

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
Факультет Электротехнический
Кафедра Автоматика
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Голощапов С.С. (ф.и.о.)

20 ____ г.

Электроснабжение военного городка №1 г. Чебаркуль
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ
ЮУрГУ–13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП

Консультант работы
начальник ЖКС № 10

Есин Д.В.

20 ____ г.

Руководитель проекта (должность)
к.т.н., доцент кафедры автоматики

Валеев Г.С.

20 ____ г.

Автор проекта
студент группы МиЭт-547

Анненков О.И.

20 ____ г.

Нормоконтролер (должность)
д.т.н., профессор кафедры автоматики

Четошникова Л.М.

20 ____ г.

АННОТАЦИЯ

Электроснабжение военного городка №1. – Челябинск:
ЮУрГУ, ЭТФ, 2020, 94 с., 18 илл., 37 таблицы.
Библиографический список – 18 наименований, 5 листа
чертежей ф.А3.

В данной работе осуществляется проектирование системы электроснабжения военного городка №1.

В результате проведенного технико-экономического сравнения двух вариантов внешнего электроснабжения завода был выбран наиболее экономически рациональный. Таким образом питание завода от энергосистемы осуществляется на напряжении 110 кВ, так как он наиболее выгоден по расходам на электроэнергию в год. Также произведен выбор и проверка трансформаторов, кабелей и другого коммутационного оборудования в системе внешнего и внутреннего электроснабжения завода.

Произведенный расчет компенсации реактивной мощности показал необходимость в установке низковольтных БК на шинах 0,4 кВ ТП, и на шинах РУ 10 кВ ГПП.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разр.</i>		Анненков О.И.			Электроснабжение военного городка №1 г. Чебаркуль	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		Валеев Г.С.				3	94	
<i>Н.кон.</i>		Четошникова Л.М.			ЮУрГУ, СЭС			
<i>Утв.</i>		Голощапов С.С.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА.....	12
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ.....	14
2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	14
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	20
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	23
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	26
4 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	33
5 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	37
5.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	38
5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.....	39
5.3 Расчет токов короткого замыкания.....	40
5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.....	43
5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения.....	48
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	50
6.1 Выбор напряжения.....	51
6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	51
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	51
6.4 Расчет питающих линий.....	52

						Лист
					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	58
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	64
8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.....	64
8.2 Выбор ячеек КРУ 10 кВ ГПП.....	64
8.3 Выбор выключателей КРУ.....	66
8.4 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	67
8.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	70
8.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	72
8.7 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции.....	73
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	75
9.1 Описание схемы электроснабжения.....	75
9.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности.....	77
9.3 Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками.....	77
9.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений.....	79
9.5 Определение реактивной мощности источников.....	80
9.6 Определение мощности высоковольтной БК.....	81
10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	81
11 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН 16000/110.....	82
11.1 Продольная дифференциальная защита.....	83
11.2. Защита от внешних коротких замыканий (МТЗ).....	81
11.3. Защита от перегруза.....	89
11.4. Газовая защита.....	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	97

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 1 - Основные сведения об электроприемниках завода (до 1000 В)

№ цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ ЭП, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число ЭП, $n_э$	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности \cos
1	Заводоуправление	190	15	0,33	0,85
2	Ремонтно-механический цех	–	–	–	–
3	Блок механических цехов	7880	190	0,55	0,6
4	Очистные сооружения № 1	1000	20	0,85	0,85
5	Очистные сооружения № 2	1000	20	0,85	0,85
6	Центральная котельная	1760	25	0,65	0,75
7	Цех № 7	7055	100	0,65	0,76
8	Учебный корпус	240	45	0,35	0,65
9	Кислородная станция	1835	40	0,85	0,89
10	Депо	200	5	0,45	0,76
11	Склад 1	90	10	0,25	0,65
12	Склад 2	100	10	0,35	0,7
13	Кузнечно-прессовый цех	4610	100	0,65	0,76
14	Цех ремонта прокатного оборудования	1460	95	0,55	0,75
15	Цех № 8 (трубный)	11 580	300	0,65	0,8

Таблица 2 – Сведения об ЭП 10 кВ

№ цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного ЭП, кВт	Кол-во электроприёмников	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности \cos
7	Цех 7	Синхронные двигатели	500	2	0,8	0,8
15	Цех 8	Синхронные двигатели	500	2	0,8	0,8

Таблица 3 - Дополнительные сведения

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		4
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ		35 и 110
Мощность короткого замыкания (МВА) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	U_1	700
	U_2	4000
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	согласно действующим тарифам	
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	31,6
	почвы (на глубине)0,7 м	15
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Нет
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть значит. усилия

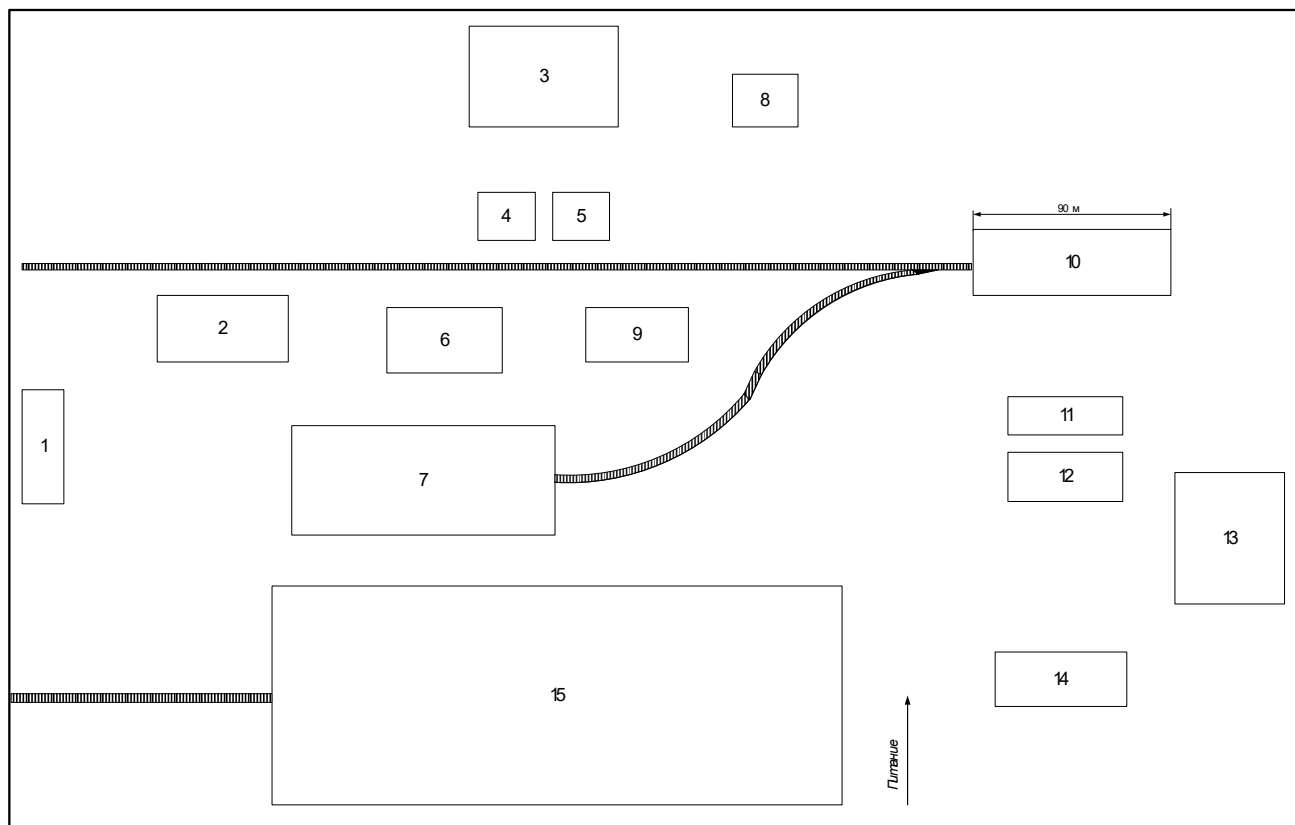


Рисунок 1 – Генеральный план группы цехов трубопрокатного завода



Рисунок 2 – План ремонтно-механического цеха №2

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения военного городка №1 г. Чебаркуль:

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 40923 кВт.

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 2000 кВт (4 СД по 500 кВт).

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия на предприятии имеются потребители всех категорий.

К потребителям первой категории относятся: трубный цех №8.

К потребителям второй категории относятся:

- заводоуправление, блок механических цехов, очистные сооружения №1,2, центральная котельная, цех №7, учебный корпус, кислородная станция, депо, кузнечно-прессовый цех, цех ремонта прокатного оборудования.

К потребителям третьей категории относятся:

-склады, ремонтно-механический цех.

4) Полная расчетная мощность на шинах РУ 10 кВ: 21756,11 кВА.

5) Коэффициенты реактивной мощности: нормированный - $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}=0,5$; расчетный – $\text{tg}\varphi_{\text{расчет}}=0,55$.

