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 911,17 \text{ А.}$$

Согласно формуле 4.2 произведем расчет пикового тока:

$$I_{пик} = 3,5 \cdot 98,9 + 0,4 \cdot 98,9 + 911,2 = 1297 \text{ А.}$$

Согласно формуле 4.1 произведем расчет ударного коэффициента:

$$k_{уд} = \frac{1297}{879,7} = 1,474 \geq 1,3$$

Согласно [9 п.3.3.2.4,] трансформатор мощностью 16 МВА не проходит по требованию стойкости трансформаторов к ударным толчкам тока.

4.2 Проверка трансформатора мощностью 25 МВА

Рассчитаем номинальный ток трансформатора ГПП для 25 МВА:

$$I_{мп.зпп} = \frac{S_{мп.зпп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток нагрузки без учета печей:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{мп.зпп})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где, $\Delta Q_{мп.зпп}$ – потери в трансформаторе ГПП;

P_p – Расчетная мощность предприятия без учета печей;

$Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность.

									13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						31

Рассчитаем активную мощность предприятия без учета печей:

$$P_p = P_p - 2 \cdot P_{с.печи} \cdot k_{ом} = 17779 - 2380 \cdot 0,9 = 15640 \text{ кВт.}$$

Произведем расчет потерь в трансформаторе при условии работы в аварийном режиме:

$$\Delta Q_m = \frac{S_{мп.зпп}}{100} \cdot (I_{хх} + K_{з.м.ав}^2 \cdot U_{кз}) = \frac{25000}{100} \cdot (0,7 + 1,4^2 \cdot 10,5) = 5320 \text{ квар.}$$

Тогда ток нагрузки без учета печей:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{мп.зпп})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{15640^2 + (8889 - 5320)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 881,93 \text{ А.}$$

Согласно формуле 4.2 произведем расчет пикового тока:

$$I_{пик} = 3,5 \cdot 98,9 + 0,4 \cdot 98,9 + 881,93 = 1268 \text{ А.}$$

Согласно формуле 4.1 произведем расчет ударного коэффициента:

$$k_{уд} = \frac{1268}{1375} = 0,922 \leq 1,3$$

Так как условие выполняется принимаем к установке трансформатор мощностью 25 МВА

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформатора

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, квар	8889
Полная расчетная нагрузка $S_{рп}$, кВА	19877,8
Тип трансформатора ГПП	ТДН-25000/110
Номинальная мощность трансформатора, кВА	25000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	110
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	10
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	17
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	120
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,2
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,43
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	0,85

Вывод по разделу четыре

В данном разделе была проведена проверка трансформатора ГПП по стойкости к ударным толчкам тока и выбран более мощный трансформатор ГПП.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		32

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Вариант внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ

При сравнении вариантов внешнего электроснабжения необходимо решить следующие вопросы (на первом этапе произведем расчеты для 110кВ):

Определить потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{зтнорм}^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (17 + 0,7^2 \cdot 120) = 151,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = \frac{n \cdot S_{тном}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{зтнорм}^2 \cdot U_{кз}) = \frac{2 \cdot 25000}{100} \cdot (0,2 + 0,7^2 \cdot 10,5) = i$$

$$i = 2672,5 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_m = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_z + K_{зтнорм}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), (5.1)$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, (5.2)$$

где T_m – годовое число часов использования полчасового максимума активной нагрузки;

T_z – годовое число часов работы предприятия.

Тогда:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4345}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2732 \frac{\text{час}}{\text{год}}$$

$$\Delta A_m = 2 \cdot (17 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 120 \cdot 2732) = 619,17 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Рассчитать линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{пл} = \sqrt{(P_{пл} + \Delta P_m)^2 + Q_{зс}^2} = \sqrt{(17779 + 323,3)^2 + 8889,6^2} = 20 \text{ МВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{пл} = \frac{S_{пл}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 51,9 \text{ А}.$$

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

$$I_{наб} = 2 \cdot I_{пл} = 2 \cdot 51,9 = 103,9 \text{ А}.$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

									Лис
									33
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

$$F_3 = \frac{I_{пл}}{j_3} = \frac{51,9}{1,1} = 47,23 \text{ мм}^2,$$

где $j_3 = 1,1$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов 110 кВ должно быть не менее 70 мм², то выбираем провод АС 70/11. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{д.доп} = 265$ А и удельные сопротивления согласно[5]:

$$r_0 = 0,422 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ и } x_0 = 0,444 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д.доп} = 265 \text{ А} > I_{нагр} = 103,9 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{пл}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 51,9^2 \cdot 0,422 \cdot 2,5 \cdot 2732) = 47,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.1.

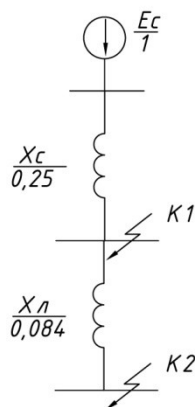


Рисунок 5.1 - Схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_c = 4000$ МВА и базисной мощности $S_б = 1000$ МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_б = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{c*i} = \frac{S_б}{S_{кзК1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{4000 \text{ МВА}} = 0,25 \text{ о. е. } i$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$X_{л*i} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,444 \cdot 2,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,084 \text{ о. е. } i$$

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		34

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{n|0|K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_{c*i}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,25} = 20 \text{ кА} \cdot i$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n|0|K1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 20 \text{ кА} = 45,44 \text{ кА},$$

где K_y – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток КЗ в точке К2.

$$I_{n|0|K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot i \cdot i}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n|0|K2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 15 \text{ кА} = 36,15 \text{ кА}.$$

5.2 Вариант внешнего электроснабжения напряжением 10 кВ

Рассчитать линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{пл} = \sqrt{(P_{pn} + \Delta P_m)^2 + Q_{sc}^2} = \sqrt{(17779 + 0)^2 + 8889^2} = 19,87 \text{ МВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 10 кВ:

$$I_{пл} = \frac{S_{пл}}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot U_{ном}} = \frac{19870}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10} = 189,2 \text{ А}.$$

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

$$I_{n|ав} = \frac{S_{пл}}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot U_{ном}} = \frac{19870}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 10} = 227 \text{ А}.$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{пл}}{j_3} = \frac{189,2}{1,1} = 172 \text{ мм}^2,$$

где $j_3 = 1,1$ – экономическая плотность тока, А/мм².

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		35

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. выбираем кабель 6хААШв 3х150. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{д доп} = 275 \text{ А}$

Удельные сопротивления:

$$r_0 = 0,124 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ и } x_0 = 0,075 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д доп} = 275 \text{ А} > I_{п/ав} = 227 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{р.л}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 4 \cdot (3 \cdot 189,2^2 \cdot 0,2 \cdot 2,5 \cdot 2732) = 899,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

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

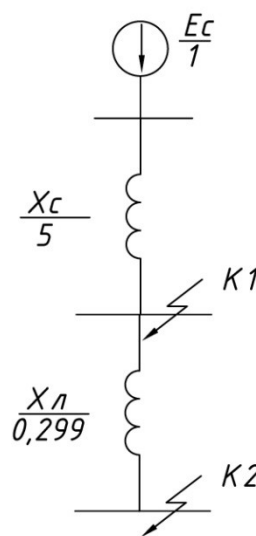


Рисунок 5.2 - Схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_c = 200 \text{ МВА}$ и базисной мощности $S_б = 1000 \text{ МВА}$ за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_б = 10,5 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{c*i} = \frac{S_б}{S_{кзК1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{200 \text{ МВА}} = 5 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушной линии 10 кВ:

$$X_{л*i} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2 \cdot 6} = \frac{0,079 \cdot 2,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{6 \cdot 10,5^2 \cdot 10^6} = 0,299 \text{ о.е.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		36

$$I_{n|0|K1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot x_{c*i}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5} = 10,9 \text{ кА} \cdot i$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n|0|K1} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 10,9 \text{ кА} = 21,151 \text{ кА},$$

где K_y – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток КЗ в точке К2.

$$I_{n|0|K2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot i \cdot i}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n|0|K2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 10,37 \text{ кА} = 24,95 \text{ кА}.$$

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

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$

б) по номинальному току: $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$

где $I_{раб\ max}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{раб\ max} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (5.3)$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{n|0|} \leq I_{дин}$

- асимметричному: $i_{y\ max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n|0|} \leq I_{дин\ max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{дин}$

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{nt} \leq I_{откл}$

- асимметричному: $\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right)$

где $\beta_{норм}$ – процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания.

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{nt}^2 \cdot (t_3 + t_в + T_a) \leq B_{к\ доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.4)$$

где $t_3 = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_в$ – собственное время отключения выключателя по каталогу;

T_a – время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		37

5.4 Выбор выключателей

Намечаем к установке выключатели типа ВГБУ-110-40/2000 УХЛ1[3] со встроенными трансформаторами тока ТФЗМ 110Б

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$
 $110 \leq 110$

б) по номинальному току: $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$

$$I_{раб\ max} = \frac{1,4 \cdot S_{т\ ном}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А} \leq I_{ном} = 2 \text{ кА}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{н|0|} \leq I_{дин}$

в точке К1: $I_{н|0|К1} = 20 \text{ кА} \leq I_{дин} = \dot{4}0 \text{ кА}$

в точке К2: $I_{н|0|К2} = 15 \text{ кА} \leq I_{дин} = \dot{4}0 \text{ кА}$

- асимметричному: $i_{y\ max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{н|0|} \leq I_{дин\ max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{дин}$

в точке К1:

$$i_{y\ max1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 20 = 45,44 \text{ кА} \leq I_{дин\ max} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 40 = 90,51 \text{ кА}$$

в точке К2:

$$i_{y\ max1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 15,12 = 36,145 \text{ кА} \leq I_{дин\ max} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 40 = 96,167 \text{ кА}$$

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{nt} \leq I_{откл}$

в точке К1: $I_{nt1} = 20 \text{ кА} \leq I_{откл} = \dot{4}0 \text{ кА}$

в точке К2: $I_{nt2} = 15 \text{ кА} \leq I_{откл} = \dot{4}0 \text{ кА}$

- асимметричному: $\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right)$

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot I_{н|0|К1} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,03}} = 7,486 \text{ кА}$$

$$\text{в точке К1: } \sqrt{2} \cdot 20 + 7,486 = 35,88 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right) = 56,795$$

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot I_{н|0|К2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,03}} = 5,6 \text{ кА}$$

$$\text{в точке К2: } \sqrt{2} \cdot 15 + 5,6 = 26,866 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right) = 56,795$$

где $\beta_{норм}$ – процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания.

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{nt}^2 \cdot (t_z + t_e + T_a) \leq B_{к\ доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (5.5)$$

в точке К1:

$$B_{к1} = 20^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,03) = 28,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к\ доп} \dot{4}0^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

в точке К2:

									Лис
									38
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

$$B_{к2} = 15^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,03) = 15,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{кдоп} \cdot 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_3 = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

t_6 – собственное время отключения выключателя по каталогу;

T_a – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Намечаем к установке разъединителя типа РГ - 110/1000 УХЛ 1

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$

$$110 \leq 110$$

б) по номинальному току: $I_{раб\max} \leq I_{ном}$

$$I_{раб\max} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А} \leq I_{ном} = 1 \text{ кА}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{n|0|} \leq I_{дин}$

в точке К1: $I_{n|0|К1} = 20 \text{ кА} \leq I_{дин} = 80 \text{ кА}$

в точке К2: $I_{n|0|К2} = 15 \text{ кА} \leq I_{дин} = 80 \text{ кА}$

- ассиметричному: $i_{y\max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n|0|} \leq I_{дин\max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{дин}$

в точке К1 :

$$i_{y\max1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 20 = 45,44 \text{ кА} \leq I_{дин\max} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 80 = 181 \text{ кА}$$

в точке К2:

$$i_{y\max1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 15 = 36,145 \text{ кА} \leq I_{дин\max} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 80 = 132 \text{ кА}$$

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{nt}^2 \cdot (t_3 + t_6 + T_a) \leq B_{кдоп} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (5.6)$$

в точке К1:

$$B_{к1} = 20^2 \cdot (1,8 + 0,055 + 0,03) = 760 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{кдоп} \cdot 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

в точке К2:

$$B_{к2} = 15^2 \cdot (1,8 + 0,055 + 0,03) = 426 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{кдоп} \cdot 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сведем данные выбора выключателя и разъединителя на 110 кВ в таблицу 5.1

							13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат				39

Таблица 5.1 - Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети		Каталожные данные аппарата		
	ЭС	ГПП	Выключатель ВГБУ-110- 40/2000 УХЛ1	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1	
				Для главных ножей	Для заземляющих ножей
$U_n \geq U_c$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$		$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	
$I_{ном} \geq I_{раб. макс}$	$I_{раб. макс} = 183,7 \text{ А}$		$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	
$I_{ном. откл} \geq I_{nt}$	$I_{nt} = 20 \text{ кА}$	$I_{nt} = 15 \text{ кА}$	$I_{ном. откл} = 40 \text{ кА}$	-	
$I_{дин. макс} \geq i_y$	$i_y = 45,4 \text{ кА}$	$i_y = 36,15 \text{ кА}$	$I_{дин. макс} = 90 \text{ кА}$	$I_{дин. макс} = 181 \text{ кА}$	
$I_{дин} \geq I_{nt}$	$I_{nt} = 20 \text{ кА}$	$I_{nt} = 15 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	
$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 28,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогично выбору оборудования на 110 кВ произведем выбор оборудования на 10 кВ и сведем данные в таблицу 5.2

Таблица 5.2 - Выбор выключателей и разъединителей 10 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети		Каталожные данные аппарата	
	ЭС		Выключатель ВВЭ-10-20/630 ТЗ	Разъединитель РЛД31-10.11/630У1
$U_n \geq U_c$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$		$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб. макс}$	$I_{раб. макс} = 227 \text{ А}$		$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{ном. откл} \geq I_{nt}$	$I_{nt} = 10,9 \text{ кА}$		$I_{ном. откл} = 20 \text{ кА}$	-
$I_{дин. макс} \geq i_y$	$i_y = 21,1 \text{ кА}$		$I_{дин. макс} = 52 \text{ кА}$	$I_{дин. макс} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{nt}$	$I_{nt} = 10,9 \text{ кА}$		$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 8,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Произведем выбор трансформатора напряжения на секции сборных шин 110 кВ. Выбираем НАМИ-110-УХЛ1, в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

5.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПНп-110/73/10/2-III УХЛ1 с $U_{ном} = 110$ кВ.

5.7 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{г\sum} = E_{н\sum} \cdot K_{\sum} + C_{\sum} + P_{\sum} \quad (5.7)$$

где $E_{н\sum}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_{н}$, отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} , для силового оборудования принимается равным 0,193;

K_{\sum} – сумма капитальных затрат i – й группы одинаковых элементов. Определяется по прейскурантам;

C_{\sum} – стоимость годовых потерь электроэнергии;

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\sum} = (\Delta A_m + \Delta A_n) \cdot C_0, \quad (5.8)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$C_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_m}{\tau} + \beta \right) \quad (5.9)$$

P_{\sum} – годовая плата за электроэнергию

$$P_{\sum} = P_{пр} \cdot T_{ум} \cdot C_0 \quad (5.10)$$

где $\alpha_{110} = 1226 \cdot 12 = 14712$ руб / кВт·год – основная ставка тарифа;

$\alpha_{10} = 1899,4 \cdot 12 = 22792$ руб / кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta_{110} = 1,295$ руб / кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

$\beta_{10} = 1,309$ руб / кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

									Лис
									41
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

$K_M = \frac{\Delta P_{\text{э}}}{\Delta P_M} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_{\text{э}}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;

δ - поправочный коэффициент, приблизительно равный 1,05 для сетей напряжением 110 кВ и выше и 1,08 для сетей 10 кВ

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{0(110)} = 1,05 \cdot \left(\frac{14712 \cdot 1}{2732} + 1,295 \right) = 7 \text{ руб/кВт} \cdot \text{час}$$

$$C_{0(10)} = 1,08 \cdot \left(\frac{22792 \cdot 1}{2732} + 1,309 \right) = 10,4 \text{ руб/кВт} \cdot \text{час}$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}(110)} = (619200 + 47700) \cdot 7 = 4668 \frac{\text{тыс} \cdot \text{руб}}{\text{год}}$$

$$C_{\text{э}(10)} = (0 + 899700) \cdot 10,4 = 9356 \frac{\text{тыс} \cdot \text{руб}}{\text{год}}$$

Годовая плата за электроэнергию:

$$П_{\text{ээ}(110)} = 17585 \cdot 4345 \cdot 7 = 534847 \frac{\text{Тыс} \cdot \text{руб}}{\text{год}}$$

$$П_{\text{ээ}(10)} = 17585 \cdot 4345 \cdot 10,4 = 817553 \frac{\text{Тыс} \cdot \text{руб}}{\text{год}}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{\Sigma(110)} = 15442 + 4668 + 534847 = 554957 \frac{\text{тыс} \cdot \text{руб}}{\text{год}}$$

$$Z_{\Sigma(10)} = 10992 + 9356 + 817553 = 837901 \frac{\text{тыс} \cdot \text{руб}}{\text{год}}$$

Схема 10 кВ является экономически нецелесообразной, то будем использовать схему 110 кВ