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 4000 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 1 км; питающая линия выполнена проводом марки АС-95/16.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10) Для питания потребителей напряжением ниже 1 кВ устанавливается 10 цеховых КТП с трансформаторами типа ТМЗ мощностью 630, 1000, 1250, 1600, 2000 и 2500 кВА и низковольтные распределительные шкафы типа ПР8.

12) Тип кабельных линий: АПвПу2г-10, сечения: 3х95, 3х120, 3х150, 3х185, 3х240.

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП					

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения (далее СЭС) - называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии.

СЭС промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроприемников предприятия, и должны соответствовать определенным требованиям:

- затраты на строительство СЭС должны быть минимальными, при обеспечении технических требований;
- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения;
- обеспечивать надлежащее качество электрической энергии;
- иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации;
- быть безопасной для посторонних и обслуживающего персонала, без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии.

В данном курсовом проекте осуществляется проектирование электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода. Первым этапом разрабатывается схема подключения завода к пункту питания, а вторым схема его внутреннего электроснабжения.

Основной задачей данной работы является спроектировать систему электроснабжения завода, таким образом, чтобы она была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество энергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Целью курсового проекта является разработка рационального варианта электроснабжения предприятия, с соблюдением требований ГОСТ к надёжности и качеству электроэнергии, отпускаемой потребителям, а также разработка электрической схемы, выбора основного оборудования.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА

Современный трубопрокатный завод является одной из промышленных групп металлургических заводов, который занимается производством сварных и бесшовных труб широкого ассортимента (трубы электросварные, трубы бесшовные горячедеформированные, насосно-компрессорные трубы, профильные трубы и др.) для магистрального и внутрипромыслового трубопроводного транспорта, для добычи и транспортировки нефти и газа.

Ввиду отсутствия признаков химической опасности, легко воспламеняющихся жидкостей, взрывоопасных газов, смесей и паров, помещения цехов будем считать невзрывоопасными. В связи с этим температура окружающей среды в цехах принята 25 °С. Помещение будет оснащено электрооборудованием общего назначения без учета требований определенных условий.

Так как в цехе идет работа с металлическими изделиями, т.е. твердыми негорючими веществами, то в соответствии с ПУЭ принимаем категорию пожароопасности П-П а. В соответствии с данной категорией, токопроводящие жилы будем выполнять из алюминия.

Трубопрокатный завод в своем промышленном производстве использует огромное количество самых разнообразных потребителей электроэнергии. В свою очередь они включают в себя электроприемники и группы электроприемников, объединенных единым технологическим процессом и размещенных на одной территории.

На территории завода находятся 15 объектов. Данный завод работает по трехсменному графику с непрерывным режимом работы, годовое число использования максимума нагрузки $T_{max} = 6500$ ч.

Электроприемники (потребители) любого предприятия имеют классификацию по роду тока, напряжению, частоте, надёжности электроснабжения, режиму работы, мощности, симметричности нагрузки и

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

режиму нейтрали. Классификация по указанным выше признакам для потребителей трубопрокатного завода будет следующей:

1) По роду тока – электроприемники трехфазного и однофазного тока с напряжением до и выше 1 кВ.

2) По степени надёжности относятся к потребителям 1, 2 и 3-й категорий:

– электроприемники 1 категории (цех №8).

– электроприемники 2 и 3 категории, к которым относятся производственные корпуса и цеха, заводоуправление, ремонтные мастерские, склады. Они получают питание от двух независимых источников электроснабжения с переключением на резерв действиями дежурного персонала.

3) По режиму работы – с продолжительным режимом работы.

4) По симметричности нагрузки – электроприемники с симметричной нагрузкой.

5) По напряжению – до и выше 1 кВ (имеются ЭП 10 кВ).

6) По режиму работы нейтрали – изолированная и компенсированная нейтраль.

7) По мощности – электроприемники малой и средней мощности.

8) По частоте – промышленной частоты 50 Гц.

План проектируемой системы электроснабжения трубопрокатного завода представлен на рисунке 1.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчёт производится с помощью усовершенствованного метода упорядоченных диаграмм. Его основной областью применения является – расчет электрических нагрузок объектов общего назначения промышленности и отраслей, приравненных к ней, в тех случаях, когда не известен график электрических нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Расчетные мощности P_p и Q_p определяются по формулам:

$$P_p = K_{PA} \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ}, \quad (2.1)$$

$$Q_p = K_{PA} \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \phi_{II}, \quad (2.2)$$

где $K_{ИА}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных электроприемников приводится в электротехнических справочниках.

$$\operatorname{tg} \phi = \operatorname{tg}(\operatorname{arc} \cos \phi)$$

K_{PA} – расчетный коэффициент активной мощности; определяется по справочным материалам $K_{PA} = f(n_э; K_{ИА})$;

K_{PP} – расчетный коэффициент реактивной мощности:

$$K_{PP} = \frac{1}{1 + 6\sqrt{n_э}}; \quad (2.3)$$

$n_э$ - эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{НОМ.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ.i}^2}, \quad (2.4)$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.5)$$

Расчетный ток:

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.6)$$

где U_n – номинальное напряжение цеховой сети, $U_n = 0,38$ кВ.

Групповой коэффициент использования по активной мощности и $\text{tg}\varphi$ определяются по соответствующим формулам:

$$K_{\text{иа}\Sigma} = \frac{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}}{\sum P_{\text{ном}}}; \quad (2.7)$$

$$\text{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi}{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}}. \quad (2.8)$$

В результате расчетов, полученные данные сводим в таблицы 2.1, 2.2.

Таблица 2.1- Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

№	Исходные данные					Расчётные величины								Расчётные мощности			Iр (А)
	По заданию технологов				Справочные			Средняя нагрузка		п·P ² ном (кВт)	пэ	Кра	Kpp	Pp (кВт)	Qp (кВАр)	Sp (кВА)	
	Наименование ЭП и узлов СЭС	Кол-во Э.П на уч-ке	Pном прив. к дл. реж. ПВ 100%		Киa	cos (φ)	tg (φ)	Pс=Киa·Pном (кВт)	Qс=Киa·Pном·tg (φ) (кВАр)								
одног о			общая														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I. Механическое отделение 1 (ШР-1)																	
1	Станок металлорежущий	3,00	1,00	3,00	0,12	0,40	2,29	0,36	0,82	3,00							
2	Станок металлорежущий	4,00	5,50	22,00	0,12	0,40	2,29	2,64	6,05	121,00							
3	Станок металлорежущий	3,00	14,00	42,00	0,12	0,40	2,29	5,04	11,55	588,00							
4	Станок металлорежущий	2,00	40,00	80,00	0,12	0,40	2,29	9,60	22,00	3200,00							
5	Станок точильно-шлифовальный	6,00	3,90	23,40	0,17	0,65	1,17	3,98	4,65	91,26							
6	Станок шлифовальный	3,00	20,00	60,00	0,17	0,65	1,17	10,20	11,93	1200,00							
7	Станок для испытания абразивных кругов	3,00	11,00	33,00	0,12	0,40	2,29	3,96	9,07	363,00							
8	Бак для приготовления эмульсии	2,00	1,30	2,60	0,43	0,70	1,02	1,12	1,14	3,38							
9	Агрегат рецирк-ионный	2,00	1,50	3,00	0,65	0,70	1,02	1,95	1,99	4,50							
10	Вентилятор	3,00	1,60	4,80	0,65	0,80	0,75	3,12	2,34	7,68							
11	Кран	2,00	10,00	20,00	0,20	0,50	1,73	4,00	6,93	200,00							
12	Таль электрическая	3,00	4,00	12,00	0,15	0,50	1,73	1,80	3,12	48,00							
Итого по ШР- 1		36		305,80	0,16			47,77	81,58	5829,82	16,04	1,43	1,04	68,31	84,98	109,03	165,65
II. Механическое отделение 2 (ШР-2)																	
13	Станок металлорежущий	4,00	1,60	6,40	0,12	0,40	2,29	0,77	1,76	10,24							
14	Станок металлорежущий	4,00	7,00	28,00	0,12	0,40	2,29	3,36	7,70	196,00							
15	Станок металлорежущий	1,00	10,00	10,00	0,12	0,40	2,29	1,20	2,75	100,00							
16	Станок универсальный	3,00	12,00	36,00	0,17	0,65	1,17	6,12	7,16	432,00							
17	Ножницы	3,00	15,00	45,00	0,17	0,65	1,17	7,65	8,94	675,00							
18	Станок шлифовальный	5,00	7,00	35,00	0,17	0,65	1,17	5,95	6,96	245,00							
19	Станок точильно-шлифовальный	4,00	1,60	6,40	0,12	0,40	2,29	0,77	1,76	10,24							

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
20	Машина листогибочная трехвалковая	3,00	15,50	46,50	0,24	0,65	1,17	11,16	13,05	720,75							
21	Мешалка двухвальная	3,00	2,80	8,40	0,40	0,60	1,33	3,36	4,48	23,52							
22	Кран подвесной	2,00	2,50	5,00	0,35	0,50	1,73	1,75	3,03	12,50							
23	Агрегат рециркуляц-ный	4,00	1,50	6,00	0,65	0,70	1,02	3,90	3,98	9,00							
24	Вентилятор	5,00	1,50	7,50	0,65	0,80	0,75	4,88	3,66	11,25							
25	Насос	4,00	1,50	6,00	0,65	0,80	0,75	3,90	2,93	9,00							
26	Калорифер	1,00	60,00	60,00	0,60	1,00	0,00	36,00	0,00	3600,00							
Итого по ШР-2		46,0		306,2	0,30			90,76	68,14	6054,50	15,49	1,03	1,04	93,48	71,03	117,4	178,38
III. Сварочное отделение (ШР-3)																	
27	Автомат для сварки	3,00	0,90	2,70	0,20	0,50	1,73	0,54	0,94	2,43							
28	Трансформатор сварочный, однофазный, U _{ном} = 380 В	3,00	30,00	90,00						2700,00							
29	Трансформатор сварочный, однофазный, U _{ном} = 220 В	4,00	10,50	42,00				16,80*3 = 50,40	42,14* 3= 126,42	441,00							
30	Электронагреватель однофазный, U _{ном} = 220 В	3,00	10,00	30,00						300,00							
31	Полуавтомат шланговый	4,00	0,50	2,00	0,12	0,40	2,29	0,24	0,55	1,00							
32	Стол для сварочных работ	3,00	0,80	2,40	0,12	0,40	2,29	0,29	0,66	1,92							
33	Пила отрезная	2,00	7,00	14,00	0,12	0,40	2,29	1,68	3,85	98,00							
34	Машина электросварочная	3,00	25,00	75,00	0,35	0,60	1,33	26,25	35,00	1875,00							
35	Вентилятор	4,00	4,50	18,00	0,65	0,80	0,75	11,70	8,78	81,00							
36	Кран-балка	3,00	3,20	9,60	0,20	0,50	1,73	1,92	3,33	30,72							
Итого по ШР-3		32		285	0,33			93,02	179,52	5531,07	14,76	1,02	1,04	94,88	187,30	210	319,01
IV. Кузнечное отделение (ШР-4)																	
37	Электропечь	3,00	110,0	330,0	0,60	1,00	0,00	198,00	0,00	36300,00							
38	Молот ковочный	2,00	30,00	60,00	0,24	0,65	1,17	14,40	16,84	1800,00							
39	Станок точильно-шлифовальный	3,00	0,50	1,50	0,12	0,40	2,29	0,18	0,41	0,75							
40	Аппарат рециркуляц-ный	2,00	1,50	3,00	0,65	0,70	1,02	1,95	1,99	4,50							
41	Кран подвесной	1,00	2,20	2,20	0,20	0,50	1,73	0,44	0,76	4,84							
42	Вентилятор	3,00	0,80	2,40	0,65	0,80	0,75	1,56	1,17	1,92							

Изм. _____
Лист _____
№ докум. _____
Подпись _____
Дата _____

ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП

Итого по ШР-4		14,0		399,1	0,54			216,53	21,17	38112,01	4,18	1,21	1,08	262,0	22,90	263,0	399,59
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
V. Термическое отделение (ШР-5)																	
43	Камерная печь	4,00	81,00	324,0	0,12	0,40	2,29	38,88	89,09	26244,00							
44	Ванна масляная	1,00	4,00	4,00	0,15	0,50	1,73	0,60	1,04	16,00							
45	Станок балансировочный	4,00	2,00	8,00	0,12	0,40	2,29	0,96	2,20	16,00							
46	Электропечь камерная	4,00	45,00	180,0	0,12	0,40	2,29	21,60	49,49	8100,00							
47	Станок закалочный	6,00	10,00	60,00	0,12	0,40	2,29	7,20	16,50	600,00							
48	Вентилятор	1,00	5,00	5,00	0,65	0,80	0,75	3,25	2,44	25,00							
49	Кран-балка	2,00	7,50	15,00	0,20	0,50	1,73	3,00	5,20	112,50							
Итого по ШР-5		22,0		596,0	0,13			75,49	165,95	35113,50	10,12	2,18	1,05	164,57	174,64	240	364,59
VI. Монтажный участок (ШР-6)																	
50	Станок для намотки	4,00	1,00	4,00	0,30	0,17	5,80	1,20	6,96	4,00							
51	Станок бандажировочный	4,00	1,50	6,00	0,17	0,65	1,17	1,02	1,19	9,00							
52	Ванна для лужения	2,00	1,60	3,20	0,60	0,80	0,75	1,92	1,44	5,12							
53	Агрегат рециркуляционный	3,00	1,50	4,50	0,65	0,70	1,02	2,93	2,98	6,75							
54	Кран подвесной	2,00	4,70	9,40	0,20	0,50	1,73	1,88	3,26	44,18							
55	Вентилятор	4,00	1,00	4,00	0,65	0,80	0,75	2,60	1,95	4,00							
Итого по ШР-6		19,0		31,10	0,37			11,55	17,78	73,05	13,24	1,04	1,05	12,01	18,59	22,13	33,63
Итого силовая нагрузка по ремонтно-механическому цеху		169		1923,9	0,28			535,11	534,14	90713,95	40,80	0,75	0,75	403,8	302,8	504,72	766,84

Таблица 2.2 - Расчет однофазных нагрузок

№	Наименование узлов СЭС и ЭП	Уст. мощность ЭП, приведённая к ПВ=100%, кВт	n	n*P ² _{ном}	Установленная мощность ЭП, подключенных на Ул, кВт			Коэффициент приведения			Установленная мощность ЭП, подключенных к Уф, кВт			Киa	cosφ	Средняя мощность												
					ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c			Pcp, кВт			Qcp, кВар									
																a	b	c	a	b	c							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22							
Электроприёмники отделения пропитки, подключенные на Ул																												
28	Трансформатор сварочный, однофазный, Уном=380 В	30	3	2700	30			a	1,17	0,86				0,25	0,35	8,78			6,45									
								b	-0,17	1,44																		
					60			b	1,17	0,86																10,8		
								c	-0,17	1,44																		10,8
								c	1,17	0,86																		6,45
											30	a	-0,17			1,44												10,8
Электроприемники подключенные на фазное напряжение																												
29	Трансформатор сварочный, однофазный, Уном=220 В	10,5	4	441																								
30	Электронагреватель, однофазный, Уном=220 В	10	3	300																								
	Все ЭП, подк. на Уф	72	7	741																								
	Итого по отделению	162	10	3441																								
Полная мощность, кВА			A	45,37	Наиболее загруженная фаза А																							
			B	36,37																								
			C	36,37																								

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчетные активная P_p и реактивная Q_p нагрузки определим по выражениям:

$$P_p = K_{PA} \cdot k_{IA} \cdot P_{НОМi},$$

$$Q_p = K_{PP} \cdot k_{IAi} \cdot P_{НОМi} \cdot tg\phi_i.$$

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p.осв.}$ цеха вычисляется по выражению (2.9) с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв.}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{с.осв.}$

$$P_{p.осв.} = K_{с.осв.} \cdot P_{уд.осв.} \cdot F_{ц}, \quad (2.9)$$

$$Q_{p.осв.} = P_{p.осв.} \cdot tg\phi. \quad (2.10)$$

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

По полученным расчетам, результаты заносятся в таблицу 2.3:

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.3 - Расчет нагрузок по предприятию

№	Наименование цехов и узлов СЭС	P_{Σ} , кВт	ρ_{Σ}	$K_{ИЛ}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	$K_{РА}$	P_P , кВт	Q_P , квар	$F_{Ц}$, м ²	$P_{уд}$, кВт/м ²	$\cos\varphi_0$	$\operatorname{tg}\varphi_0$	K_{CO}	P_{PO} , кВт	Q_{PO} , квар	P_P+P_{PO} , кВт	Q_P+Q_{PO} , квар	S , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Низковольтная нагрузка																					
1	Заводоуправление	190	15	0,33	0,85	0,62	62,7	38,86	1,03	64,58	40,02	988	0,020	0,95	0,33	0,9	17,8	5,87	82,37	45,89	94,29
2	Ремонтно-механический цех	1923	169	0,28	0,8	0,75	538,4 4	403,83	0,75	403,83	302,87	1800	0,015	0,95	0,33	0,85	22,95	7,57	426,78	310,45	527,75
3	Блок механических цехов	7880	190	0,55	0,6	1,33	4334	5778,6 7	0,8	3467,2	4622,9 3	3128	0,015	0,95	0,33	0,85	39,88	13,1 6	3507,1	4636,1	5813,1 7
4	Очистные сооружения № 1	1000	20	0,85	0,85	0,62	850	526,78	0,9	765	474,10	572	0,012	0,95	0,33	0,8	5,49	1,81	770,49	475,92	905,62
5	Очистные сооружения № 2	1000	20	0,85	0,85	0,62	850	526,78	0,9	765	474,10	572	0,012	0,95	0,33	0,8	5,49	1,81	770,49	475,92	905,62
6	Центральная котельная	1760	25	0,65	0,75	0,88	1144	1008,9	0,88	1006,7	887,84	1590	0,012	0,95	0,33	0,8	15,26	5,04	1022	892,88	1357,1
7	Цех № 7	7055	100	0,65	0,76	0,86	4586	3921,56	0,8	3668,6	3137,2	6000	0,015	0,95	0,33	0,85	76,50	25,2	3745,1	3162,5	4901,75
8	Учебный корпус	240	45	0,35	0,65	1,17	84	98,21	1	84	98,21	720	0,02	0,95	0,33	0,8	11,5	3,80	95,52	102,01	139,7
9	Кислородная станция	1835	40	0,85	0,89	0,51	1559, 75	799,08	0,9	1404	719,2	1175	0,018	0,95	0,33	0,8	16,9	5,58	1420,7	724,76	1595
10	Депо	200	5	0,45	0,76	0,86	90	76,96	1,15	103,5	88,51	2700	0,012	0,95	0,33	0,8	25,9	8,55	129,4	97,06	161,8
11	Склад 1	90	10	0,25	0,65	1,17	22,5	26,31	1,25	28,13	32,88	901	0,01	0,95	0,33	0,6	5,41	1,78	33,53	34,67	48,23
12	Склад 2	100	10	0,35	0,7	1,02	35	35,71	1,1	38,5	39,28	1166	0,01	0,95	0,33	0,6	7,00	2,31	45,50	41,59	61,64
13	Кузнечно-прессовый цех	4610	100	0,65	0,76	0,86	2996, 5	2562,5	0,8	2397,2	2050	3000	0,02	0,95	0,33	0,85	51,00	16,8 3	2448,2	2066,8 2	3203,9 7
14	Цех ремонта прокатного	1460	95	0,55	0,75	0,88	803	708,18	0,82	658,46	580,71	1500	0,015	0,95	0,33	0,85	19,13	6,31	677,59	587,02	896,50