Сведем расчеты в таблицу 5.3

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		42

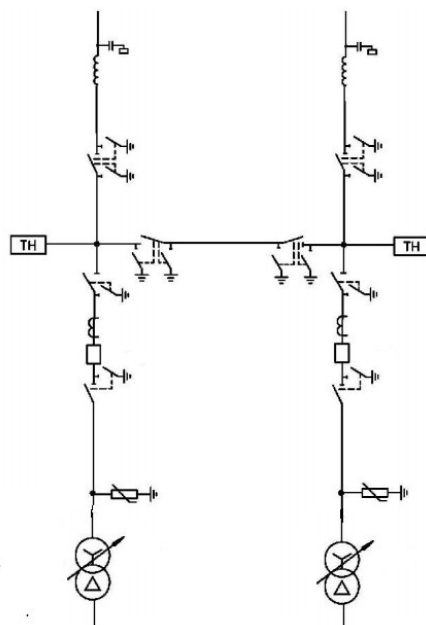


Рисунок 5.3 - Схема внешнего электроснабжения 110 кВ

Таблица 5.3 – экономические показатели системы напряжение 110 кВ

Наименование	Ед. изм	Ко-во	Ст-ть Единицы Тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i E_i$, тыс.руб/ год	ΔA , кВт/ год	C_3 , Тыс.р уб/ год	Прив.за тр., тыс.руб/ год
Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1	шт	10	240	2400	0,193	463,2			
Ограничитель перенапряже ний ОПНп- 110/73/10/2 УХЛ1	шт	6	29	174	0,193	34			
Ограничитель перенапряже ний ОПНп- 110/88/10/2 УХЛ1	шт	2	34	68	0,193	13,2			
ЗОН-110Б	шт	2	65	130	0,193	25			
ВГБУ-110- 40/2000 УХЛ1	шт	4	6580	26320	0,193	5079			
ТДН- 25000/110	шт	2	12000	24000	0,193	4632	619200		
Двухцепная ВЛ 110 кВ АС 70/11	км	2,5	1391	3477	0,152	528	47700		
Итого:						10774	667500	4668	15442

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

Лист

43

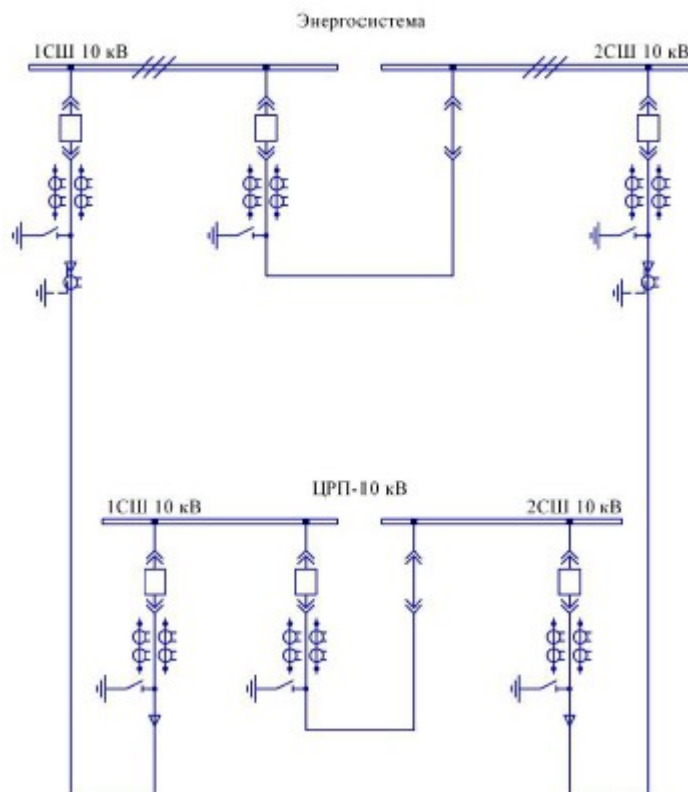


Рисунок 5.4 - Схема внешнего электроснабжения 10 кВ

Таблица 5.4 – экономические показатели системы напряжение 110 кВ

Наименование	Ед.изм	Количество	Ст-ть Единицы Тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔA , кВт/год	C_3 , Тыс.руб/год	Прив.затр., тыс.руб/год
Ячейка к-104М с выключателем ВВЭ-10-20/1600	шт	6	500	3000	0,193	579			
Прокладка кабельной линии 10 кВ 6*ААШВ 3*150 в траншее	км	2,5	2782	6955	0,152	1057	899700	9356	
Итого:						1636	899700	9356	10992

Вывод по разделу пять

В данном разделе был произведен технико-экономический расчет схем внешнего электроснабжения, по результатам расчетов выгодней оказалась схема 110 кВ. Произведен выбор оборудования и расчет токов КЗ на напряжении 110 кВ.

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

6.1 Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь, приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

Т.к. в условиях данной работы указано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, то для внутреннего электроснабжения предприятия принимаем напряжение 10 кВ.

6.2 Конструктивное выполнение электрической сети

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

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. Марка кабеля ААШв. Это кабель с алюминиевой жилой, алюминиевой оболочкой, броней из плоских проволок, с подушкой и усовершенствованной бумажной изоляцией.

6.3 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжение 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{ркл} = \frac{S_{ркл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, (6.1)$$

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

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{ркл}}{j_э} (6.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

									Лис
									45
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат				13.03.02.2019.107.00 ПЗ	

$$I'_{\text{доп}} = k_n \cdot k_m \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ркл}}}{n_{\text{кл}}}, (6.3)$$

где k_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

k_m – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

$n_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{кл}}} = \frac{2 \cdot I_{\text{ркл}}}{n_{\text{к}}}, (6.4)$$

где $k_{\text{ав}}$ – коэффициент перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%. (6.5)$$

Все расчеты сведем в таблицу 6.1

Вывод по разделу шесть

В данном разделе был произведен выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, а также расчет кабельных линий.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		46

Таблица 6.1 - расчет питающих линий

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		47

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения группы цехов основного производства трубопрокатного завода.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока к.з. от энергосистемы неизменной во времени: $I_k = I_{н.о} = I_{н.т}$.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, рисунок 7.2, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания и расчетные точки КЗ.

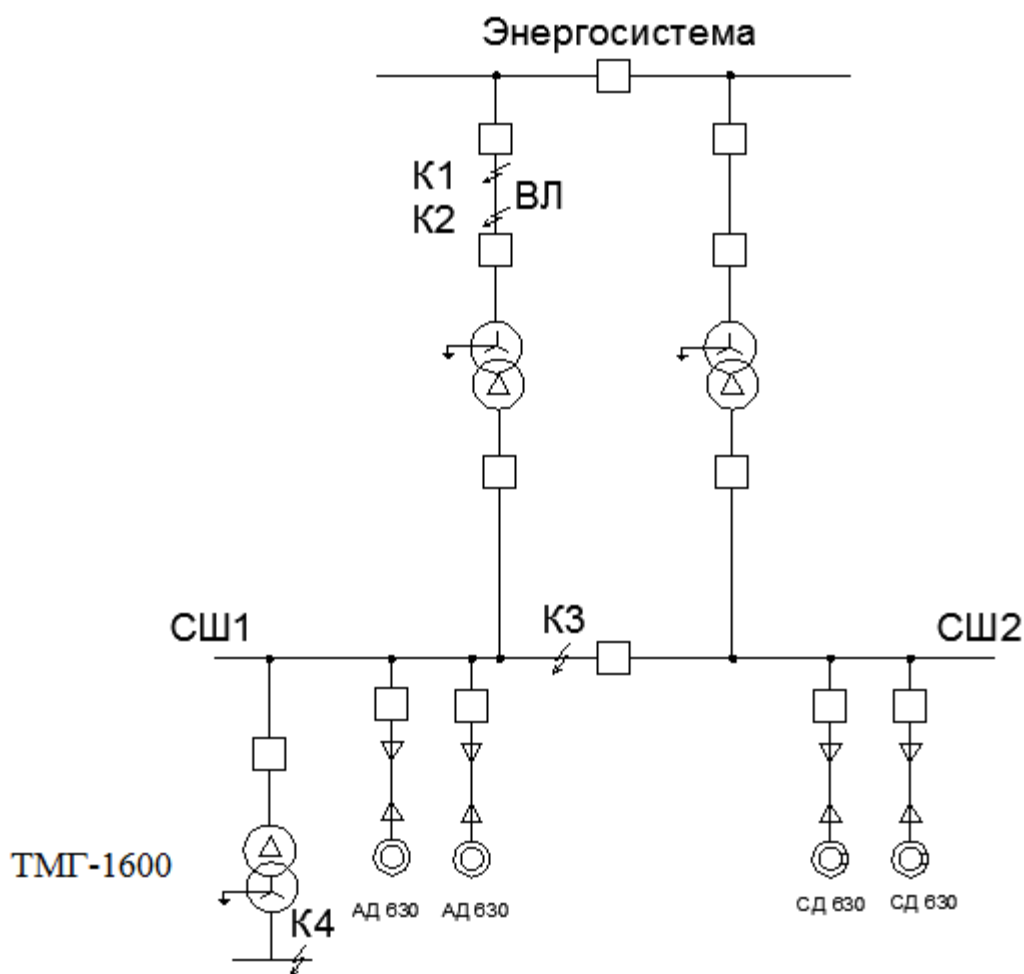


Рисунок 7.1 - Принципиальная электрическая схема СЭС

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		48

Принципиальная электрическая схема СЭС станкостроительного завода изображена на рисунке 7.1. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 7.2. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

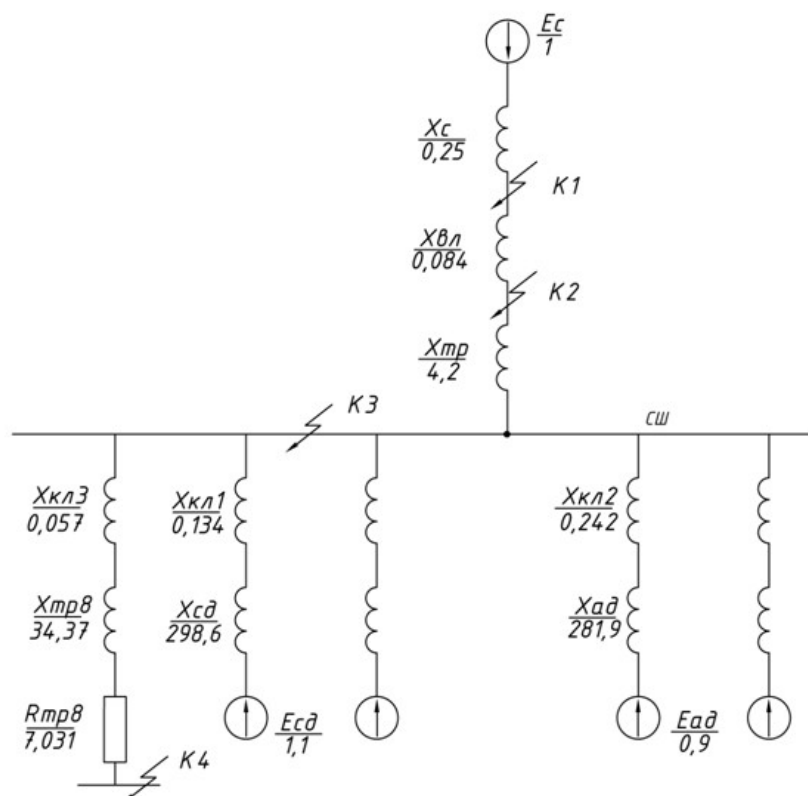


Рисунок 7.2 - Схема для расчёта токов КЗ

В подпитке точки К₃ участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов КЗ в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока КЗ в точке К₄ в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току КЗ производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования РПН напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Определим токи КЗ в точках К3 и К4:

Мощность короткого замыкания системы $S_{кз} = 4000 \text{ МВА}$, базисная мощность $S_b = 1000 \text{ МВА}$, $U_{ном1} = 110 \text{ кВ}$, $U_{ном2} = 10 \text{ кВ}$, $U_{ном3} = 0,4 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы:

$$X_{c*} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{вл*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = \frac{0,444 \cdot 2,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,084 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_{тр} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном \text{ гпп}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ о.е.}$$

Сопротивление каждой из кабельных линий ГПП-СД:

$$X_{кл1*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = \frac{0,095 \cdot 0,155 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,134 \text{ о.е.}$$

Сопротивление каждой из кабельных линий ГПП-АД:

$$X_{кл2*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = \frac{0,095 \cdot 0,281 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,242 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление параллельных кабельных линий ГПП-ТП8:

$$X_{кл3*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\delta}}{n \cdot U_{\delta}^2} = \frac{0,086 \cdot 0,146 \cdot 1000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,057 \text{ о.е.}$$

Сопротивление цехового трансформатора на ТП8 (ТМГ-1600) находим по формуле:

$$X_{тр8*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном \text{ тп}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{1,6} = 34,375 \text{ о.е.}$$

$$R_{тр8*} = \Delta P_k \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном \text{ тп}}} = 18 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{1,6} = 7,031 \text{ о.е.}$$

Для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $R_k = 0,015 \text{ Ом}$

$$R_{к*} = R_k \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8 \text{ о.е.}$$

Найдём сверхпереходные сопротивления двигателей.

Синхронные двигатели с мощностью 0,63 Мвар каждый это двигатели СДН с $\eta = 0,95$. Сопротивление каждого из синхронных двигателей:

$$X_{сд*} = X \cdot \cos \varphi \cdot \frac{S_{\delta}}{P} = 630 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,95 = 298,57 \text{ о.е.}$$

Сопротивление асинхронного двигателя:

$$X_{ад*} = X \cdot \cos \varphi \cdot \frac{S_{\delta}}{P} = 630 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,95 = 281,9 \text{ о.е.}$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1; ЭДС асинхронных двигателей 0,9

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		50

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивления:

$$X_{1*} = X_{K11} + X_{\text{тр}8*} = 0,134 + 298,57 = 298,705 \text{ } \Omega$$

$$X_{2*} = X_{K12} + X_{\text{тр}9*} = 0,242 + 281,98 = 282,226 \text{ } \Omega$$

$$X_{3*} = X_{C*} + X_{\text{тр}10*} = 0,25 + 4,21 + 0,088 + 4,534 = 9,082 \text{ } \Omega$$

Расчет на напряжении 0,4 кВ включает в себя активное сопротивление трансформатора, а также переходное сопротивление контактов.

$$Z_{4*} = \sqrt{X_{\text{тр}8*}^2 + R_{\text{тр}8*}^2} + \sqrt{X_{K13}^2 + R_{C*}^2} = \sqrt{34,37^2 + 7,031^2} + \sqrt{0,057^2 + 93,8^2} = 128,80 \text{ } \Omega$$

Упрощенные схемы замещения для определения токов КЗ представлены на рисунке 7.3

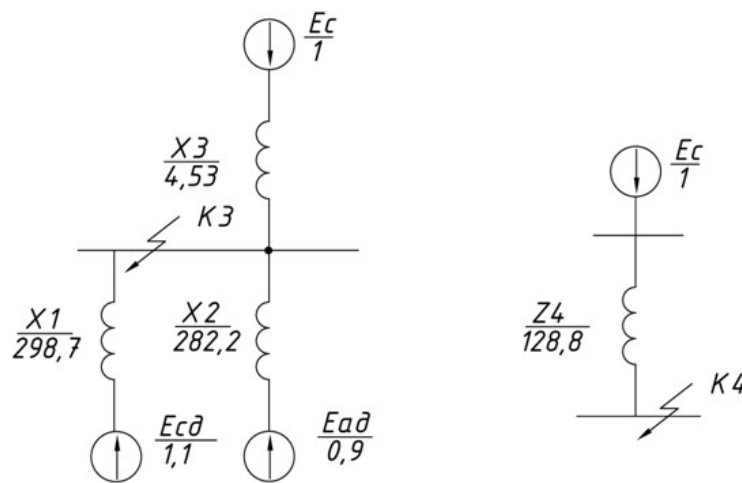


Рисунок 7.3 - Упрощенные схемы замещения

Точка 3:

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{K3n|0|*} \dot{\epsilon}^{(3)} = 2 \cdot \dot{\epsilon} \dot{\epsilon}$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{K3n|0|}^{(3)} = I_{K3n|0|*} \dot{\epsilon}^{(3)} \cdot I_0 = I_{K3n|0|*} \dot{\epsilon}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{с}} = 0,234 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}}} = 12,9 \text{ кА}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} \dot{\epsilon}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{aКЗ} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗn|0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,9 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,14}} = 16,964 \text{ кА.}$$

где $T_a = 0,14 \text{ с}$ для данной ступени СЭС,

$\tau = 0,01 \text{ с}$ – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{yКЗ} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗn|0}^{(3)} + i_{aКЗ} = \sqrt{2} \cdot 12,9 + 16,96 = 35,183 \text{ кА.}$$

Точка 4:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{К4n|0}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{4*i}} \cdot i$$

$$Z_{4*i} = \frac{1}{128,8} = 0,0077 \text{ о.е.} \cdot i$$

Выразим её в амперах:

$$I_{К4n|0}^{(3)} = I_{К4n|0}^{(3)} \cdot I_6 = 0,0077 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 11,2 \text{ кА.} \cdot i$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{yКЗ} = \sqrt{2} \cdot I_{К4n|0}^{(3)} \cdot k_{yд} = \sqrt{2} \cdot 11,2 \cdot 1,6 = 25,34 \text{ кА.}$$

Для сетей 0,4 кВ расчет апериодической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ ее влияние незначительно.