	оборудования																					
1 5	Цех № 8 (трубный)	1158 0	300	0,65	0,8	0,75	7527	5645,2	0,8	6021,6	4516,2	26000	0,015	0,95	0,33	0,95	370,5	122, 27	6392,1	4638,4 7	7897,7 4	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
	Освещение территории (S за вычетом площади зданий)											16943 8	0,001 1	0,95	0,33	0,85	158, 42	52,2 8	158,4 2	52,28	166,8 3	
	Итого (0,4 кВ):	4092 3	1144				25483	22158		20876, 09	18064, 08						823,68	280,2	21725	18335	28677	
Высоковольтная нагрузка																						
7	Цех №7 (СД 2x500)	1000	2	0,8	0,8	0,75	800	-600														
15	Цех №8 (СД 2x500)	1000	2	0,8	0,8	0,75	800	-600														
	Итого (10 кВ):	2000	4				1600	-1200											1600	-1200	2000	
	Итого по предприятию						27083												23325	17145	30677	

2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

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 ЭП с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m_p}}, \quad (2.11)$$

где P_{pi} , $P_{РН/Вi}$, $P_{РВ/Вi}$, $P_{РОСВi}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определим из условия, чтоб радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, был 4 мм.

$$m = \frac{P_{pmin}}{\pi \cdot r_{min}^2} = \frac{24,1}{\pi \cdot 4^2} = 0,479 \text{ кВт/мм}^2. \quad (2.12)$$

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{нвi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.нвi}; \quad \alpha_{ввi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.ввi}; \quad \alpha_{освi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.освi}; \quad (2.13)$$

Например, для цеха №8 (№15 на плане) определяем радиусы окружностей и углы секторов по данным из таблицы 2.3.

$$P_{P.НВ}=6021,6 \text{ кВт};$$

$$P_{P.ОСВ}=370,5 \text{ кВт};$$

$$P_{P.ВВ}=800 \text{ кВт};$$

$$P_P = P_{P.НВ} + P_{P.ОСВ} + P_{P.ВВ}; \quad (2.14)$$

$$P_P = 6021,6 + 370,5 + 800 = 7192,1 \text{ кВт}.$$

$$R = \sqrt{\frac{7192,1}{3,14 \cdot 0,307}} = 86,4 \text{ мм};$$

									Лист
									23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\alpha_{\text{НВ}} = 360 \cdot \frac{6021,6}{7192,1} = 301,4 \text{ град};$$

$$\alpha_{\text{ВВ}} = 360 \cdot \frac{800}{7192,1} = 40 \text{ град};$$

$$\alpha_{\text{ОСВ}} = 360 \cdot \frac{370,5}{7192,1} = 18,6 \text{ град};$$

Расчеты сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

№	Наименование цехов	P _{pi} , кВт	P _{p.ni} , кВт	P _{p.vi} , кВт	P _{p.oi} , кВт	X _i , м	Y _i , м	R _i , мм	α _{ni}	α _{vi}	α _{oi}
1	Заводоуправление	82,37	64,58	0	17,78	25	188	7,4	282	0	78
2	Ремонтно-механический цех	426,78	403,83	0	22,95	108	245	16,9	341	0	19
3	Блок механических цехов	3507,0	3467,2	0	39,88	254	360	48,3	356	0	4
4	Очистные сооружения № 1	770,5	765	0	5,4912	237	297	22,6	357	0	3
5	Очистные сооружения № 2	770,49	765	0	5,491	271	297	22,6	357	0	3
6	Центральная котельная	1022	1006,72	0	15,26	209	240	26	355	0	5
7	Цех № 7	4545	3668,6	800	76,5	199	176	55	291	63	6
8	Учебный корпус	95,5	84	0	11,52	355	350	7,97	317	0	43
9	Кислородная станция	1420,7	1403,7	0	16,92	297	242	31	356	0	4
10	Депо	129,4	103,5	0	25,92	495	276	9,28	288	0	72
11	Склад 1	33,53	28,13	0	5,406	492	206	4,72	279	0	58
12	Склад 2	45,5	38,5	0	6,996	492	178	5,5	302	0	55
13	Кузнечно-прессовый цех	2448,2	2397,2	0	51	567	150	40,35	305	0	7
14	Цех ремонта прокатного оборудования	677,6	658,46	0	19,125	490	85	21,23	350	0	10
15	Цех № 8 (трубный)	7192,	6021,6	800	370,5	260	78	69	301	40	19
						284,7	185,5				

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

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.15)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.16)$$

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

Центр электрических нагрузок выпадает в центр завода, за железную дорогу. Подвод ЛЭП будет затруднен, поэтому расположение ПС смещаем со стороны подвода линий. И устанавливаем с восточной стороны цеха №8 (инв. номер 15 на плане).

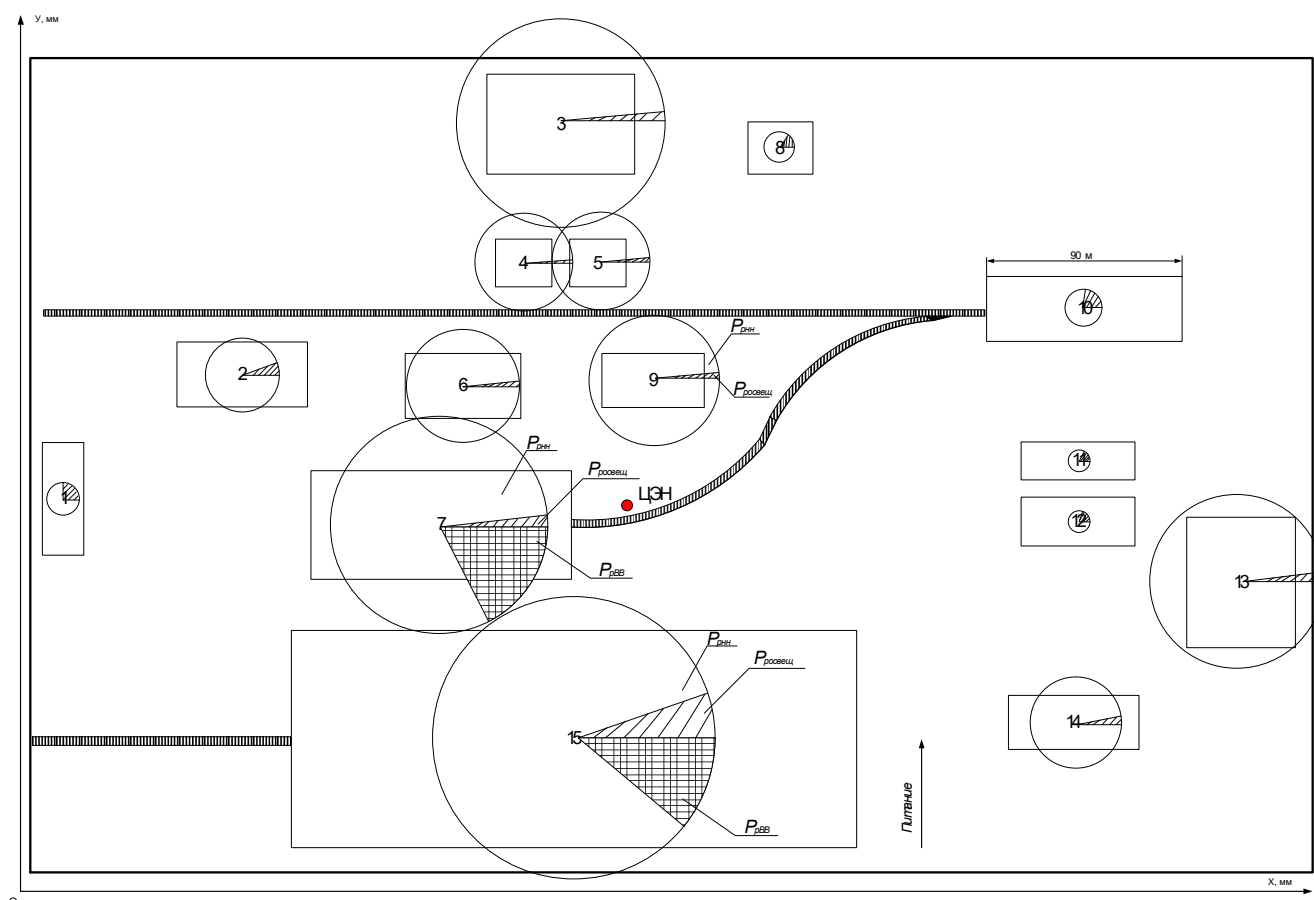


Рисунок 2.1 – Картограмма электрических нагрузок

При выборе местоположения ГПП, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции; роза ветров; рельеф местности; наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) зависит от величины нагрузки ЭП, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью электрич. нагрузки цеха .

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, (3.1)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Таблица 3.1 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП 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... выще
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП $S_{Э.Т}$ кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Однако не всегда, получается, осуществить выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по данному условию. Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Выбор единичной мощности трансформатора;

- выбор общего числа трансформаторов (оптимального);
- выбор числа трансформаторов на каждой подстанции;
- выбор местоположения.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{эк}} = \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot S_{\text{эт}}} + \Delta N_T, \quad (3.2)$$

где $K_{здоп}$ – коэффициент загрузки – допустимый. Он зависит от категорийности и надежности.

$K_{здоп} = 0,65 \dots 0,7$ – I категория

$K_{здоп} = 0,75 \dots 0,85$ – II категория

$K_{здоп} = 0,85 \dots 0,95$ – III категория

ΔN_T – добавка до ближайшего целого числа.

Найденное число трансформаторов не может быть меньше, чем число трансформаторов, требуемых по условиям надежности.

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

$$N_{T.\min} = \max(N_{T.\min}^{\text{эк}}, N_{T.\min}^{\text{надёж}}). \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_T^{\text{опт}} = N_{T.\min} + m, \quad (3.4)$$

где m - добавка до оптимального числа, $m=f(N_{T.\min}, K_{зтдоп}, \Delta N_T)$, берется из справочной литературы.

Единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot N_T^{\text{опт}}}. \quad (3.5)$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы:

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП				

$$Q_{lp} = \sqrt{(N_m \cdot K_{зм.доп} \cdot S_{ном})^2 - P_p^2}, \quad (3.6)$$

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

где N_T – число трансформаторов (установленных в цехе);

$K_{здоп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме;

$S_{н.тi}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;

P_{pi} – расчетная активная нагрузка на ТП.

При $Q_{lp} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следуют установить на стороне низшего напряжения на ТП. Мощность этих конденсаторов будет составлять

$$Q_{ку} = Q_p - Q_l \quad (3.8)$$

и они должны устанавливаться на ТП обязательно.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N_m \cdot S_{н.т}}, \quad (3.9)$$

$$K_{з.н/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(N_{м.вз.рез} - 1) \cdot S_{н.т}} \cdot \frac{N_{м.вз.рез}}{N_T}, \quad (3.10)$$

где $N_{Т.вз.рез}$ – число взаиморезервируемых трансформаторов цеховой ТП;

$S_{н.т.}$ – полная расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор ТП.

Приведем пример расчета по выбору трансформаторов одного из цехов.

Определим удельную плотность электрической нагрузки кислородной станции (№9 на плане):

$$\sigma = \frac{S_p}{F_u} = \frac{1595}{1175} = 1,375 \text{ кВА/м}^2.$$

По таблице 3.1 определим экономически целесообразную мощность трансформатора: $S_{тр.эк} = 2500$ кВА.

Выберем тип трансформатора. Для внутренней установки применяются масляные трансформаторы типа ТМЗ.

Определим минимальное экономически выгодное число трансформаторов в цехе:

$$N_{\min}^{\text{эк}} = \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot S_{эм}} + \Delta N_T = \frac{1420,7}{0,8 \cdot 2500} + 1,29 = 2.$$

Минимальное число трансформаторов в цехе:

$$N_{T,\min} = \max(N_{T,\min}^{\text{эк}}, N_{T,\min}^{\text{надёж}}) = 2.$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе (m – табличное значение):

$$N_T^{\text{опт}} = N_{T,\min} + m = 2 + 0 = 2.$$

Единичная мощность трансформаторов:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot N_T^{\text{опт}}} = \frac{1420,7}{0,8 \cdot 2} = 888 \text{ кВА}.$$

Принимаем трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 1000$ кВА.

Определим наибольшую реактивную мощность, которую могут пропустить трансформаторы, установленные в цехе:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_{\text{ном.т}} \cdot K_{з.т.доп} \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1420,7^2} = 735,95 \text{ кВар},$$

Недостающую реактивную мощность скомпенсируем с помощью конденсаторных установок:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1 = 724,76 - 735,95 = -11,19 \text{ кВар}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$K_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_{\text{т.вз.рез}} \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{\sqrt{1420,7^2 + 724,76^2}}{2 \cdot 1000} = 0,797.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме:

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$K_{3.т.п/а} = \frac{S_{р.г.} \cdot N_{т.вз.рез}}{(N_{т.вз.рез.} - 1) \cdot S_{ном.т}} = \frac{\sqrt{1420,7^2 + 724,76^2} \cdot 2}{(2-1) \cdot 1000} = 1,595.$$

Для некоторых цехов и зданий принимается решение об объединение нагрузок и установки общей трансформаторной подстанции. Результаты расчетов в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица с подробным расчетом представлена в Приложении А.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов выбора трансформаторов

Наименование цехов и подразделений	Кат. надеж	P _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВА	F _{сумц} , м2	σ, кВА/м ²	N, шт	S _{тр.эк} , кВА
Заводуправление	2	82,37	45,89	1979,12	4378	0,452	2	ТП1 2000
Ремонтно-механический цех	3	426,78	310,45					
Центральная котельная	2	1021,98	892,88					
ИТОГО ТП1		1519,84	1242,22					
Блок механических цехов	2	3507,08	4636,09	2906,58	3128	1,84	2	ТП2.1 2500
ИТОГО ТП2.1		1753,54	2318,04					
ИТОГО ТП2.1		1753,54	2318,04					
Очистные сооружения № 1	2	770,49	475,92	1951	1864	1,04	2	ТП3 2500
Очистные сооружения № 2	2	770,49	475,92					
Учебный корпус	2	95,52	102,01					
ИТОГО ТП3		1615,50	1029,29					
Цех № 7	2	3745,10	3162,49	2450,9	6000	0,817	2	ТП4.1 2500
ИТОГО ТП4.1		1872,55	1581,25					
ИТОГО ТП4.2		1872,55	1581,25					
Кислородная станция	2	1420,70	724,76	1594,88	1175	1,35	2	ТП5 2500
ИТОГО ТП5		1420,70	724,76					
Депо	2	129,42	97,06	3475,6	7767	0,447	2	ТП6 2000
Склад 1	3	33,53	34,67					
Склад 2	3	45,50	41,59					
Кузнечно-прессовый цех	2	2448,20	2066,82					
ИТОГО ТП6		2621,35	2205,54					
Цех ремонта прокатного оборудования	2	677,59	587,02	896,5	1500	0,598	2	ТП7 2500

	ИТОГО ТП7		677,59	587,02					
	Цех № 8 (трубный)	1	2130,70	1546,16	2632,58	26000	0,304	2	ТП8, ТП9, ТП10 1600
	Цех № 8 (трубный)	1	2130,70	1546,16	2632,58			2	
	Цех № 8 (трубный)	1	2130,70	1546,16	2632,58			2	
	ИТОГО ТП8, 9, 10				7897,74				

Таблица 3.3 – Результаты выбора трансформаторов с КРМ

№ТП	Стр.расч, кВА	S _{ном} , кВА	Q _{пр} , кВт	Q _л , кВт	Q _{ку} , кВт	Кз.прин	Кз.норм	Кз.п/ав
1	1979,12	1250	1286,72	1249,22	0	0,8	0,79	1,58
2.1	2906,58	1600	1865,12	1865,12	452,65	0,8	0,8	1,6
2.2	2906,58	1600	1865,12	1865,12	452,65	0,8	0,8	1,6
3	1951,0	1250	1149,72	1053,84	0	0,8	0,78	1,56
4.1	2450,9	1600	1745,61	1581,24	0	0,8	0,77	1,53
4.2	2450,9	1600	1745,61	1581,24	0	0,8	0,77	1,53
5	1594,88	1000	735,95	724,76	0	0,8	0,8	1,59
6	3475,6	2500	2990,36	2240,14	0	0,8	0,7	1,4
7	896,5	630	746,29	587,02	0	0,8	0,71	1,42
8	2632,58	1600	1816,62	1546,16	0	0,7	0,66	1,32
9	2632,58	1600	1816,62	1546,16	0	0,7	0,66	1,32
10	2632,58	1600	1816,62	1546,16	0	0,7	0,66	1,32

Суммарные потери мощности в трансформаторе состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь, зависящих от фактической нагрузки трансформатора. Справочные данные для трансформаторов приняты по справочнику [14].