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 7.1

Таблица 7.1 - токи КЗ

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Токи, кА			$S_{кзст} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{n 0}$, МВА
		$I_{n 0}$	I_{nt}	i_y	
К1	115	20	20	45,44	3984
К2	115	15	15	36,14	2988
К3	10,5	12,9	12,9	35,18	230
К4	0,4	11,2	11,2	25,34	7,7

Вывод по разделу семь

В данном разделе был произведен расчет токов короткого замыкания в сети внутризаводского электроснабжения.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбранные аппараты и проводники должны:

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

8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Приемниками собственных нужд ПС являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{мсн} = 0,1\% \cdot S_{номт} \quad (8.1)$$

$$S_{мсн} = 0,001 \cdot 25000 = 25 \text{ кВА}.$$

Принимаем к установке трансформатор ТЛС – 25/10.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{мсн} = \frac{1,4 \cdot S_{мсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,9 \text{ А}.$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101-10-2-20 УЗ с номинальным током $I_{ном} = 2 \text{ А}$.

8.2 Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения.

Ток нагрузки на всей секции шин в нормальном режиме:

$$I_{норм} = \frac{K_{зтнорм} \cdot S_{тгпном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 962 \text{ А}.$$

В послеаварийном режиме:

$$I_{\frac{n}{ав}} = \frac{K_{зт\frac{n}{ав}} \cdot S_{тгпном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924 \text{ А}.$$

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		53

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным, из шкафов серии К-104м согласно [6]. Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВВЭ-м -10
- трансформаторы тока ТЛК-10-1УЗ;ТЗ
- трансформаторы напряжения 3×ЗНОЛ
- трансформатор тока нулевой последовательности CSH

Произведем проверку вводных выключателей КРУ.

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{з\text{ мин}} + t_{св} + \Delta t_{\text{мтз}} = 0,01 + 0,055 + 1,5 = 1,565 \text{ с.}$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n|0|КЗ} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,9 \cdot e^{\frac{-1,565}{0,14}} = 0,25 \text{ А.}$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a\text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{отклном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА.}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_k = I_{n|0|КЗ}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 12,9^2 \cdot (1,565 + 0,14) = 283,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сведем данные в таблицу 8.1

Таблица 8.1 - Выбор вводного выключателя

Расчётные данные	ВВЭ-м-10-31,5/3150УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1924 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{n 0 } = 12,9 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a\tau} = 0,25 \text{ А}$	$i_{a\text{ норм}} = 17,8 \text{ кА}$
$i_y = 35,18 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 283,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям. Разъединители в КРУ встроенные, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВЭ-м-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

В качестве секционного также выбираем выключатель ВВЭ-м-10-31,5/3150УЗ.

Выберем трансформаторы тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции.

Таблица 8.2 - Выбор трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК -10-2000-0,5/10Р-У3;
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1924 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 35,18 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 283,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

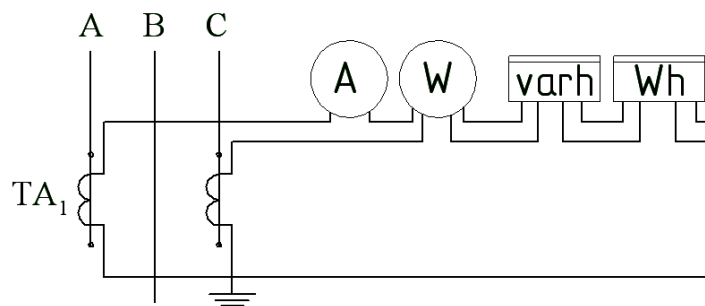


Рисунок 8.1 - Схема подключения приборов учета.

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения (трансформаторы тока на низкой стороне включаются в две фазы) и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 8.3 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э - 335	1	0,5	0	0
Ваттметр	Д - 335	1	0,5	0	0,5
РК	СЭТ ЗР-01-08А	1	0,05x2	0	0,05x2
Итого:			1,1	0	0,6

Из таблицы 8.3 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,1 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,044 \text{ Ом.}$$

где $S_{приб}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока;
 I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом.}$$

где $Z_{2\text{ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l = 25 \text{ м}$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 25}{0,256} = 4,8 \text{ мм}^2,$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода.

Провода с медными жилами применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях – во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 6 мм².

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 8.2

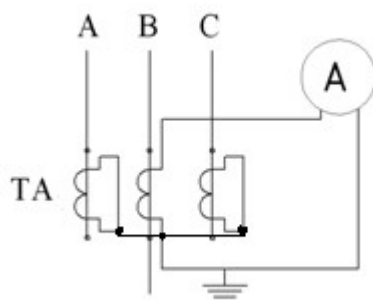


Рисунок 8.2 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ

Проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 8.4

Таблица 8.4 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0	0,5	0
Итого		0	0,5	0

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы В. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока;
 I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,66 \text{ Ом},$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,8 Ом;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l = 4 \text{ м}$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,66} = 0,17 \text{ мм}^2,$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 110 кВ и выше. В остальных случаях – во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке 3×ЗНОЛ 06 – 10У3, с паспортными данными: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$, работающий в классе точности 0,5. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Расчет вторичной нагрузки приведен в таблице 19.

									Лис
									57
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

Таблица 8.5 - Нагрузка трансформаторов напряжения.

Приборы	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, Вар	
Вольтметр	СШ	Э-335	2	1	1	0	2	4	–
Счетчик активной энергии	кВЛинии 10 трансформатора Ввод 10 кВ	СЭТ ЗР-01-08А	2,5	2	0,38	0,92	2	4,56	11,1
Счетчик реактивной энергии									
Ваттметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Счетчик реактивной энергии	кВЛинии 10	СЭТ ЗР-01-08А	3	2	0,38	0,92	6	13,68	33,3
ИТОГО								25,8	55,5

Вторичная нагрузка:

$$S_{22} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,8^2 + 55,5^2} = 61,2 \text{ ВА}.$$

$S_2 < S_{2ном}$, т.е. трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм² по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН-001-10УЗ (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и разъединитель.

8.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 8.6

Таблица 8.6 - Выключатели 10 кВ

Конечные пункты кабельной линии	$U_{ном}, кВ$	$I_p, А$	$I_{утяж}, А$	$I_{n 0}, кА$	$i_y, кА$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	10	33,96	67,92	12,9	35,18	ВВЭ-м-10-31,5/630 У3	ТЛК-10
ТП1-ТП2	10	16,98	33,96				
ГПП-ТП3	10	20,52	41,04				
ТП3-ТП4	10	10,35	20,69				
ГПП-ТП5	10	112,12	224,25				
ТП5-ТП6	10	56,06	112,12				
ГПП-ТП7	10	84,69	169,39				
ТП7-ТП14	10	12,83	25,65				
ГПП-ТП8	10	92,01	184,02				
ТП8-ТП12	10	17,36	34,71				
ГПП-ТП9	10	97,63	195,27				
ТП9-ТП15	10	23,07	46,15				
ГПП-ТП10	10	37,2	74,41				
ТП10-ТП16	10	8,88	17,77				
ГПП-ТП11	10	42,29	84,58				
ТП11-ТП13	10	7,64	15,27				
ГПП-2хСД-630	10	38,42	-				
ГПП-2хДСП	10	116,84	-				
ГПП-2хАД-630	10	40,76	-				

Аналогичные выключатели и ТТ поставим на ввода перед ТП, т.к. токи отличаются незначительно и ячейки КСО согласно [6] предусматривают данные выключатели и трансформаторы тока.

8.4 Выбор выключателей на 0,4 кВ ТП

Согласно [20] произведем выбор выключателей на низкую сторону ТП1.

Таблица 8.7 - Выключатели 0,4 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Acti9-C63
$U_{ном} = 0,4 кВ$	$U_{ном} = 0,4 кВ$
$I_{max} = 1783 А$	$I_{1ном} = 2000 А$
$i_y = 25,3 кА$	$i_{дин} = 42 - 150 кА$
$B_k = 283,7 кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 кА^2 \cdot с = 2976 кА^2 \cdot с$

Аналогично произведем выбор выключателей для остальных ТП, ток секционного выключателя принимать равным $0,7 \cdot I_{у\text{тяж}}$. Сведем результаты расчетов в таблицу 8.8

Таблица 8.8 - Выключатели 0,4 кВ

Конечные пункты кабельной линии	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_p, \text{А}$	$I_{у\text{тяж}}, \text{А}$	$I_{n 0 }, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	Предельная отключающая способность выключателя, кА	Тип выключателя
ТП1	0,4	891,51	1783	11,2	25,34	42	Masterpact NW20
Секционный ТП1	0,4	1248,1	-			42	Masterpact NW16
ТП2	0,4	445,75	891,5			42	Masterpact NW10
Секционный ТП2	0,4	624	-			42	Compact NS630
ТП3	0,4	538,66	1077,3			42	Masterpact NW12
Секционный ТП3	0,4	754,11	-			42	Masterpact NW08
ТП4	0,4	271,60	543,2			42	Masterpact NW06
Секционный ТП4	0,4	380,2	-			42	Compact NS400
ТП5	0,4	2943,23	5886,5			42	Masterpact NW63
Секционный ТП5	0,4	4120	-			42	Masterpact NW50
ТП6	0,4	1471,62	2943,2			42	Masterpact NW32
Секционный ТП6	0,4	2060	-			42	Masterpact NW25
ТП7	0,4	2223,23	4446,5			42	Masterpact NW50
Секционный ТП7	0,4	3112	-			42	Masterpact NW32
ТП14	0,4	336,69	673,38			42	Masterpact NW08
Секционный ТП14	0,4	471,4	-			42	Masterpact NW06
ТП8	0,4	2415,27	4830,5			42	Masterpact NW50
Секционный ТП8	0,4	3381	-			42	Masterpact NW40b
ТП12	0,4	455,57	911,14			42	Masterpact NW10
Секционный ТП12	0,4	637,8	-			42	Compact NS630
ТП9	0,4	2562,88	5125,8			42	Masterpact NW63
Секционный ТП9	0,4	3587	-			42	Masterpact NW40b
ТП15	0,4	605,66	1211,3			42	Masterpact NW16
Секционный ТП15	0,4	847,7	-			42	Masterpact NW10
ТП10	0,4	976,62	1953,2			42	Masterpact NW20
Секционный ТП10	0,4	1354	-			42	Masterpact NW16
ТП16	0,4	233,17	466,34			42	Masterpact NW06
Секционный ТП16	0,4	326,2	-			42	Compact NS400
ТП11	0,4	1110,10	2220,2			42	Masterpact NW25
Секционный ТП11	0,4	1554	-			42	Masterpact NW16
ТП13	0,4	200	400			42	Compact NS400
Секционный ТП13	0,4	280	-			42	Compact NS400

8.5 Выбор выключателей на НРП

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		60

Согласно [20] произведем выбор выключателей на НРП аналогично пункту 8.4 и сведем данные в таблицу 8.9

Таблица 8.9 - Выключатели 0,4 кВ НРП

Конечные пункты кабельной линии	$U_{ном}, кВ$	$I_p, А$	$I_{утяж}, А$	$I_{n 0 }, кА$	$i_y, кА$	Предельная отключающая способность выключателя, кА	Тип выключателя
НРП1	0,4	60,54	-	11,2	25,3	40	Compact NS100
НРП2	0,4	94,67	-	11,2	25,3	40	Compact NS100
НРП3	0,4	70,46	140,91	11,2	25,3	40	Compact NS200
Секционный НРП3	0,4	98	-	11,2	25,3	40	Compact NS100
НРП4	0,4	54,86	109,73	11,2	25,3	40	Compact NS100
Секционный НРП4	0,4	76	-	11,2	25,3	40	Compact NS100
НРП5	0,4	50,24	100,48	11,2	25,3	40	Compact NS100
Секционный НРП 5	0,4	70	-	11,2	25,3	40	Compact NS100
НРП6	0,4	32,48	-	11,2	25,3	40	Compact NS100
НРП7	0,4	51,42	-	11,2	25,3	40	Compact NS100

8.6 Выбор токопровода

Для соединения обмотки низкого напряжения трансформатора на ГПП со сборными шинами произведем выбор токопровода типа ТЗК-2000

Таблица 8.10 - Проверка токопровода

Расчетные данные	Каталожные данные ТЗК-10-2000-50/УХЛ1
$U_{ном} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{max} = 1924 А$	$I_{1ном} = 2000 А$
$i_y = 35,18 кА$	$i_{дин} = 50 кА$
$B_k = 283,7 кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 1 кА^2 \cdot с = 2500 кА^2 \cdot с$

8.7 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость

Таблица 8.11 - Проверка кабелей на термическую стойкость.

Кабельная линия	$I_{n 0 }, кА$	$t_{pz}, с$	$t_{св}, с$	$T_a, с$	$C, \frac{А \cdot \sqrt{с}}{мм^2}$	$F_{мс}, мм^2$
ГПП-ТП	12,9	0,9	0,055	0,01	100	126
ГПП-СД, АД	12,9	0	0,055	0,01	100	37
ГПП-ДСП	12,9	0,9	0,055	0,01	100	126

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{mc} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, (8.2)$$

где $C=100$ – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля.

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение такого кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к F_{Tc} .

Все кабели, для которых производится увеличение сечения, вносим в таблицу 8.10

Таблица 8.12 - Поправка сечений кабелей

Конец и начало кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	25	120	ААШв (3x120)
ТП1-ТП2	16	120	ААШв (3x120)
ГПП-ТП3	16	120	ААШв (3x120)
ТП3-ТП4	16	120	ААШв(3x120)
ГПП-ТП5	150	120	ААШв(3x150)
ТП5-ТП6	50	120	ААШв(3x120)
ГПП-ТП7	70	120	ААШв(3x120)
ТП7-ТП14	16	120	ААШв(3x120)
ГПП-ТП8	70	120	ААШв(3x120)
ТП8-ТП12	16	120	ААШв(3x120)
ГПП-ТП9	70	120	ААШв(3x120)
ТП9-ТП15	16	120	ААШв(3x120)
ГПП-ТП10	25	120	ААШв(3x120)
ТП10-ТП16	16	120	ААШв(3x120)
ГПП-ТП11	35	120	ААШв(3x120)
ТП11-ТП13	16	120	ААШв(3x120)
ГПП-2ХСД-630	35	50	ААШв(3x50)
ГПП-2ДСП	150	50	ААШв(3x150)
ГПП-2АД-630	35	50	ААШв(3x50)

Вывод по разделу восемь

В данном разделе был произведен выбор оборудования внутреннего электроснабжения, произведена проверка кабелей на термическую стойкость, выбраны новые сечения, а также выбор выключателей внутрицехового электроснабжения.

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

$$R_{Ti} = \frac{\Delta P_k \cdot U_n^2}{S_{н.т}^2}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{ли} = r_{0i} \cdot l_i$$

Данные сведем в таблицу 9.1

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

ТП	Стр.ном	Q1	ΔQт	Rтр	Rл
ТП-1	400	155,625	16,38	3,69	0,051
ТП-2	400	155,625	16,38	3,69	0,008
ТП-3	400	181,535	19,92	3,69	0,030
ТП-4	400	181,535	19,92	3,69	0,006
ТП-5	1250	575,75	61,5	0,86	0,036
ТП-6	1250	575,75	61,5	0,86	0,007
ТП-7	1250	156,5	61,5	0,86	0,033
ТП-8	1600	769,808	71,12	0,70	0,038
ТП-9	1600	769,808	71,12	0,70	0,045
ТП-10	630	246,625	34,78	0,33	0,061
ТП-11	630	30,83	31,37	0,33	0,063
ТП-12	400	207,465	19,61	3,69	0,018
ТП-13	160	62,525	8,45	12,11	0,025
ТП-14	400	123,765	14,52	3,69	0,038
ТП-15	630	241,87	27,97	0,33	0,053
ТП-16	160	39,035	8,45	12,11	0,049

Таблица 9.2 - Данные о двигателях

Наименование	Тип двиг.	Uн	Рд.ном, кВт	Qд.ном, кВар	Ni, шт	ni, об/мин	Д1,кВт	Д2,кВт
СД	СТД	10	630	305	2	3000	2,02	3,25

Примем что все СД имеют загрузку по активной мощности $\beta_{сд}=0,8$, тогда коэффициент допустимой загрузки СД $\alpha_{м}=0,6$

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{сд.ми} = \alpha_{м} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд.ном.i}^2 + Q_{сд.ном.i}^2}$$

$$Q_{сд.ми} = 0,6 \cdot 2 \cdot \sqrt{630^2 + 305^2} = 0,95 \text{ МВар}$$

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ		Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат			63

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \beta \cdot \tau) \quad (9.1)$$

$$C_0 = 1,05 \cdot (14712 \cdot 1 + 1,295 \cdot 2732) = 19162 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

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

$$Z_{1z.квi} = E \cdot K_{бкн} + C_0 \cdot \Delta P_{бкн} = 0,223 \cdot (12000 \cdot 1,9 \cdot 85 \cdot 1,2) + 19162 \cdot 4 = 595256 \frac{\text{руб}}{\text{МВар}}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК(10 кВ):

$$Z_{1z.квi} = Z_{10} = E \cdot K_{бкн} + C_0 \cdot \Delta P_{бкн} = 0,223 \cdot (6000 \cdot 1,9 \cdot 85 \cdot 1,2) + 19162 \cdot 2 = 297628 \frac{\text{руб}}{\text{МВар}}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{1z.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{сд.ни}} = 19162 \cdot \frac{2,02}{0,305} = 126908 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

$$Z_{2z.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд.ни}^2} = 19162 \cdot \frac{3,25}{2 \cdot 0,305^2} = 334729 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}^2}$$

$$Q_{сдi} = \frac{Z_{10} - Z_{1z.сдi}}{2 \cdot C_0 \cdot a \cdot R_{э.сдi}} = \frac{297628 - 126908}{2 \cdot 19162 \cdot 10 \cdot 1,81} = 0,24$$

$$R_{э.сдi} = \frac{R_{л.сдi}}{N_i} + \frac{Z_{2z.сдi}}{C_0 \cdot a} = \frac{0,13}{2} + \frac{334729}{19162 \cdot 10} = 1,81$$

Таблица 9.3 - Генерация двигателем

Наименование	$Q_{сд.ми}$, МВар	$Z_{1г.сдi}$, руб/Мвар	$Z_{2г.сдi}$, руб/Мвар ²	$R_{э.сдi}$, Ом	$Q_{сдi}$, Мвар
СД1	0,95	126908	334729	1,81	0,24

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

Для ТП, питающихся по магистральной линии например ТП1-ТП2

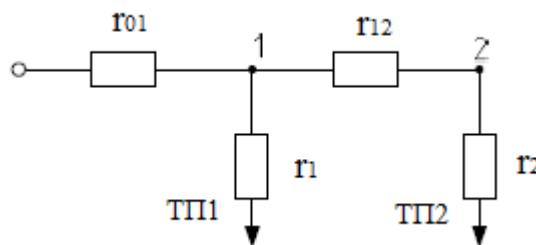


Рисунок 9.1 - Схема замещения магистральных линий

$$\frac{1}{R_{ыз1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} = \frac{1}{3,69} + \frac{1}{0,008 + 3,69} = 0,54$$

$$R_{y31} = \frac{1}{0,54} = 1,847 \text{ Ом}$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{31} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{y31}}\right) \cdot r_1 = \left(1 + \frac{0,051}{1,847}\right) \cdot 3,69 = 3,79 \text{ Ом}$$

$$R_{32} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{y31}}\right) \cdot (r_1 + r_2) = \left(1 + \frac{0,051}{1,847}\right) \cdot (3,69 + 3,69) = 7,56 \text{ Ом}$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, результаты расчета представлены в таблице

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

$$Q_{c1} = Q_{1i} + \Delta Q_{mi} + \frac{z}{R_{3i}} = 0,155 + 0,016 + \frac{-0,77}{3,79} = -0,031 \text{ Мвар}$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{12.кн}}{2 \cdot C_0 \cdot a} = \frac{297628 - 595256}{2 \cdot 19162 \cdot 10} = -0,77$$

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

Результаты расчета мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу .

										Лис
										65
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ					

Таблица 9.4 - Расчет мощности БК:

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{сi} , Квар		Q _{к.уi} , квар	Q _{сi} + Q _{к.уi} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сri} , квар
		Расч.	Прин.				
ТП-1	3,79	-31,16	0	47,34	47,34	КРМ-0.4-50-25	50
ТП-2	7,56	70,15	70,15	47,34	117,49	КРМ-0.4-125-25	125
ТП-3	3,75	-3,88	0	82,70	82,7	КРМ-0.4-100-50	100
ТП-4	7,5	98,79	98,79	82,70	179,49	КРМ-0.4-175-50	175
ТП-5	0,932	-188,93	0	33,35	33,35	КРМ-0.4-50-50	50
ТП-6	1,863	223,94	223,9	33,35	257,25	КРМ-0.4-250-50	250
ТП-7	0,9	-637,56	0	703,00	703	КРМ-0.4-700-50	700
ТП-8	0,745	-192,63	0	123,28	123,28	КРМ-0.4-125-50	125
ТП-9	0,827	-90,15	0	123,28	123,28	КРМ-0.4-125-50	125
ТП-10	0,393	-1677,88	0	25,00	25	КРМ-0.4-25-5	25
ТП-11	0,395	-1887,17	0	160,85	160,85	КРМ-0.4-150-25	150
ТП-12	4,68	62,55	62,5	0,00	62,5	КРМ-0.4-50-25	50
ТП-13	14,88	19,23	19,23	20,00	39,23	КРМ-0.4-50-25	50
ТП-14	4,76	-23,48	0	0,00	0	-	-
ТП-15	1,217	-362,86	0	0,00	0	-	-
ТП-16	14,8	-4,54	0	66,95	66,95	КРМ-0.4-75-25	75
Итого:				1549	2021,7		2050

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

$$Q_{01} = \frac{Q_{p1}^{(5)}}{2} + \frac{\Delta Q_{mp.зм}}{2} - \frac{1}{2} \cdot i$$

$$Q_{01} = \frac{13851}{2} + \frac{1391,4}{2} - \frac{1}{2} \cdot (240 + 8889) - 2050 = 1035 \text{ квар}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП:

$$Q_{p1}^{(5)} = K_{om} \cdot \left[\sum_{i=1}^m Q_{pi}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{uai} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i + \sum_{i=1}^k \Delta Q_{mi} \right] + Q_{p.осв.сум} = 13851 \text{ квар}$$

Экономически целесообразная мощность определяется как наименьшая из рассматриваемых

$$Q_{эс} = a_1 \cdot P_p^{(5)} = 17779 \cdot 0,5 = 8889 \text{ квар}$$

Расчетный коэффициент задаваемый энергосистемой:

$$a_1 = 0,5$$

Это говорит о целесообразности установки высоковольтной БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП. Устанавливаем УКРМ-10-1050

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

$$\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma,3} = \frac{Q_{\Sigma}}{P_p} = \frac{8889}{17779} = 0,5.$$

Зная выбранное значение мощностей $Q_{\text{Ст}} \text{ ККУ}$, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{\Sigma 1}$, поступающей из энергосистемы):

$$\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma, P} = \frac{\sum_{i=1}^{15} (Q_{\text{Д.П}} + \Delta Q_{mi}) + \sum_{k=1}^3 Q_{\text{АД}} + \Delta Q_{m, \text{эм}}}{P_p}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma, P} = \frac{6925 + 695,7 - (240 + 1000 + 2050)}{8889} = 0,48 \leq \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma,3}.$$

Резерв реактивной мощности, который должен составлять не менее 10–15% потребляемой предприятием реактивной мощности, может быть получен за счет недоиспользованной мощности синхронных двигателей, т. е. ее увеличения с оптимального значения до располагаемого:

$$Q_{\text{РЕЗ}\%} = \frac{\sum_{i=1}^4 (Q_{\text{СД.М}i} - Q_{\text{СД}i})}{Q_{P1}} \cdot 100.$$

$$Q_{\text{РЕЗ}\%} = \frac{0,95 - 0,24}{6,92} \cdot 100 = 10,26 \%$$

Вывод по разделу девять

В данном разделе был произведен расчет компенсации реактивной мощности, составлен баланс реактивной мощности, произведена установка высоковольтной.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		67

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ

10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

На предприятии присутствуют мощные высоковольтные электроприемники, вносящие искажения в напряжение питающей сети – ДСП-1700 кВт. В связи с этим, необходима оценка качества электроэнергии.

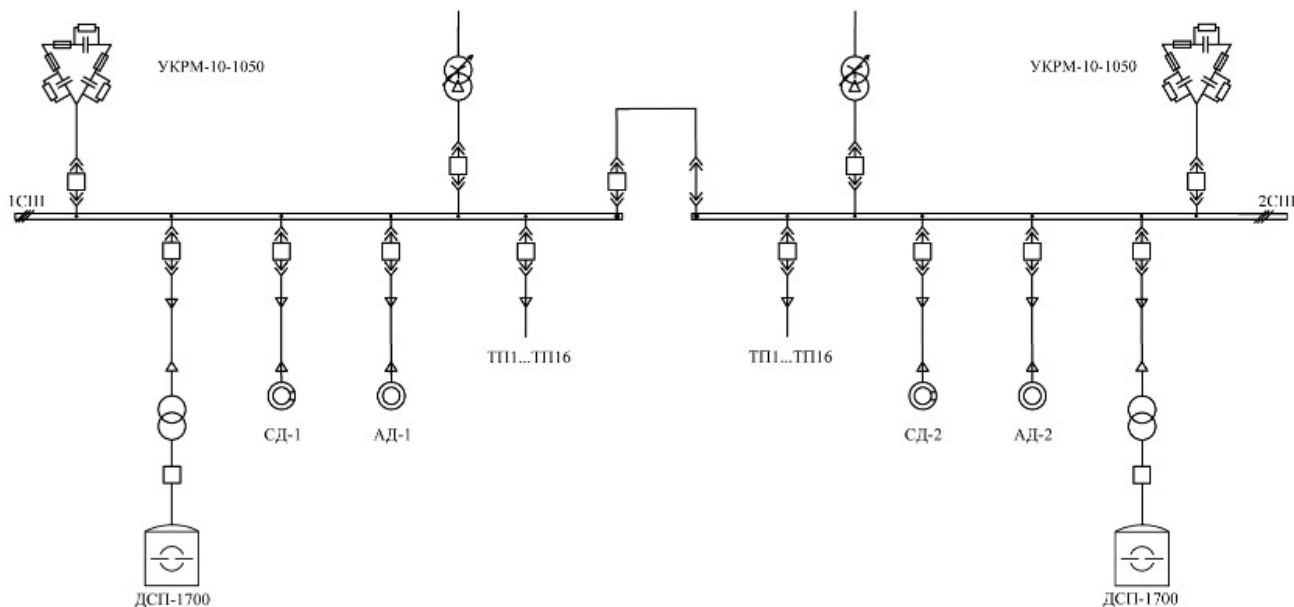


Рисунок 10.1 – схема электроснабжения предприятия упрощенная

Поскольку электроснабжение предприятия симметрично относительно секций шин, то будем рассматривать одну секцию шин. Упрощенная схема первой секции шин представлена на рисунке 10.2

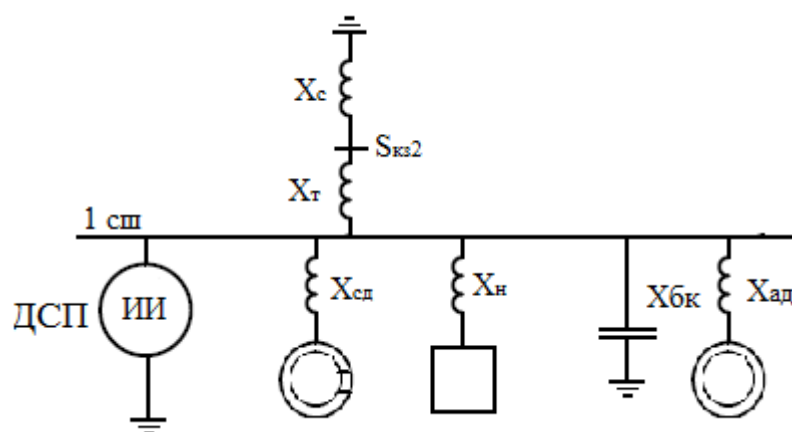


Рисунок 10.2 – Упрощенная схема первой секции шин внутризаводского электроснабжения

Все параметры данной схемы будем считать относительно напряжения секции шин, то есть $U_{\text{ши}} = 10 \text{ кВ}$.

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{10^2}{2988} = 0,07 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{КЗ}}$ – мощность короткого замыкания в точке КЗ, то есть мощность короткого замыкания на вводах трансформатора ГПП.

Сопротивление трансформатора ГПП вычисляется по формуле:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_C^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10^2}{25} = 0,84 \text{ Ом},$$

где S_T – номинальная мощность трансформатора ГПП.

Сопротивления кабельных линий малы по сравнению с сопротивлениями нагрузок цехов и высоковольтных электроприемников. Поэтому в расчетах сопротивлениями КЛ мы пренебрегаем.

Сопротивление линейной нагрузки суммарной установленной мощности электродвигателей $S_{\text{дв}\Sigma}$ и трансформаторов цеховых ТП $S_{\text{T}\Sigma}$ для сети 10 кВ определяется по формуле:

$$X_{Hn} = \frac{34n}{S_{\text{T}\Sigma} + 2S_{\text{дв}\Sigma}},$$

где n – номер гармоники.

Для первой гармоники сопротивление нагрузки равно:

$$X_{H1} = \frac{34}{0,63 \cdot 4 + 0,4 \cdot 5 + 1,25 \cdot 3 + 2 \cdot 1,6 + 0,16 \cdot 2 + 2 \cdot (0,741 + 0,7)} = 2,32 \text{ Ом}.$$

Сопротивление первой гармоники высоковольтной батареи конденсаторов равняется:

$$X_{\text{бк}} = \frac{-U_C^2}{Q_{\text{бк}}} = \frac{-100}{1,050} = -95,2 \text{ Ом},$$

где $Q_{\text{бк}}$ – реактивная мощность высоковольтной батареи конденсаторов.

Преобразованная схема замещения данной сети представлена на рисунке 3.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		69

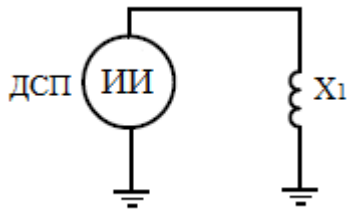


Рисунок 10.3 – Преобразованная схема замещения 1 СШ

Сопротивление X_1 в схеме замещения находится по формуле:

$$\frac{1}{X_1} = \frac{1}{X_T + X_C} + \frac{1}{X_{бк}} + \frac{1}{X_{H1}} = \frac{1}{0,42 + 0,03} - \frac{1}{95,2} + \frac{1}{2,32} = 2,63 \text{ См.}$$

Отсюда следует, что для первой гармоники $X_1 = 0,38 \text{ Ом}$.

Для начала следует пересчитать сопротивления элементов схемы для этих гармоник, пользуясь правилом, что n -ная гармоника индуктивного сопротивления: $X_n = X_1 \cdot n$, а n -ная гармоника емкостного сопротивления: $X_n = X_1/n$. Расчетные величины сведем в таблицу 10.1

Секция шин имеет 1 ДСП, следовательно, ток, генерируемый ей, определяется по формуле:

$$I_n = \frac{S_{n\Sigma} \cdot 1,25}{U_C \cdot n^2 \cdot \sqrt{3}},$$

где $S_{n\Sigma}$ – мощность печи

Таким образом, для 1 гармоники ток, генерируемый преобразователями равен:

$$I_n = \frac{1700 \cdot 1,25}{10 \cdot 1 \cdot \sqrt{3}} = 122,7 \text{ А.}$$

Посчитаем токи остальных гармоник и сведем полученные данные в таблицу 10.1

Определим напряжения гармоник:

$$U_n = I_n \cdot X_{1,n}.$$

									Лис
									70
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения определяется по формуле:

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{сш.ф}} \cdot 100\%,$$

где $U_{сш.ф}$ – фазное напряжение секции шин, $U_{сш.ф} = \frac{U_c}{\sqrt{3}} = \frac{10}{\sqrt{3}} = 5,77$ кВ.

Посчитаем напряжения гармоник и коэффициенты гармонических составляющих и сведем полученные данные в таблицу 10.1

Таблица 10.1 – Расчетные данные для высших гармоник

n	X _{Tn} , Ом	X _{Cn} , Ом	X _{нн} , Ом	X _{бкн} , Ом	X _{1.n} , Ом	I _n , А	U _n , В	K _{U(n)} , %
1	0,42	0,03	2,32	95,24	0,381	122,69	46,72	0,81
2	0,84	0,07	4,63	47,62	0,771	30,67	10,51	0,18
3	1,26	0,10	6,95	31,75	1,180	30,67	16,09	0,28
4	1,68	0,13	9,27	23,81	1,620	7,67	7,95	0,14
5	2,10	0,17	11,59	19,05	2,106	7,67	10,33	0,18
6	2,52	0,20	13,90	15,87	2,656	3,41	9,05	0,16
7	2,94	0,23	16,22	13,61	3,298	3,41	11,24	0,19
8	3,36	0,27	18,54	11,90	4,072	1,92	7,81	0,14
9	3,78	0,30	20,86	10,58	5,038	1,92	9,66	0,17
10	4,20	0,33	23,17	9,52	6,302	1,23	7,73	0,13
11	4,62	0,37	25,49	8,66	8,051	1,23	9,88	0,17
12	5,04	0,40	27,81	7,94	10,669	0,85	9,09	0,16
13	5,46	0,44	30,12	7,33	15,076	0,85	12,85	0,22
14	5,88	0,47	32,44	6,80	24,189	0,63	15,14	0,26
15	6,30	0,50	34,76	6,35	54,690	0,63	34,23	0,59
16	6,72	0,54	37,08	5,95	-312,323	0,48	149,68	2,59
17	7,14	0,57	39,39	5,60	-42,743	0,48	20,48	0,35
18	7,56	0,60	41,71	5,29	-23,522	0,38	8,91	0,15
19	7,98	0,64	44,03	5,01	-16,468	0,38	6,24	0,11
20	8,40	0,67	46,35	4,76	-12,794	0,31	3,92	0,07
21	8,82	0,70	48,66	4,54	-10,533	0,31	3,23	0,06
22	9,24	0,74	50,98	4,33	-8,997	0,25	2,28	0,04
24	9,66	0,77	53,30	4,14	-7,883	0,25	2,00	0,03
25	10,08	0,80	55,61	3,97	-7,036	0,21	1,50	0,03

Суммарный коэффициент гармонических составляющих определяется по формуле:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{25} U_n^2}}{U_{сш.ф}} \cdot 100\%,$$

где n – номер гармоники.

Следовательно, суммарный коэффициент гармонических составляющих:

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
						71
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

$$K_U = \frac{\sqrt{46,72^2 + 10,51^2 + 16,06^2 + 7,95^2 + 10,33^2 + 9,05^2 \dots + 1,5^2}}{5770}$$

· 100% = 2,89%.