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot K_{фз}^2, \quad (3.11)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_k – активные потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$K_{фз}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора.

Потери реактивной мощности:

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП				

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x + \Delta Q_K K^2_{\text{норм}}, \quad (3.12)$$

где $\Delta Q_x = S_{\text{н.тр}} \cdot i_x / 100$ – реактивные потери холостого хода трансформатора, кВАр;

$\Delta Q_K = S_{\text{н.тр}} \cdot u_K / 100$ – реактивные потери короткого замыкания трансформатора, кВАр;

i_x, u_K – соответственно ток холостого хода и напряжение короткого замыкания, %.

Расчет потерь в трансформаторах ТП представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Потери в трансформаторах ТП

Наименование ТП	ΔP_x , кВт	ΔP_K , кВт	$K^2_{\text{фз}}$	S_n , кВА	U_K , %	$I_{\text{хх}}$, %	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, квар
ТП1	1,8	15	0,62	1250	5,5	1,2	11,1	57,625
ТП2.1	2,65	16,5	0,64	1600	5,5	1	13,21	72,32
ТП2.2	2,65	16,5	0,64	1600	5,5	1	13,21	72,32
ТП3	1,8	15	0,59	1250	5,5	1,2	10,65	55,5625
ТП4.1	2,65	16,5	0,59	1600	5,5	1	12,385	67,92
ТП4.2	2,65	16,5	0,59	1600	5,5	1	12,385	67,92
ТП5	1,9	10,8	0,64	1000	5,5	1,2	8,812	47,2
ТП6	3,75	24	0,47	2500	6	0,8	15,03	90,5
ТП7	1,31	7,6	0,51	630	5,5	1,8	5,186	29,0115
ТП8	3,7	16,5	0,43	2000	5,5	1	10,795	67,3
ТП9	3,7	16,5	0,43	2000	5,5	1	10,795	67,3
ТП10	3,7	16,5	0,43	2000	5,5	1	10,795	67,3
ИТОГО							134,35	762,28

4 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина напряжения питания главной понижительной 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.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{РАЦ}} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{\text{П}}}, \quad (4.1)$$

где l_i - длина питающей ГПП линии, км;

$P_{\text{Р.П}}$ - расчетная активная нагрузка предприятия на стороне НН ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{Р.П}} = (P_{\text{Р.Н}} + P_{\text{Р.В}} + \Delta P_{\text{ТГ}}) \cdot K_{\text{ОМ}} + P_{\text{Р.О}}, \quad (4.2)$$

где $P_{\text{Р.Н}}$ - расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{\text{Р.В}}$ - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными ЭД и т. п.;

$P_{\text{Р.О}}$ - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{\text{ТГ}}$ - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;

$K_{\text{ОМ}}$ - коэффициент одновременности максимумов: $K_{\text{ОМ}}=0,85$.

$$P_{\text{П}} = 0,85 \cdot (20876,09 + 1600 + 134,35) + 823,68 = 20046,3 \text{ кВт.}$$

Тогда по формуле (4.1):

$$U_{\text{РАЦ}} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot 20046,3} = 78,2 \text{ кВ.}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Для окончательного выбора необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим и большим по сравнению с полученным значением уровнями напряжения.

Для сравнения заданы два варианта внешнего электроснабжения предприятия: 35 и 110 кВ.

Полную расчётную нагрузку предприятия, необходимую для выбора силовых трансформаторов ГПП найдём по формуле:

$$S_{P.л.} = \sqrt{P_{P.л.}^2 + (Q_{Э.С.} - \Delta Q_{ГПП})^2}, \quad (4.3)$$

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

$$, \quad (4.4)$$

где $tg\varphi$ - находится по таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значения $tg\varphi$

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{p.n.}^2 + Q_{p.n.}^2}. \quad (4.5)$$

Тогда для 110 кВ:

$$Q_{Э.С.110} = 20046,3 \cdot 0,5 = 10023,15 \text{ кВар},$$

для 35 кВ:

$$Q_{Э.С.35} = 20046,3 \cdot 0,4 = 8018,5 \text{ кВар}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

для 110 кВ:

$$\Delta Q_{mГПП110} = 0,07 \cdot \sqrt{20046,3^2 + 10023,15^2} = 1569 \text{ кВар}.$$

для 35 кВ:

$$\Delta Q_{mГПП35} = 0,07 \cdot \sqrt{20046,3^2 + 8018,5^2} = 1511,3 \text{ кВар}.$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

для 110 кВ:

$$S_{p.n.110} = \sqrt{20046,3^2 + (10023,15 - 1569)^2} = 21756,1 \text{ кВар} .$$

для 35 кВ:

$$S_{p.n} = \sqrt{20046,3^2 + (8018,5 - 1511,3)^2} = 18960,76 \text{ кВар} .$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношений:

$$S_T = \frac{S_{p.п}}{n \cdot K_{з.доп}} \text{ и } S_{н.т} \geq S_T, \quad (4.6)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_з$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

Тогда:

для 110 кВ:

$$S_T = \frac{21756,11}{2 \cdot 0,7} = 15540,08 \text{ кВА} ,$$

для 35 кВ:

$$S_T = \frac{18960,76}{2 \cdot 0,7} = 13543,4 \text{ МВА} .$$

Полученные результаты сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расчёты и характеристики трансформатора

Параметры	110	35
1	2	3
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, квар	10023,15	8018,5
Потери реактивной мощности в силовых трансформаторных ГПП $\Delta Q_{тргпп}$, квар	1569	1511,3
Полная расчетная нагрузка S_p , кВА	21756,1	21096,95
Мощность трансформаторов ГПП S_T , кВА	17290,88	18960,76
Тип трансформаторов ГПП	ТДН-16000/110	ТРДНС-16000/35
Номинальная мощность трансформатора, кВА	16000	16000

Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	115	37
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	11	11
Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт	19	18
1	2	3
Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт	85	85
Напряжение короткого замыкания U_k , %	10,5	10,0
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,7	0,55
Коэф-т загрузки в нормальном режиме $K_{з.норм}$	0,68	0,6
Коэф-т загрузки в послеаварийном режиме $K_{з.авар}$	1,36	1,2

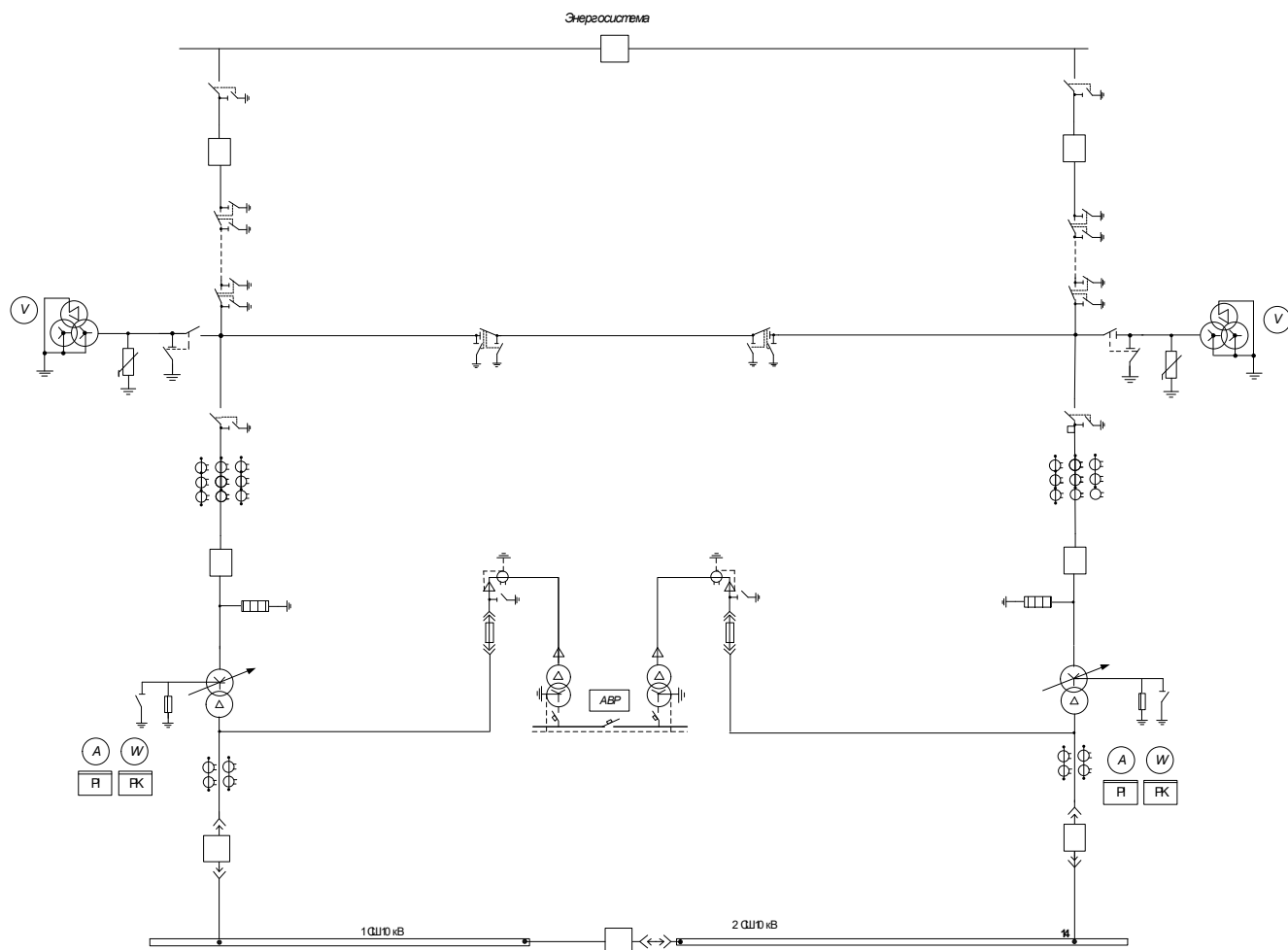
На главной понизительной подстанции устанавливаем два трансформатора, что обеспечивает необходимую надежность при достаточно простой схеме и конструкции ГПП. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7, следовательно, коэффициент загрузки для сети 110 и 35 кВ проходят.