Согласно [21] нормально допустимое значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения для сети 10 кВ равняется 5%. Посчитанный ранее суммарный коэффициент гармонических составляющих проходит по этому критерию.

Нормально допустимые значения коэффициентов гармонических составляющих для требуемых гармоник, а также посчитанные нами значения сведем в таблицу 2.

Таблица 10. 2 – Нормально допустимые значения $K_{U(n)}$ и рассчитанные значения $K_{U(n)}$ для сети 10 кВ

Номер гармоники	Расчетное значение	Нормативное значение
2	0,18	1,5
3	0,28	3
4	0,14	0,7
5	0,18	4
6	0,16	0,3
7	0,19	3
8	0,14	0,3
9	0,17	1
10	0,13	0,3
11	0,17	2
12	0,16	0,2
13	0,22	2
14	0,26	0,2
15	0,59	0,3
16	2,59	0,2
17	0,35	1,5
18	0,15	0,2
19	0,11	1
20	0,07	0,2
21	0,06	0,2
22	0,04	0,2
23	0,03	1
24	0,03	0,2
25	0,18	1

Выберем к установке пассивный фильтр для 2 гармоники.

Коэффициент повышения напряжения на конденсаторе считается по формуле:

$$a = \frac{n^2}{n^2 - 1},$$

где n – номер гармоники.

Так для 2 гармоники:

$$a = \frac{2^2}{2^2 - 1} = 1,333.$$

Напряжение основной частоты на конденсаторе определяется как:

$$U_{1c} = \frac{a \cdot U_{сш}}{\sqrt{3}}.$$

Для 2 гармоники:

$$U_{1c} = \frac{1,333 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7,698 \text{ кВ}.$$

Далее необходимо произвести выбор номинального напряжения конденсатора из условия, что $U_{1c} \leq U_{ном.бк} \leq 1,3 \cdot U_{1c}$, то есть для 5 гармоники $7,698 \text{ кВ} \leq U_{ном.бк} \leq 10,007 \text{ кВ}$. Принимаем к установке конденсаторы $U_{ном.бк} = 9,1 \text{ кВ}$.

Коэффициент загрузки конденсатора по напряжению основной частоты:

$$0,77 \leq C_{u1} = \frac{U_{1c}}{U_{ном.бк}} < 1.$$

Так, для 2 гармоники:

$$C_{u1} = \frac{7,698}{9,1} = 0,846.$$

Коэффициент загрузки по напряжению проходит по условию

Коэффициент загрузки конденсатора по полному току:

$$C_i = \frac{1}{C_{u1}} \leq C_{i\text{дон}} = 1,3.$$

Для 2 гармоники:

$$C_i = \frac{1}{0,846} = 1,182 < 1,3.$$

Коэффициент загрузки по полному току проходит по условию.

Коэффициент загрузки конденсатора по току гармоники:

									Лис
									73
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

$$C_{\dot{c}} = \sqrt{C_i^2 - C_{u1}^2} \leq \sqrt{C_{\dot{c}don}^2 - C_{u1}^2} = C_{\dot{c}don}$$

Для 2 гармоники:

$$C_{in} = \sqrt{1,182^2 - 0,846^2} = 0,826 \leq \sqrt{1,3^2 - 0,846^2} = 0,987.$$

Коэффициент загрузки по току гармоники проходит по условию

Мощность конденсатора по условию эффективности поглощения тока гармоники определяется по формуле:

$$Q_{\dot{c}к} = K_p \cdot S_{кз},$$

где $K_p \geq 0,56 \cdot 10^{-2}$ для $n = 2,;$

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания в месте установки БК.

Мощность КЗ определяется по формуле:

$$S_{кз} = 233 \text{ МВА}.$$

То есть для 2 гармоники:

$$Q_{\dot{c}к} = 0,56 \cdot 10^{-2} \cdot 233000 = 1305 \text{ кВар}.$$

Мощность конденсатора по условию исключения недопустимой перегрузки:

$$Q_{\dot{c}к} \geq \frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}} \cdot K_{\dot{c}} \cdot I_n}{C_{\dot{c}}},$$

где K_{in} – коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс, можно принять равным 1,3-1,4.

Таким образом, для 2 гармоники:

$$Q_{\dot{c}к} = \frac{3 \cdot 9,1 \cdot 1,4 \cdot 30,69}{0,826} = 1421 \text{ кВар}.$$

Из полученных значений выбирается наибольшее, то есть для 2 гармоники принимаем $Q_{\text{ном.бк}} = 1500$ кВар.

Номинальный ток конденсаторной установки (при подключении конденсаторов по схеме звезды) определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.бк}} = \frac{Q_{\text{ном.бк}}}{3U_{\text{ном.бк}}}.$$

Для 2 гармоники:

$$I_{\text{ном.бк}} = \frac{1500}{3 \cdot 9,1} = 54,95 \text{ А}.$$

Компенсирующая способность фильтра:

$$Q_{1\phi} = Q_{\text{ном.бк}} \cdot C_{u1}^2.$$

Для 2 гармоники:

$$Q_{1\phi} = 1500 \cdot 0,846^2 = 1073 \text{ кВар}.$$

										Лис
										74
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ					

Необходимая дополнительная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = Q_{необх} - Q_{1\phi}$$

В нашем случае $Q_{необх} = 1035 \text{ кВар} < Q_{1\phi} = 1073 \text{ кВар}$, следовательно, в дополнительной мощности компенсирующих устройств нет необходимости. Характеристическое сопротивление фильтра:

$$\rho = \frac{3U_{ном.бк}^2}{Q_{ном.бк} \cdot n}$$

То есть для 2 гармоники:

$$\rho = \frac{3 \cdot 9,1^2}{1,5 \cdot 2} = 82,81 \text{ Ом}$$

Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра:

$$U_{пбк.макс} = U_{пр} = I_{ном.бк} \cdot C_{идоп} \cdot \rho \cdot 10^{-3}$$

Для 2 гармоники:

$$U_{пбк.макс} = 54,945 \cdot 0,987 \cdot 82,81 \cdot 10^{-3} = 4,491 \text{ кВ}$$

Максимальное полное напряжение на конденсаторе фильтра:

$$U_{бк.макс} = \sqrt{U_{1бк}^2 + U_{пбк.макс}^2}$$

Для 2 гармоники:

$$U_{бк.макс} = \sqrt{7,698^2 + 4,491^2} = 8,912 \text{ кВ}$$

Проверка правильности выбора номинального напряжения конденсатора: $U_{бк.макс} \leq U_{ном.бк}$. Для 2 гармоники $8,912 < 9,1$, следовательно номинальное напряжение конденсатора выбрано правильно.

Фактический коэффициент загрузки конденсатора по току гармоники:

$$C_{i\phi} = \frac{I_n K_i}{I_{ном.бк}}$$

Для 2 гармоники:

$$C_{i\phi} = \frac{30,69 \cdot 1,4}{59,945} = 0,782$$

Произведем выбор реактора фильтра.

Реактивное сопротивление реактора на основной частоте:

$$X_{1p} = \frac{\rho}{n}$$

Для 2 гармоники:

$$X_{1p} = \frac{82,81}{2} = 41,4 \text{ Ом}$$

Номинальный ток реактора фильтра:

$$I_{ном.р} \geq C_{идоп} \cdot I_{ном.бк}$$

						13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат			75

Для 2 гармоники:

$$I_{ном.р} \geq 1,3 \cdot 59,945 = 54,24 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реактор с $I_{ном.р} = 63 \text{ А}$.

Напряжение основной частоты на реакторе:

$$U_{1р} = \frac{1}{n^2 - 1} \cdot \frac{U_{сш}}{\sqrt{3}}.$$

Для 2 гармоники:

$$U_{1р} = \frac{1}{2^2 - 1} \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 1,9 \text{ кВ.}$$

Максимальное полное напряжение на реакторе:

$$U_{р. макс} = \sqrt{U_{1р}^2 + U_{пбк. макс}^2}.$$

Для 2 гармоники:

$$U_{р. макс} = \sqrt{1,9^2 + 4,491^2} = 4,886 \text{ кВ.}$$

Номинальное напряжение реактора должно удовлетворять условию:

$$U_{ном.р} \geq U_{р. макс}. \text{ Для гармоники принимаем реактор с } U_{ном.р} = 10 \text{ кВ.}$$

Пересчитаем показатели качества по формулам (4-9) и занесем результаты в таблицу 3.

$$X_{бк. ф} = \frac{-3 \cdot U_{ном. бк}^2}{Q_{бк}} = \frac{-3 \cdot 9,1^2}{1,500} = -165,62 \text{ Ом.}$$

$$\frac{1}{X_1} = \frac{1}{X_T + X_C} + \frac{1}{X_{бк} + X_p} + \frac{1}{X_{H1}} = \frac{1}{0,42 + 0,03} + \frac{1}{41,4 - 165,62} + \frac{1}{2,32} = 2,63 \text{ См.}$$

Следовательно, на промышленной частоте $X_1 = 0,38 \text{ Ом}$.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		76

Таблица 10.3 – Расчетные данные для высших гармоник при использовании фильтра 2 гармоники

n	$X_{\text{бкп}}, \text{Ом}$	$X_{\text{рп}}, \text{Ом}$	$X_{1,n}, \text{Ом}$	$I_n, \text{А}$	$U_n, \text{В}$	$K_{U(n)}, \%$
1	165,62	41,41	0,38	122,69	46,67	0,81
2	82,81	82,81	0	30,67	0	0
3	55,21	124,22	1,12	30,67	34,33	0,59
4	41,41	165,62	1,50	7,67	11,49	0,20
5	33,12	207,03	1,88	7,67	14,38	0,25
6	27,60	248,43	2,25	3,41	7,68	0,13
7	23,66	289,84	2,63	3,41	8,96	0,16
8	20,70	331,24	3,00	1,92	5,76	0,10
9	18,40	372,65	3,38	1,92	6,48	0,11
10	16,56	414,05	3,76	1,23	4,61	0,08
11	15,06	455,46	4,13	1,23	5,07	0,09
12	13,80	496,86	4,51	0,85	3,84	0,07
13	12,74	538,27	4,88	0,85	4,16	0,07
14	11,83	579,67	5,26	0,63	3,29	0,06
15	11,04	621,08	5,64	0,63	3,53	0,06
16	10,35	662,48	6,01	0,48	2,88	0,05
17	9,74	703,89	6,39	0,48	3,06	0,05
18	9,20	745,29	6,76	0,38	2,56	0,04
19	8,72	786,70	7,14	0,38	2,70	0,05
20	8,28	828,10	7,52	0,31	2,31	0,04
21	7,89	869,51	7,89	0,31	2,42	0,04
22	7,53	910,91	8,27	0,25	2,10	0,04
23	7,20	952,32	8,64	0,25	2,19	0,04
24	6,90	993,72	9,02	0,21	1,92	0,03
25	6,62	1035,13	9,39	0,21	2,00	0,03

Таблица 10.4 – Нормально допустимые значения $K_{U(n)}$ и рассчитанные значения $K_{U(n)}$ для сети 10 кВ при фильтрации 2 гармоники

Номер гармоники	Расчетное значение	Нормативное значение
	$K_{U(n)}, \%$	
2	0	1,5
3	0,59	3
4	0,20	0,7
5	0,25	4
6	0,13	0,3
7	0,16	3
8	0,10	0,3
9	0,11	1
10	0,08	0,3
11	0,09	2
12	0,07	0,2
13	0,07	2
14	0,06	0,2
15	0,06	0,3
16	0,05	0,2
17	0,05	1,5
18	0,04	0,2
19	0,05	1
20	0,04	0,2
21	0,04	0,2
22	0,04	0,2
23	0,04	1
24	0,03	0,2
25	0,03	1

Суммарный коэффициент гармонических составляющих:

$$K_U = \frac{\sqrt{46,67^2 + 0^2 + 34,33^2 + 11,49^2 + 14,38^2 + 7,68^2 + \dots + 2^2}}{5770}$$

$$\cdot 100\% = 1,1\%$$

Как видно из рассчитанных данных, коэффициенты всех гармонических составляющих напряжения, а также суммарный коэффициент гармонических составляющих находятся в пределах нормально допустимых значений. Следовательно, установка фильтра 2 гармоники улучшило показатели качества, и в установке каких-либо еще устройств, улучшающих показатели качества, нет необходимости.

10.2 Расчет колебаний напряжения

Колебания нагрузки печей, особенно колебания реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения питающей сети. Наибольшие колебания напряжения создаются печами в период расплавления металла.

Размах колебаний напряжения в точке СШ1:

$$\delta U_{t.СШ1} = \frac{S_{n.m}}{S_{к.з}} \cdot 100\% = \frac{1700}{233000} \cdot 100 = 0,729\%$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения в точке СШ1 не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{доп} = 1\%$

10.3 Расчет несимметрии напряжения

Рассчитаем коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\% \leq 2\%,$$

где U_2 - напряжение обратной последовательности.

$$U_2 = I_2 \cdot x_{кз}$$

где $x_{кз}$ - сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети равно 0,91 Ом.

$$x_{кз} = X_T + X_C = 0,07 + 0,84 = 0,91 \text{ Ом}$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi},$$

где P_n - пульсирующая мощность

Пульсирующая мощность

$$P_n = P_n + P_n,$$

где P_n - мощность "мертвой" фазы, кВт,

P_n - мощность "дикой" фазы, кВт.

Мощность мертвой и дикой фазы соответственно

									Лис
									79
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

$$P_n = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\zeta}{6} \right).$$

$$P_n = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\zeta}{6} \right).$$

где ζ - коэффициент неравномерности нагрузки ($\zeta=0,3$)

$$P_n = 1700 \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{0,3}{6} \right) = 482 \text{ кВт}.$$

$$P_n = 1700 \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{0,3}{6} \right) = 652 \text{ кВт}.$$

$$P_n = 482 + 652 = 1134 \text{ кВт}.$$

Ток обратной последовательности равен

$$I_2 = \frac{1134}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 77,94 \text{ А}.$$

Напряжение обратной последовательности составит

$$U_2 = 77,94 \cdot 0,91 = 70,89 \text{ В}.$$

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности

$$k_{2U} = \frac{70,89}{10500} \cdot 100\% = 0,675\% \leq 2\%,$$

Видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [21 п.4.2.5].

Вывод по разделу десять

В данном разделе был произведен расчет показателей качества электроснабжения, а также сравнение их с нормативными значениями. Установлен фильтр на 2 гармонику.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		80

11 РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ 6 КВ

11.1 Организация защиты СД

На рисунке 11.1 показана организация защиты электродвигателя. Двигатель питается по кабельной линии КЛЗ 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 Sepam типа М41.

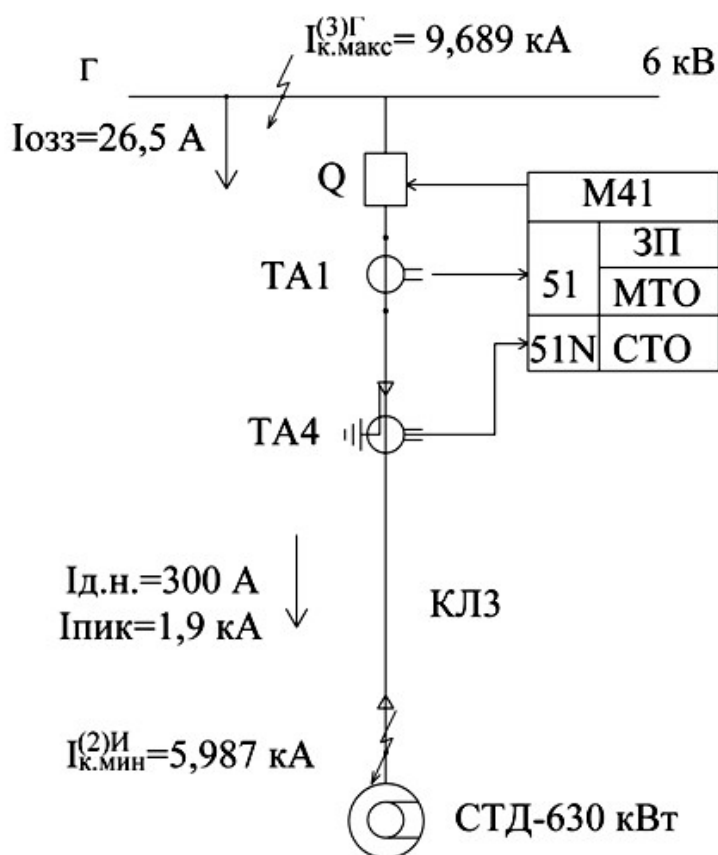


Рисунок 11.1 – Организация защиты электродвигателя

Электродвигатель М имеет следующие нагрузочные характеристики:

– в нормальном режиме работы максимальный рабочий ток двигателя принимается равным его номинальному току:

$$I_{РАБ.МАКС} = I_{Д.Н} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н} \cdot \cos\varphi_{Н} \cdot \eta_{НОМ}} = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,89} = 300 \text{ А};$$

– при пуске электродвигателя возникает пусковой ток, который принимается пиковому току нагрузки $I_{ПИК} = I_{ПУСК}$.

При расчете защиты электродвигателя требуется знать ток трехфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)Г} = 9,689 \text{ кА}$ в питающей сети при максимальном режиме её работы, также ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)И}$ на выводах двигателя при минимальном режиме работы сети.

Ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)И}$ на выводах электродвигателя при минимальном режиме:

$$I_{К.МИН}^{(2)И} = \frac{S_B}{2 U_{ср2} (X_{\dot{C}.МИН} + X_{ВЛ1} + X_{Т1МАКС} + X_{КЛ1.МАКС} + X_{КЛ3}), \dot{C}}$$

где $X_{КЛ3}$ равен:

$$X_{КЛ3} = X_{О.КЛ3} \cdot L_{КЛ3} \frac{S_B}{U_{ср2}^2} = 0,056 \cdot 0,11 \frac{1000}{6^2} = 0,018$$

Получаем:

$$I_{К.МИН}^{(2)И} = \frac{100010^6}{26 \cdot 10^3 (0,8+2,153+10,5+0,447+0,018)} = 5987 \text{ кА}$$

Блок М41 в рассматриваемом случае имеет следующие виды защит: защиту от перегрузок (ЗП); мгновенную токовую отсечку (МТО); защиту от однофазных замыканий на землю (СТО) и др.

Защиту от перегрузок выполним с зависимой от тока выдержкой времени, так как защита с зависимой выдержкой времени является предпочтительнее, поскольку ее время-токовая характеристика может быть размещена ближе к нагрузочным характеристикам электродвигателя.

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 $K_{Н.О.}$. 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 $I_{К.МИН}^{(2)И} = 5,987 \text{ кА}$ на выводах электродвигателя при минимальном режиме работы сети на величину коэффициента чувствительности $K_{Ч.И}$. И, естественно, уставка по току мгновенной токовой отсечки $I_{С.МТО}$ должна быть больше трехфазного тока КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)Г} = 9,689 \text{ кА}$ в питающей сети при максимальном режиме её работы.

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.

									Лис
									82
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его.

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

Защита электродвигателя от перегрузок отстраивается от номинального тока двигателя:

$$I_{с.п} = \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{д.н} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 300 = 353 \text{ А}$$

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_B – 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.

Расчет ВТХ типа кривой SIT произведен аналогично предыдущим главам и результаты сведены в таблицу 10. Карта селективности защиты СД представлена на рисунке 10.2

Таблица 11.1 – Расчетные точки для построения ВТХ

Место установки защиты (выключатель)	И _{дн} , А	Защита от перегрузок										
		I _{сп} , А	Уставки времени		Тип кривой	T _{MS} ^N	t _{сп} , с, при разных I*, А					
			t _{сп} , с	10·I _{сп} , А			1,1	2	3	6	10	20
Q	300	353	6	3530	SIT	2,02	$\frac{148,2}{388,3}$	$\frac{20,3}{706}$	$\frac{12,7}{1059}$	$\frac{7,8}{2118}$	$\frac{6}{3530}$	$\frac{4,58}{7060}$

Время срабатывания защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска двигателя:

$$t_{с.п} > K_{отс} \cdot t_{пуск} = 2 \cdot 3 = 6 \text{ с,}$$

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

Чувствительность защиты от перегрузок проверяется по минимальному току двухфазного КЗ на выводах электродвигателя

$$K_{ч.зп} = \frac{I_{к.мин}^{(2)И}}{I_{с.п}} = \frac{5987}{353} = 16,9 > K_{ч.зп. доп} = 3,0$$

Следовательно, защита от перегрузок чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах электродвигателя.

11.3 Мгновенная токовая отсечка

Схема защиты должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. 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

$$I_{С.МТО} = K_{отс} \cdot K_{пуск} \cdot I_{д,н} = 1,2 \cdot 6,5 \cdot 300 = 2340 \text{ А,}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, для РТ-80 составляет 1,8–2, для РТ-40 – 1,4–1,5, для устройства SEPAM (защита ANSI 51) – 1,2;

$K_{пуск}$ – коэффициент пуска.

Чувствительность отсечки проверяется по минимальному двухфазному току КЗ на выводах электродвигателя

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)И}}{I_{С.МТО}} = \frac{5987}{2340} = 2,55 > K_{ч.доп} = 2,0$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах электродвигателя.

Особенность определения чувствительности мгновенной токовой отсечки при защите электродвигателей – чувствительность определяется по минимальному току КЗ на выводах электродвигателей, а не по минимальному току КЗ в месте установки защиты.

11.4 Защита двигателя и питающей его линии от ОЗЗ

Электродвигатели мощностью 2 МВт и более при токе однофазного замыкания на землю в электрической сети 5 А и более, а также мощностью до 2 МВт при токе 10 А и более должны иметь защиту от однофазных замыканий на землю в обмотке статора, действующую на отключение. При меньших значениях тока ОЗЗ выполняется общая сигнализация ОЗЗ для электродвигателя и питающего его кабельной линии.

Как правило, двигатель подключается к сети через кабельную линию. Трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП), к которым подключается защита, обычно с целью экономии располагаются в распределительном устройстве.

						13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат			84

Если это приводит к недопустимому заглублению защиты, ТТНП устанавливаются у линейных выводов двигателя. В первом случае в зону действия защиты попадают линия и электродвигатель, а втором случае – только электродвигатель с концевой муфтой.

Для АД с короткозамкнутым ротором и неявнополюсных СД емкость фазы статора относительно земли, C_d , определяется по выражению:

$$C_d \approx 40 \cdot \frac{S_{дн}}{U_{лн}^2}$$

где $S_{дн}$ – номинальная полная мощность двигателя, МВА;

$U_{лн}$ – номинальное линейное напряжение двигателя, В;

$n_{дн}$ – номинальная частота вращения ротора, об/мин.

Собственный ёмкостный ток двигателя $I_{с.д}$ определяется по формуле:

$$I_{с.д} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_d \cdot U_{ф.н} = \omega \cdot 3 \cdot C_d \cdot U_{ф.н} = 314 \cdot 3 \cdot 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot 3468 = 0,31 \text{ А}$$

Собственный ёмкостный ток линии, входящей в зону защиты, можно определить по удельному ёмкостному току кабельной линии КЛЗ и ее длине:

$$I_{с.клз} = I_{уд.клз} \cdot L_{клз} = 1,2 \cdot 0,11 = 0,132 \text{ А}$$

Значение I_c определяется как сумма ёмкостных токов двигателя $I_{с.д}$ и линии $I_{с.клз}$ от места установки ТТНП до линейных выводов двигателя

$$I_c = I_{с.д} + I_{с.клз} = 0,31 + 0,132 = 0,442 \text{ А}$$

Ток срабатывания ненаправленной токовой защиты от однофазных замыканий на землю, выполненной с использованием реле типа РТЗ-51, подключенного к ТТНП без подмагничивания, выбирается из условия отстройки от собственного тока I_c

$$I_{з.сд} \geq K_{н.с} \cdot K_{бр} \cdot I_c = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,442 = 0,468 \text{ А}$$

где $K_{н.с} = 1,2-1,3$ – коэффициент надежности срабатывания;

$K_{бр} = 2-2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значения даны для реле РТЗ-51), для микропроцессорных защит коэффициент $K_{бр}$ равен 1;

I_c – собственный ёмкостный ток защищаемого присоединения.

Рассчитаем суммарный ёмкостный ток электрической сети напряжением 10 кВ, к которой подключен электродвигатель:

$$I_{сз} = I_{озз} + I_c = 26,503 + 0,442 = 26,945 \text{ А},$$

где $I_{озз}$ – ток ОЗЗ 1СШ.

Чувствительность защиты при установке ТТНП в распределительном устройстве определяется по формуле

$$K_{ч.сд} = \frac{I_{сз} - I_c}{I_{с.з.сд}} = \frac{26,945 - 0,442}{0,468} = 56,7 \geq K_{ч.мин} = 1,25$$

Следовательно, защита СД от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

										Лис
										85
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

11.5 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 (синхронный двигатель переходит в режим генератора) может быть построена по двум принципам:

1. Минимальная защита частоты с блокировкой по направлению мощности. После исчезновения напряжения питания синхронный двигатель благодаря системе возбуждения пытается поддерживать напряжение на своих выводах, но в связи со снижением скорости вращения падает частота этого напряжения. Кроме того, активная мощность, проходящая через ТТ, меняет направление – при наличии питания активная мощность шла от источника питания к электродвигателю, а при исчезновении напряжения питания активная мощность идет от двигателя к сборным шинам, к которым он подключен.

2. Двухступенчатая защита минимального напряжения электродвигателей. Рассмотрим её подробнее.]

Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{мин1} = 0,7 \cdot U_n = 0,7 \cdot 6 = 4,2$ кВ

$$U_{с.з}^{1СТ} = \frac{U_{мин1}}{K_{отс} \cdot K_B} = \frac{4,2}{1,1 \cdot 0,935} = 4,08 \text{ кВ},$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,935$ – коэффициент возврата реле.

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий $t_{с.з.} = 0,5 - 1,5$ с. Учитывая, выдержка времени этих защит, как правило, равна 0, то принимают $t_{с.з.} = 0,5$ с.

Уставка по напряжению второй ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{мин2} = 0,5 \cdot U_n = 0,5 \cdot 6 = 3$ кВ

$$U_{с.з}^{2СТ} = \frac{U_{мин2}}{K_{отс} \cdot K_B} = \frac{3}{1,1 \cdot 0,935} = 2,916 \text{ кВ}$$

Выдержка времени второй ступени принимается $t_{с.з.} = 10-15$ с. Учитывая, выдержка времени этих защит, как правило, равно 0, то принимают $t_{с.з.} = 10$ с.

Защита минимального напряжения выполняется обычно групповой, т.е. действующей на отключение группы электродвигателей. Список электродвигателей, отключаемых первой и второй ступенями защиты, утверждается главным инженером предприятия.

									Лис
									86
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

11.6 Защита синхронного двигателя от асинхронного режима

При возникновении асинхронного режима работы СД в статоре и роторе возникают колебания (качания) тока – рис. 11.1. Асинхронный режим может возникнуть либо при снижении напряжения питания, либо уменьшения тока возбуждения.

Одним из вариантов простой защиты является токовая защита. Она может быть выполнена при помощи токового реле с зависимой от тока выдержкой времени (рис. 11.1, б) или с помощью мгновенного токового реле, действующего на вспомогательное промежуточное реле с замедленным размыканием контактов (рис. 11.1, в).

Действие этой защиты основано на том, что она не успевает возвратиться за время Δt спада тока между циклами качаний (рис. 11.1, а) и постепенно за несколько периодов качаний набирает время и срабатывает на отключение.

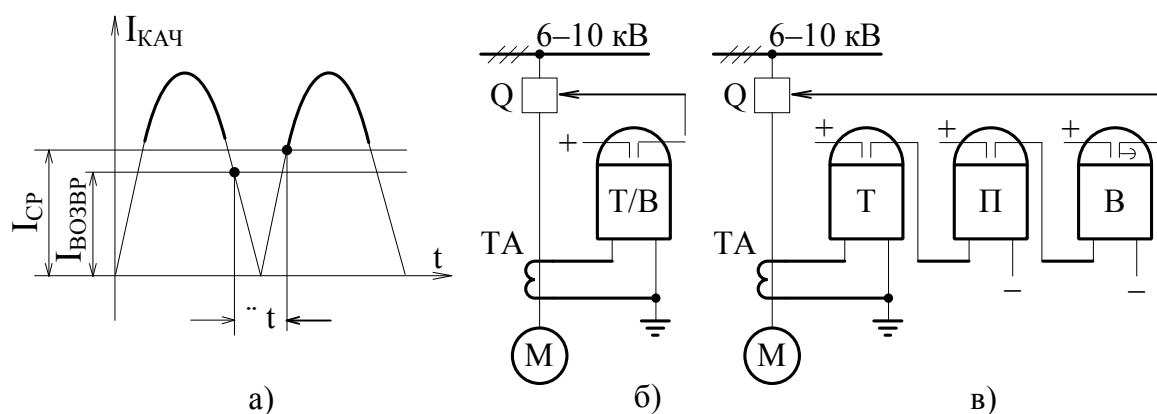
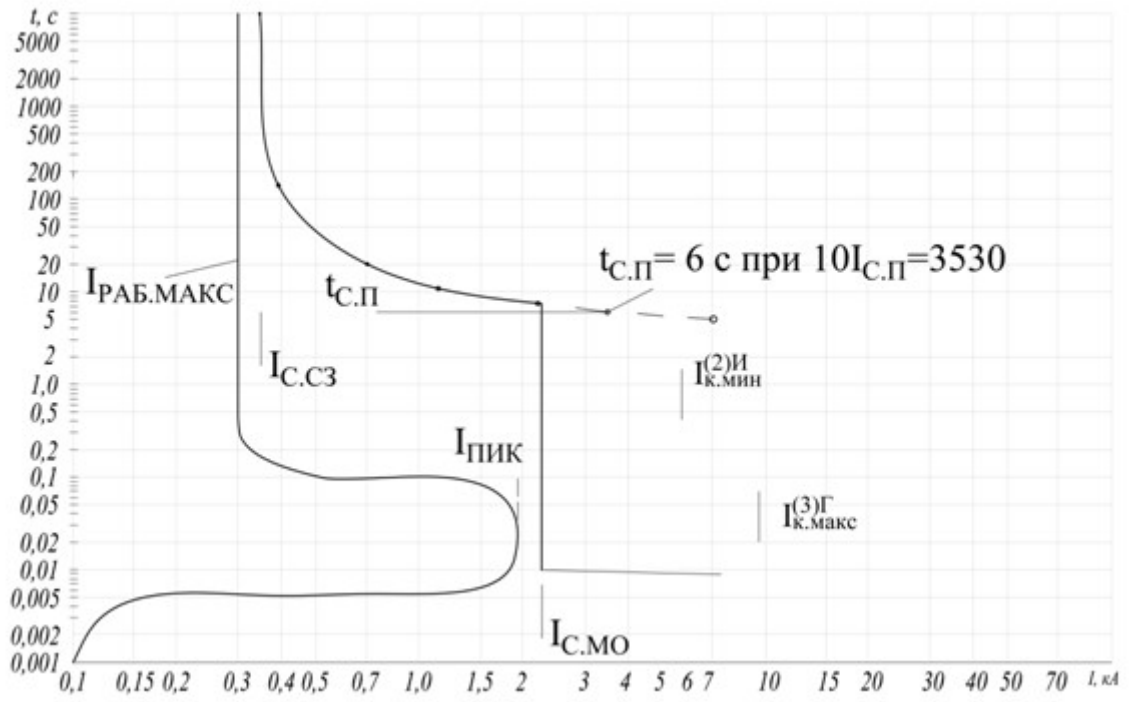


Рисунок 11.1 – Защиты СД от асинхронного режима

Рассмотренная защита, реагирующая на увеличение тока статора СД, непригодна для двигателей, подверженных периодическим перегрузкам.

На рисунке 11.2 показана карта селективности защиты СД.



Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

Лис

88

Рисунок 11.2 – Карта селективности защиты СД

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		89

11.7 Схема защиты СД терминалом SeramM41

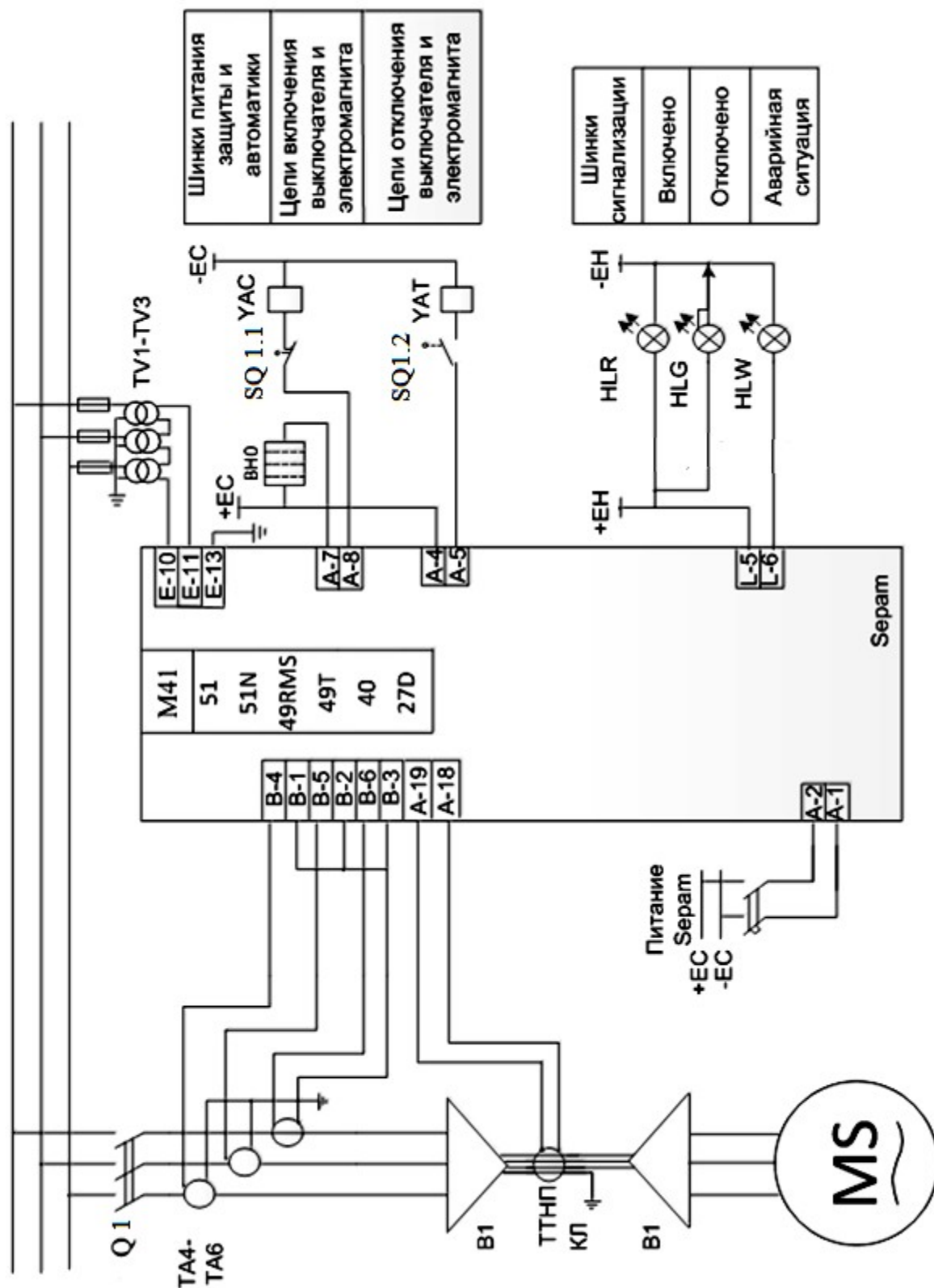


Рисунок 10.3 - Принципиальная схема релейной защиты СД напряжением 6 кВ

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

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

Таблица 11.2 – Спецификация на элементы схемы релейной защиты СД

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Количество	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
HLR	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
HLG	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
SQ1.1-SQ1.2	Путевой выключатель конечный		2	
YAC	Электромагнит включения		1	
YAT	Электромагнит отключения		1	
ВНО	Переключатель		1	Буквами О, Н, В соответственно обозначено <отключить>, <нейтральное положение>, <включить>

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе был рассмотрен принцип защиты синхронных двигателей, представлена схема защиты и карта селективности.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

Группа цехов станкостроительного завода находится на Южном Урале (в Средней полосе Европейской части РФ). Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках). Схема внешнего электроснабжения имеет напряжение 110 кВ.