5 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

На рассматриваемом заводе пунктом приема электроэнергии будет являться главная понизительная подстанция (ГПП). Целесообразность такого выбора заключается в том, что завод относится к среднему промышленному предприятию по мощности и его электропотребители имеют равномерное распределение по территории завода.

ГПП – это подстанция, получающая питание непосредственно от районной энергосистемы и распределяющая энергию на более низком напряжении по объекту (в данном случае НН 10 кВ).

Схема главных электрических соединений РУ 4Н представлена на рисунке 5.1.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП

Лист

37

5.1 Потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Активные потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ})$$

где $N=2$ – число трансформаторов;

$K_{3Н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Для 110 кВ:

$$\Delta P_{Т110} = 2 \cdot (19 + 0,68^2 \cdot 85) = 116,58 \text{ кВт},$$

Для 35 кВ:

$$\Delta P_{Т35} = 2 \cdot (18 + 0,6^2 \cdot 85) = 95,68 \text{ кВт}.$$

Реактивные потери в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3Н}^2 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot S_{HT} \right)$$

Для 110 кВ:

$$\Delta Q_{Т110} = 2 \cdot \left(\frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,68^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1777,11 \text{ кВАр},$$

Для 35 кВ:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,55}{100} \cdot 16000 + 0,6^2 \cdot \frac{10}{100} \cdot 16000 \right) = 1299,47 \text{ кВАр}.$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_T = \Delta P_T \cdot T_T + \Delta Q_T \cdot \tau \quad (5.1)$$

где $T_T = 8760$ ч – число часов в году;

τ – годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5248 \text{ ч/год} \quad (5.2)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5248 \text{ ч/год}.$$

где T_M – годовое число часов использования полугодового максимума активной нагрузки: $T_M=6500$ ч/год.

Тогда:

Для 110 кВ:

$$\Delta W_{T110} = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,68^2 \cdot 85 \cdot 5248) = 745,267 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

Для 35 кВ:

$$\Delta W_{T35} = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,6^2 \cdot 85 \cdot 5248) = 628,583 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}.$$

5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии:

$$S_{РЛ} = \sqrt{(P_{РП} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭСИ}^2} \quad (5.3)$$

Для 110 кВ: $S_{РЛ110} = \sqrt{(20046,3 + 116,58)^2 + 10023,146^2} = 22516,77 \text{ кВА},$

Для 35 кВ: $S_{РЛ35} = \sqrt{(20046,3 + 95,68)^2 + 8018,51^2} = 21679,4 \text{ кВА}.$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{РЛ} = \frac{S_{РЛ}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} \quad (5.4)$$

Для 110 кВ: $I_{РЛ110} = \frac{22516,77}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 59,09 \text{ А}.$

Для 35 кВ: $I_{РЛ35} = \frac{21679,39}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 178,81 \text{ А}.$

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

$$I_{П} = \frac{K_{ЗП} \cdot S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot (N-1) \cdot U_H} \quad (5.5)$$

Для 110 кВ: $I_{ПА110} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 110} = 117,57 \text{ А},$

Для 35 кВ: $I_{ПА35} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 35} = 370 \text{ А}.$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно ПУЭ 7 изд. $j_{э}=1 \text{ А/мм}^2$, тогда

$$F_{э} = \frac{I_{рл}}{j_{э}} \quad (5.6)$$

Для 110 кВ: $F_{э110} = \frac{59,09}{1} = 59,09 \text{ мм}^2$.

Для 35 кВ: $F_{э} = \frac{178,81}{1} = 178,81 \text{ мм}^2$.

Для 110 кВ выбираем ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов напряжение 110 кВ должно быть не менее 70 мм^2 , то выбран провод АС-95/16, длительно допустимый ток $I_{доп}=330 \text{ А}$, удельные сопротивления $r_0=0,301 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,434 \text{ Ом/км}$ [12].

Для линий напряжением 35 кВ принимается провод марки АС-185/24, длительно допустимый ток $I_{доп}=520 \text{ А}$, удельные сопротивления $r_0=0,159 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,413 \text{ Ом/км}$ [12].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

Для 110 кВ: $I_{доп}=330 \text{ А} > I_{ПА}=117,57 \text{ А}$,

Для 35 кВ: $I_{доп}=520 \text{ А} > I_{П}=370 \text{ А}$.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{рл}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (5.7)$$

Для 110 кВ:

$$\Delta W_{л110} = 2 \cdot (3 \cdot 59,09^2 \cdot 0,301 \cdot 4 \cdot 5248) = 132,384 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год},$$

Для 35 кВ:

$$\Delta W_{л35} = 2 \cdot (3 \cdot 178,81^2 \cdot 0,159 \cdot 4 \cdot 5248) = 640,319 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Необходимо рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Исходная схема питания предприятия и схема замещения для расчета

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.2.

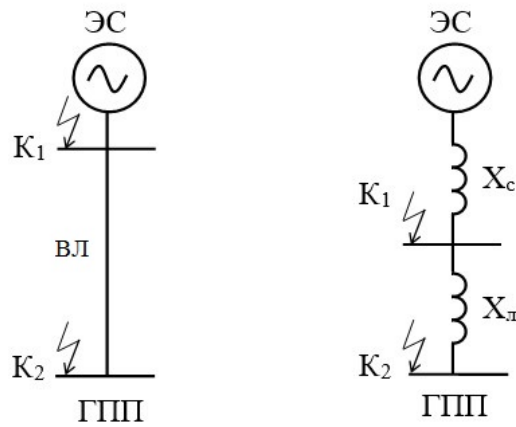


Рисунок 5.2 – Схемы расчета токов короткого замыкания

Определим базисные условия: $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Для 110 кВ:

$$S_{\text{кзС}} = 4000 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{\text{Б1}} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{\text{Б3}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Для 35 кВ:

$$S_{\text{кзС}} = 700 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{\text{Б2}} = 37 \text{ кВ}, \quad U_{\text{Б3}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{\text{с}*} = \frac{S_B}{S_{\text{кзС}}}, \quad (5.8)$$

где $S_{\text{кзС}}$ – мощность короткого замыкания на шинах ПС энергосистемы, МВА.

$$\text{Для 110 кВ: } x_{\text{с}*} = \frac{1000}{4000} = 0,25,$$

$$\text{Для 35 кВ: } x_{\text{с}*} = \frac{1000}{700} = 1,43.$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{\text{л}*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}; \quad (5.9)$$

$$\text{Для 110 кВ: } x_{\text{л}*} = \frac{0,434 \cdot 4 \cdot 1000}{115^2} = 0,13,$$

$$\text{Для 35 кВ: } x_{\text{л}*} = \frac{0,413 \cdot 4 \cdot 1000}{37^2} = 1,21.$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$I_{K1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{I_B}{x_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{C*}}; (5.10)$$

Для 110 кВ $I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,25} = 20,08$ кА,

Для 35 кВ $I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,43} = 10,92$ кА.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K1}, (5.11)$$

где $K_{уд} = 1,7$ – ударный коэффициент [10, стр.84].

Для 110 кВ: $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 20,08 = 48,27$ кА,

Для 35 кВ: $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 10,92 = 26,26$ кА.

Найдем ток короткого замыкания в точке K_2 .

Суммарное сопротивление:

$$x_2 = x_{C*} + x_{Л*}. (5.12)$$

Для 110 кВ $x_2 = 0,25 + 0,13 = 0,38$,

Для 35 кВ $x_2 = 1,43 + 1,21 = 2,64$.