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании [9], [8], и в соответствии с региональными картами расчетных районов Центральной России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

температура воздуха, °С:

- среднегодовая: + 2;
- наибольшая: + 40;
- наименьшая: - 39;
- при гололеде: - 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки: - 34;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 500$ Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_{г} = 120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190 см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 40 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации не-сложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

										Лис
										92
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [8, таблица 4.2.5], представлены в таблице 10.1.

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной 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

12.2 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы установлены так, чтобы обеспечивались удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно. К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей.

Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок под катки.

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов. Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

Расположение задвижек охладительных устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) устанавливаются за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором. Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 4,5 м.

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием. Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно [8] при переменном трехфазном токе: шины фазы А–желтым, фазы В–зеленым, фазы С– красным цветами.

Согласно [10] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 12.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 12.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

№	Наименование средства защиты	Количество
1	Изолирующая штанга (универсальная)	
1.1	110 кВ	2 шт.
1.2	10 кВ	2 шт.
2	Указатель напряжения	
2.1	110 кВ	2 шт.
2.2	10 кВ	2 шт.
3	Диэлектрические перчатки	4 пары
4	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
5	Переносные заземления	
5.1	110 кВ	4 шт.
5.2	10 кВ	4 шт.
6	Защитные ограждения (щиты)	4 шт.
7	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8	Противогаз изолирующий	2 шт.
9	Защитные очки или щитки	2 шт.

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения.

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с samozапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1,2 м, высота не менее 2 м, согласно [8].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

12.3 Электробезопасность

В соответствии с [11], электробезопасность группы цехов станкостроительного завода обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности. Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность группы цехов обогатительной фабрики:

1. оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
2. допуск к работе;
3. надзор во время работы;
4. оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок должны быть установлены в стандартах безопасности труда, а также в стандартах, технических условиях и технических регламентах на электротехнические изделия, электрифицированное оборудование и инструменты.

Предусматривается переработка требований электробезопасности при переснащении производственных объектов, производстве и внедрении новой техники и технологий.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие

									Лис
									96
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры.
- безопасное расположение токоведущих частей.
- изоляция токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);
- изоляция рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- электрическое разделение;
- предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
 - зануление.
 - выравнивание потенциалов;
 - защитное экранирование;
 - систему защитных проводов;
 - защитное отключение;
 - изоляцию нетоковедущих частей;
 - электрическое разделение сети;
- простое и защитное разделения цепей;
- малое напряжение;
 - контроль изоляции;
 - компенсацию токов замыкания на землю;
 - электроизоляционные средства;
 - средства индивидуальной защиты.

						13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат			97

В соответствии с требованиями ПУЭ:

Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя. [8, п.4.2.27]

Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя. [8, п.4.2.28]

12.4 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ограничителя перенапряжения и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

В группе цехов станкостроительного завода для всех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно [12] расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10мм и длиной 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром 6мм.

										Лист
										98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	

12.5 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 12.1). 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).

В соответствии с [8, п.1.7.90] продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем в том числе по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью $S_{ОРУ} = 55 \cdot 37 = 2035 \text{ (м}^2\text{)}$. 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:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (12.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя;

R_3 – сопротивление искусственного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос - опоры одной подходящих к подстанции воздушной линии электропередачи 110 кВ на железной опоре с длиной пролета $l = 125 \text{ м}$; линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 5 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

										Лис
										99
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

$$R_e = \sqrt{r_{on} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_m}}$$

где n_T – количество тросов на опоре.

$$R_e = \sqrt{5 \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{50 \cdot 1}} = 1,369 \text{ Ом}$$

Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя (рисунок 10.1) суммарную длину горизонтальных электродов:

$L_T = 55 \cdot 2 + 37 \cdot 10 + 24,4 \cdot 2 + 10,2 \cdot 2 + 15,2 \cdot 2 + 8,2 = 634,6$ м; количество вертикальных электродов $n = 56$, длина вертикальных электродов (заземлителей) $L_B = 5$ м.

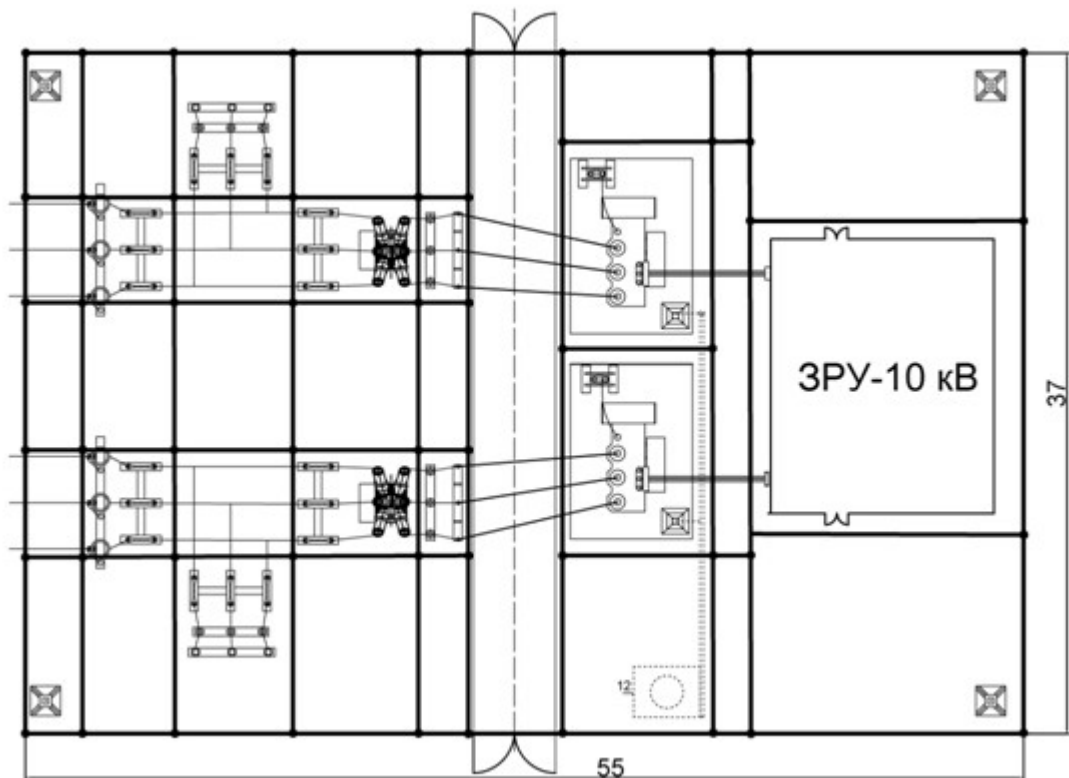


Рисунок 12.1 – Предварительная схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной решетки площадью $S_{ОРУ} = 2035 \text{ (м}^2\text{)}$ и длиной одной стороны $\sqrt{S} = 45,11$ (рисунок 10.2).

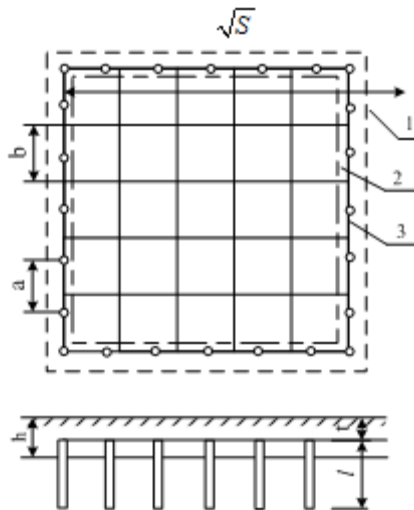


Рисунок 12.2 – Модель заземляющего устройства подстанции:
 1 – ограждение подстанции; 2 – площадь, занятая оборудованием; 3 – заземляющий контур; l – длина вертикальных заземлителей; t – глубина заложения заземлителей; h_1 – толщина верхнего слоя грунта; a – расстояние между вертикальными заземлителями; b – расстояние между горизонтальными заземлителями

Количество ячеек на одной стороне заземлителя:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1,$$

$$m = \frac{634,6}{2 \cdot 45,11} - 1 = 7,034 \text{ шт.}$$

Принимаем $m=7$.

Рассчитаем уточненную суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1),$$

$$L_2 = 2 \cdot 45,11 \cdot (7+1) = 721,8 \text{ м.}$$

А также рассчитаем длину стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m},$$

$$b = \frac{45,11}{7} = 6,4$$

Расстояние между электродами в модели:

$$a = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{n_6}$$

$$a = \frac{45,11 \cdot 4}{56} = 3,22 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

									Лис
									10
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

$$L_g = L_g \cdot n,$$

$$L_g = 5 \cdot 56 = 280 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикального заземлителя:

$$t_{\text{отн}} = \frac{L_g + t_g}{\sqrt{S}},$$

$$t_g = \frac{L_g}{2} + 0,7 = \frac{5}{2} + 0,7 = 3,2,$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 3,2}{45,11} = 0,182.$$

Относительная длина верхней части вертикального заземлителя, т.е. части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h - t_{\text{отн}}}{L_g},$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,182}{5} = 0,364.$$

По имеющимся значениям ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot k \quad (12.2)$$

Поскольку $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{60} = 1,66 \leq 10$, значение k определяем по уравнению:

$$k = 0,43 \cdot (L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{L_g}))$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,364 + 0,272 \cdot \ln\left(\frac{3,22 \cdot \sqrt{2}}{5}\right) \right) = 0,146$$

Тогда по выражению (12.2):

$$\rho_3 = 60 \cdot k$$

Сопротивление искусственного заземлителя находим по выражению

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g},$$

Поскольку:

$$0 \leq t_{\text{отн}} = 0,182 \leq 0,5,$$

то значение A определяем по уравнению:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{\text{отн}},$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,182 = 0,34.$$

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		10

$$R_3 = \frac{0,34 \cdot 63,64}{45,11} + \frac{63,64}{634,6 + 280} = 0,557.$$

Найдем полное эквивалентное сопротивление по формуле (12.1):

$$R_{\Sigma} = \frac{1,369 \cdot 0,557}{1,369 + 0,557} = 0,396 \text{ Ом}.$$

Таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению, согласно [8, п. 1.7.90].

12.6 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Освещение ОРУ осуществляется светодиодным прожектором ДО15-120-201 KOSMOS 750, питающимся от сети переменного тока напряжением 220 В. Параметры прожектора приведены в таблицах 10.3 из [13]

Таблица 12.3 – Параметры светодиодного прожектора ДО15-120-201 KOSMOS 750

Тип лампы	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч
ДО15-120-201	220	117	15091	8000

Рассчитаем освещенность ОРУ ГПП площадью $S = 2035 \text{ м}^2$.

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:

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10 \text{ лк}$, согласно [14], XII разряд 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 ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

$$\Sigma \Phi = 10 \cdot 2035 \cdot 1,5 \cdot 1,3 = 39680 \text{ лм}.$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma \Phi}{\Phi_l \cdot \eta},$$

где Φ_l – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

									Лис
									10
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

$$N = \frac{39680}{15060 \cdot 0,96} = 2,75.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{max}}{700}},$$

где I_{max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{8829}{700}} = 3,5 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 4 прожектора типа ДО15-120-201 KOSMOS 750[13], установленными на высоте 3,5 м. Прожекторы размещены с четырех сторон ОРУ на возвышениях.

12.7 Пожарная безопасность

В соответствии с [15] и [16] помещения и наружные установки ГПП имеют следующие категории по взрывопожарной и пожарной опасности:

- Закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) – категория В4

- Открытое распределительное устройство – категория Вн.

Таблица 12.4 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
ЗРУ 10 кВ	В4
ОРУ 110 кВ	Вн

Выберем средства пожаротушения для помещения ОРУ. ОРУ относится к категории В4 по пожарной опасности, выберем тип щита Е согласно [17]: класс пожара Е, связанный с горением электрических установок, находящихся под напряжением.

Таблица 12.5 – Комплектация щита ЩП-Е

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара ЩП-Е класс. Е
Огнетушитель порошковый (ОП) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, килограммов 10/9	1

						13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат			10

Углекислотные (ОУ) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, килограммов 5/3	2
Крюк с деревянной рукояткой	1
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	1
Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком 0,5 куб. метра	1

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000оС, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенять газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

В соответствии с [8] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 12.4), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДН–25000/110/10 объем масла составляет 16.9 тонн). Согласно [8, п. 4.2.69] габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т;

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м3.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		10

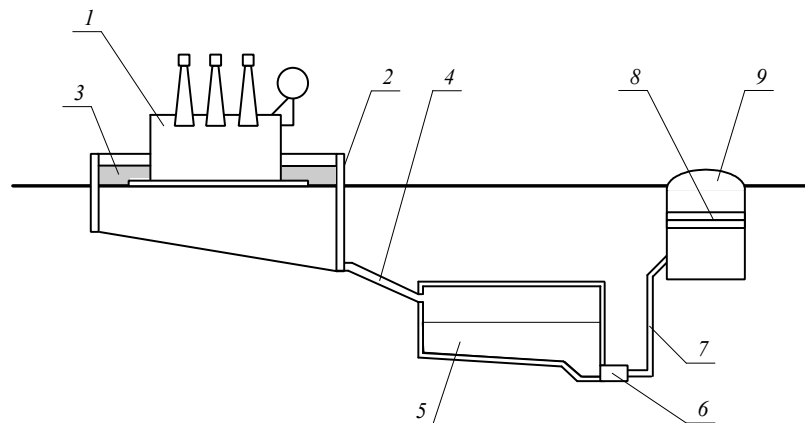


Рисунок 12.3 - Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора

- На рисунке: 1 – трансформатор;
 2 – маслоприемник;
 3 – дренажно-гравийная засыпка;
 4 – маслоотвод;
 5 – маслосборник;
 6 – насос;
 7 – трубопровод;
 8 – фильтр;
 9 – колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с [8] расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТДН – 25000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

12.8 Расчет молниезащиты подстанции

Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 10.4).

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии.

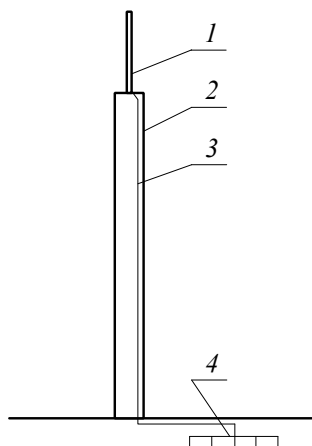


Рисунок 12.4 – Конструкция стержневого молниеотвода

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для Урала, где планируется расположение группы цехов станкостроительного завода, характерное количество грозовых часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 10.5). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [18]. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

$$D = \sqrt{51^2 + 33,6^2} = 61,07 \text{ м}$$

где $a = 51$ м, $b = 33,6$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта $h_x = 8$ м.

									Лис
									10
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

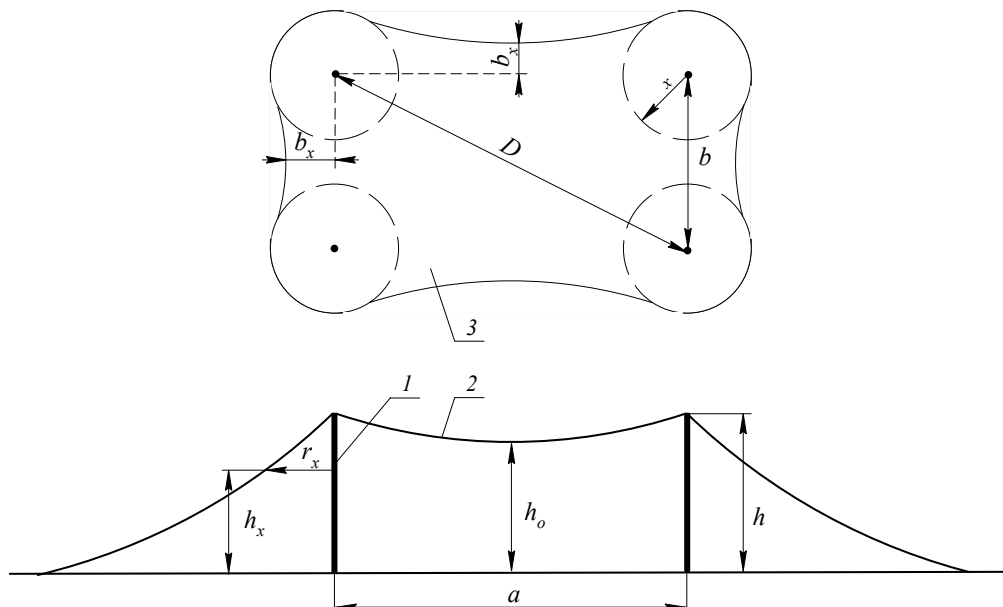


Рисунок 12.5 – Молниезащита подстанции

Примем, что высота молниеотвода $h < 30\text{м}$ ($p = 1$), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8},$$

$$h = \frac{61 + 8 \cdot 8}{8} = 15,6 \text{ м}$$

Примем высоту молниеотвода 20 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

$$61 \leq 8 \cdot 1 \cdot (20 - 8),$$

$$61 \leq 96$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [18].

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполняется с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий. Также дополнительно сетка устанавливается на крышу ОПУ.

В

ыводы по разделу двенадцать

В данном разделе был произведен расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведен расчёт освещения открытого распределительного устройства.

									Лис
									10
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

13 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

В ходе выполнения работы был произведен выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения. Было определено рациональное напряжение по формуле Стилда, полученное значение находилось между двумя классами стандартных напряжений 10 кВ и 110 кВ. Для выбора подходящего класса напряжения внешнего электроснабжения необходимо провести технико-экономические расчеты и SWOT-анализ рассматриваемых вариантов.

13.1 Результаты технико-экономического сравнения

При технико-экономическом сопоставлении двух вариантов внешнего электроснабжения были установлены технико-экономические показатели классов напряжения 10 кВ и 110 кВ, результаты представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант	Напряжение сети	Капитальные затраты, тыс.руб.	Удельная стоимость годовых потерь ЭЭ, руб/кВт·ч	Общая стоимость потерь ЭЭ, тыс.руб/год	Приведённые затраты на электрооборудование, тыс.руб/год	Годовая плата за электроэнергию, тыс.руб/год	Приведенные затраты, тыс.руб/год
1	10 кВ	9155	10,4	9154	1481	817553	828188
2	110 кВ	55609	7	4660	10589	534847	550056

При сравнении данных технико-экономических показателей двух вариантов можно увидеть, что капитальные затраты на напряжение 10 кВ значительно меньше капитальных затрат на напряжение 110 кВ. Но при всем выше перечисленным использование напряжения 10 кВ является более затратным, что связано с большими затратами на потери электроэнергии при передачи мощности и более высоким тарифом на электроэнергию, а следовательно и платой за электроэнергию. Сравнивая два варианта напряжения сделаем свой выбор в пользу напряжения 110 кВ.

13.2 Модели SWOT-анализа вариантов внешнего электроснабжения

SWOT анализ – это метод стратегического планирования, заключающийся в выявление факторов внутренней и внешней среды организации и разделение их на четыре категории: S (strenghts) – сильные стороны, W (weaknesses) – слабые стороны технического решения, а также O (opportunities) – её возможности и T (threats) – угрозы.

На рисунках ниже представлены SWOT анализ рассматриваемых вариантов внешнего электроснабжения.

									Лис
									10
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					

13.03.02.2019.107.00 ПЗ

Как видно из SWOT-анализа выбранный вариант по показателям технико-экономического сравнения внешнего электроснабжения также более предпочтительней, т. к. имеет больше сильных сторон, меньше угроз и слабых сторон. Возможности при этом различаются незначительно (рисунок 13.1, рисунок 13.2).

<p>S – сильные стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Уменьшенный тариф на электроэнергию; – Уменьшение потерь мощности в питающей сети трансформаторе; – Уменьшение потерь напряжения в питающей сети и трансформаторе 	<p>W – слабые стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Увеличенная охранная зона; – Высокая стоимость оборудования ПС; – Увеличение токов короткого замыкания по сравнению с 10 кВ
<p>O – возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Применение инновационных информационно-технических решений ; – Наличие типовых решений, сокращение сроков реализации проекта; – Повышение квалификации и технической грамотности сотрудников 	<p>T – угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Рост тарифов на электроэнергию; – Финансовая зависимость от объема государственных заказов; – Недостаток или снижение инвестиций в условиях экономического кризиса

Рисунок 13.1 – SWOT анализ схемы внешнего электроснабжения 110 кВ

<p>S – сильные стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Уменьшенные капитальные затраты по сравнению с напряжением 110 кВ. – Уменьшенная охранная зона по сравнению с напряжением 110 кВ. 	<p>W – слабые стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Однофазное замыкание на землю приводит к возрастанию напряжения в двух других фазах до Ул, а это может привести к развитию междуфазного КЗ. – Высокий тариф на электроэнергию. – Увеличенные потери напряжения. – Увеличенные потери мощности
<p>O – возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Применение современного, инновационного оборудования – Наличие типовых решений, сокращение сроков реализации проекта; 	<p>T – угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Рост тарифов на электроэнергию. – Финансовая зависимость от объема государственных заказов; – Недостаток или снижение инвестиций в условиях экономического кризиса

Рисунок 13.2 – SWOT анализ схемы внешнего электроснабжения 10 кВ

13.3 Построение пирамиды целеполагания предприятия

Пирамида целеполагания – это модель, необходимая для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения экономической эффективности по уровням управления предприятия.

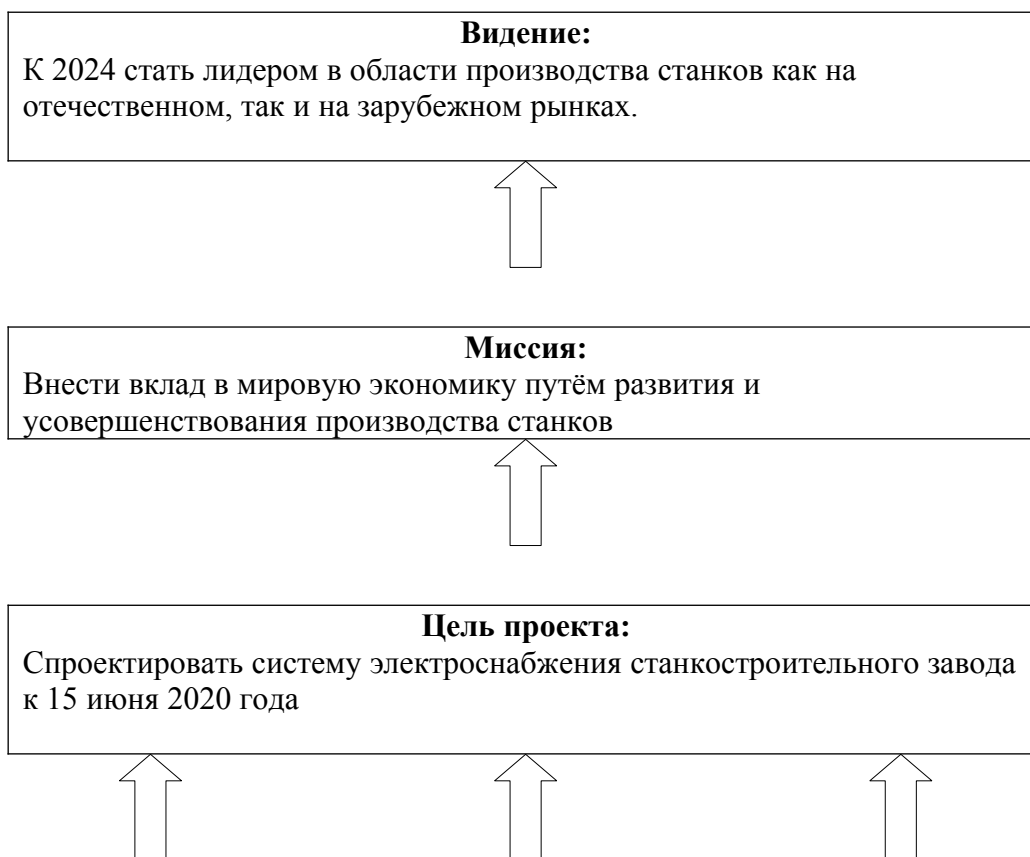


Рисунок 13.3 – Модель пирамиды целеполагания предприятия

13.4 Построение модели дерева целей проекта

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

Формулировки целей должны соответствовать принципам SMART. Это означает, что они должны отражать специфику темы проекта, измеримость по величине, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по времени.



<p>1.1 Цели технические и экономические:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Обеспечение требуемого Уровня надежности и резервирования 2) Улучшение качества электрической энергии (ГОСТ 32.144-2013) 3) Поддержания требуемого напряжения 	<p>1.2 Цели экологические и экономические:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Выбор рационального Класса напряжения 2) Выбор экономически целесообразного электрооборудования 3) Соблюдение современной технологии производства с наименьшим влиянием на окружающую среду 	<p>Цели управленческие</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Организация работ на стадии проектирования 2) Согласование проектной документации со всеми службами в зоне которых находится проектируемый объект 3) Организация работ на стадии реализации проекта
--	--	--

Рисунок 13.4 – Дерево целей проект

13.5 Построение модели поля сил реализации проекта

Модель поля сил – это модель, отражающая движущие силы, благоприятно сказывающихся на реализации проекта и сдерживающие силы, препятствующие этому. С помощью анализа поля сил можно понять, какие изменения следует внести и как их реализовать, чтобы достичь поставленной цели.

На рисунке ниже представлена данная модель, в которой широкие стрелки соответствуют более сильному влиянию, соответственно тонкие – менее сильному.

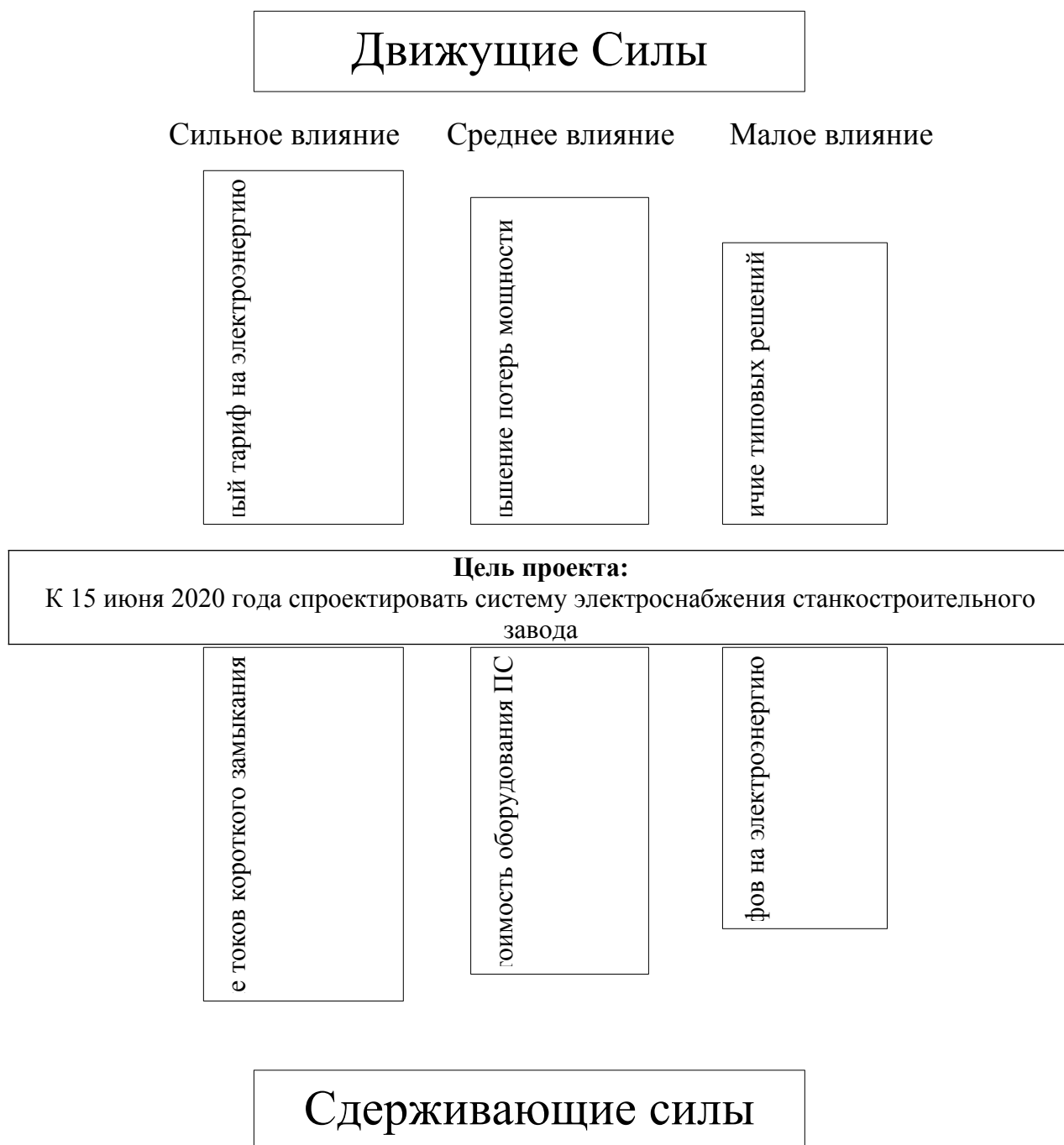


Рисунок 13.5 – Модель поля сил проекта

Уменьшенный тариф на электроэнергию отнесен к движущим силам с сильным влиянием потому плата за электроэнергию имеет сильное влияние на затраты. Уменьшение потерь мощности в сетях и трансформаторах отнесена к движущим силам среднего влияния т.к. уменьшение потерь электроэнергии ведет к экономии средств. Наличие типовых решений отнесено к движущим силам малого влияния т.к. типовые решения есть для большинства проектов.

Увеличение токов короткого замыкания отнесено к сдерживающим силам сильного влияния т.к. это приводит к увеличению стоимости оборудования и проекта в целом. Высокая стоимость электрооборудования отнесена к сдерживающим силам среднего влияния т.к. чем выше класс напряжения, тем больше стоимость оборудования. Увеличение тарифов на электроэнергию отнесено к сдерживающим силам со слабым влиянием т.к. приводит к увеличению затрат.

13.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

Для реализации проекта, составим план-график Ганта, на котором проиллюстрируем порядок выполнения работ для реализации проекта. Назначим исполнителей и определим примерное время выполнения работ (таблица 11.2).

Наименование разделов проектной работы	Исполнители	Кол-во исполнителей	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль
Расчёт электрических нагрузок	Инженер проектировщик	1							
Выбор места расположения ГПП	Инженер проектировщик	1							
Выбор цеховых ТП	Инженер проектировщик	1							
Выбор электрооборудования	Инженер проектировщик	1							
Компенсация реактивной мощности	Инженер проектировщик	1							
Выбор РЗиА	Инженер РЗиА	1							
Согласование и утверждение проекта	Главный инженер	1							

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
					11	
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 13.2 – План-график Ганта проекта электроснабжения завода

Вывод по разделу тринадцать

В данном разделе была рассмотрена экономика и управление предприятием, выделены сильные и слабые стороны выбранного варианта.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		11

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов станкостроительного завода. В результате принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Так же решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов. В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике.

В прилагаемой графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображена электрическая схема ГПП и внутреннего электроснабжения завода.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		11

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под. ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: Т.1. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М. Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.
3. Выключатели элегазовые серии ВГБУ на 35, 110 и 220 кВ./ Энергомаш (Екатеринбург) – ОАО «Уралэлектротяжмаш».
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.Л.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989 - 607с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2017. – 376 с.
6. Комплектные распределительные устройства (КРУ, КСО) внутренней установки 6-10 кВ./ ОАО «Московский завод Электроцит» .
7. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, 1992. – 7 с.
8. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Стереотипное. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 704 с.
9. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – Введ. 2013–01–01. М.: Минстрой России, 2012. – 113 с.
10. СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках: Минэнерго России, 2003. – 57 с.
11. ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. 32 с
12. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6–750 кВ. – Введ. 2012–02–03. М.: Стандартинформ, 2012. – 63 с.
13. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия
14. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – Введ. 2011–05–20. М.: Минрегион России, 2010. – 75 с.
15. РД 34.03.350-98. Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО ЕЭС России с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 1998–04–01. М.: РАО ЕЭС России, 1998. – 9 с.
16. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ
17. Правила противопожарного режима РФ – Введ. 2012–04–
18. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.: Минэнерго России, 2003. – 29 с.
19. ИРФУ.671241.015РЭ. Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. Руководство по эксплуатации и паспорт.
20. Автоматические выключатели низкого напряжения Masterpact NT и NW, Compact NS, Acti9. Каталог. ЗАО «Шнейдер Электрик»
21. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах

									Лис
									11
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	13.03.02.2019.107.00 ПЗ				

электроснабжения общего назначения...: Стандартиформ, 2014. – 16 с.

					13.03.02.2019.107.00 ПЗ	Лис
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		