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}. (5.13)$$

Для 110 кВ: $I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,38} = 13,17$ кА,

Для 35 кВ: $I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 2,64} = 5,92$ кА.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K2},$$

здесь $K_{уд} = 1,6$ – ударный коэффициент [10, стр.84].

Для 110 кВ: $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,17 = 29,79$ кА,

Для 35 кВ: $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,92 = 13,4$ кА.

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{к2} \cdot (5.14)$$

Для 110 кВ:

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,17 = 2623 \text{ МВА,}$$

Для 35 кВ:

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,92 = 380 \text{ МВА.}$$

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

Выключатели выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}; (5.15)$$

2) по номинальному току

$$I_{НОМ} \geq I_{МАХ.}; (5.16)$$

где $I_{МАХ.}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме, $I_{МАХ.}=I_{ПА.}$

3) по номинальному току отключения

$$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,τ}, (5.17)$$

где $I_{НОМ.ОТКЛ.}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{П,τ}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя, кА.

К установке на отходящей линии 35 кВ принят выключатель типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1. Собственное время отключения выключателя $t_{СВ}=0,04$ с, полное время отключения выключателя $t_{ОВ}=0,06$ с. На линии 110 кВ к установке принят выключатель типа ВЭБ-110-40/1250 У1. Собственное время отключения выключателя $t_{СВ}=0,035$ с, полное время отключения выключателя $t_{ОВ}=0,055$ с.

При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие проверки:

4) проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$i_{A,НОМ} \geq i_{A,\tau}, (5.18)$$

где $i_{A,\tau}$ – амплитудное значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя, определяется по формуле:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, (5.19)$$

T_A – постоянная времени затухания аperiodической составляющей $T_A=0,03$ с;

– время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{PЗ,MIN} + t_{СВ}, (5.20)$$

где $t_{PЗ,MIN}$ – минимально возможное время срабатывания релейной защиты, $t_{PЗ,MIN}=0,01$ с;

$t_{СВ}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Для 110 кВ: $\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045$ с.

Для 35 кВ: $\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05$ с.

Значение аperiodической составляющей по формуле (5.21):

$$\text{Для 110 кВ: } i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 20,08 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 6,34 \text{ кА.}$$

$$\text{Для 35 кВ: } i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,92 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 2,92 \text{ кА.}$$

На выключатель задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{НОМ}$:

$$\beta_{НОМ} = \frac{i_{A,НОМ}}{\sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}} \cdot 100 \% . (5.21)$$

$$\text{Для 35 кВ: } i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 12,5}{100} = 5,65 \text{ кА.}$$

$$\text{Для 110 кВ: } i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,38 \text{ кА.}$$

5) Выполняется проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{ДИН} \geq I_{П,0}, (5.22)$$

$$i_{ДИН} \geq i_{УД}, (5.23)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

б) Проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}, (5.24)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток терм. стойкости выключателя, определяется по каталогу, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

$$B_{\text{К}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{ОТК}} + T_{\text{А}}), (5.25)$$

где $t_{\text{ОТК}}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}}, (5.26)$$

здесь $t_{\text{РЗ}}$ – время действия релейной защиты, $t_{\text{РЗ}}=1,5$ с – для выключателей подстанции энергосистемы, $t_{\text{РЗ}}=1,0$ с – для выключателей ГПП;

$t_{\text{ОВ}}$ – полное время отключения выключателя, с.

Для 110 кВ: $t_{\text{ОТК}} = 1,5 + 0,035 = 1,535$ с,

Для 35 кВ: $t_{\text{ОТК}} = 1,5 + 0,04 = 1,54$ с.

Тепловой импульс по формуле (5.25):

Для 110 кВ: $B_{\text{К}} = 20,08^2 \cdot (1,535 + 0,03) = 631,16$ кА² · с.

Для 35 кВ: $B_{\text{К}} = 10,92^2 \cdot (1,54 + 0,03) = 187,33$ кА² · с.

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 5.1-5.4.

Разъединители выбираются аналогично, но без проверки на отключающую способность.

Разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Каталожные данные на разъединители представлены в таблице 5.1-5.4.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.1– Выбор выключателей и разъединителей в начале линий 35 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-1-35-1000 У1
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ}=35$ кВ	$U_{НОМ}=35$ кВ	$U_{НОМ}=35$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{МАХ}$	$I_{МАХ}=370$ А	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{НОМ}=1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=10,92$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=12,5$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=2,92$ кА	$i_{А,НОМ}=5,65$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=10,92$ кА $i_{УД}=26,26$ кА	$I_{ДИН}=12,5$ кА $i_{ДИН}=52$ кА	$i_{ДИН}=63$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=187,33$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 12,5^2 \cdot 3 = 469$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² ·с
Тип привода		ПЭМ-1	ПРЗ.2-УХЛ1

Таблица 5.2 – Выбор выключателей и разъединителей в начале линий 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВЭБ-110-40/1250 У1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ}=110$ кВ	$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{НОМ}=110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{МАХ}$	$I_{МАХ}=117,57$ А	$I_{НОМ}=1250$ А	$I_{НОМ}=1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=20,08$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=40$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=6,34$ кА	$i_{А,НОМ}=25,38$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=20,08$ кА $i_{УД}=48,27$ кА	$I_{ДИН}=40$ кА $i_{ДИН}=102$ кА	$i_{ДИН}=63$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=631,16$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² ·с
Тип привода		ПЭМ-1	ПРЗ.2-УХЛ1

Таблица 5.3 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП 35 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-1-35-1000 У1
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ}=35$ кВ	$U_{НОМ}=35$ кВ	$U_{НОМ}=35$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=370$ А	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{НОМ}=1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=5,92$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=12,5$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=1,58$ кА	$i_{А,НОМ}=5,65$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=5,92$ кА $i_{УД}=13,4$ кА	$I_{ДИН}=12,5$ кА $i_{ДИН}=52$ кА	$i_{ДИН}=63$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=38,22$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 12,5^2 \cdot 3 = 469$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² · с
Тип привода		ПЭМ-1	ПЭМ-1

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу ОПН-У-35/40,5. На вводе в ГПП устанавливается аналогичная коммутационная аппаратура.

Таблица 5.4 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВЭБ-110-40/1250 У1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ}=110$ кВ	$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{НОМ}=110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{МАХ}$	$I_{МАХ}=117,57$ А	$I_{НОМ}=1250$ А	$I_{НОМ}=1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=13,17$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=40$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=4,15$ кА	$i_{А,НОМ}=25,38$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=13,17$ кА $i_{УД}=29,79$ кА	$I_{ДИН}=40$ кА $i_{ДИН}=102$ кА	$i_{ДИН}=63$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=188,14$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² · с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА ² · с
Тип привода		ПЭМ-1	ПЭМ-1

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу ОПН-У-110/77, к нейтрали силового трансформатора подключаются ОПН-У-110/56 и ЗОН-110У-1У1.

5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Наиболее экономичный вариант внешнего электроснабжения определяем по результатам сравнения годовых приведенных затрат, которые определяются по выражению

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_{\text{э}} + Y \text{ [тыс.руб./год]}, (5.27)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_n = 0,12$, отчислений на амортизацию E_{ai} , расходов на обслуживание E_{oi} :

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

$$E_i = 0,12 + 0,01 + 0,063 = 0,193$$

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов неравноценных по надежности. Поскольку параметры потока отказов оборудования и ЛЭП при напряжении 35 и 110 кВ отличаются незначительно, а структура схем одинакова в курсовом проекте ущерба от перерывов электроснабжения примем приблизительно одинаковыми.

Отчисления на амортизацию, обслуживание и текущий ремонт:

K_i – сумма капитальных затрат i -той группы ЭП. Стоимость определяется по укрупненным стоимостным показателям;

$C_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии по двухставочному тарифу

$$C_{\text{э}} = (\Delta W_T + \Delta W_{\text{Л}}) C_0, (5.28)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0 = \delta \left(\frac{\alpha K_M}{\tau} + \beta \right), (5.29)$$

α – основная ставка тарифа, руб./кВт·год (принята на 1 полугодие 2020 г.):

для 110 кВ: $\alpha = (\alpha_{\text{СЕТ}} + \alpha_{\text{ГЕН}}) \cdot 12 = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28$ руб./кВт·год

для 35 кВ: $\alpha = (\alpha_{\text{СЕТ}} + \alpha_{\text{ГЕН}}) \cdot 12 = 1691,79 \cdot 12 = 20301,48$ руб./кВт·год

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч, [8]

$\beta_{110} = 1,448$ руб/кВт·ч = 1,05, $\beta_{35} = 1,436$ руб/кВт·ч.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$k_M = \Delta P_3 / \Delta P_M \approx 1$ отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия [13];

δ – поправочный коэффициент, $\delta_{35} = 1,05$, $\delta_{110} = 1,04$.

Для 110 кВ: $C_0 = 4,88$ руб/кВт·ч,

Для 35 кВ: $C_0 = 5,57$ руб/кВт·ч

Для 110 кВ $C_3 = (745,267 \cdot 10 + 132,383 \cdot 10^3) \cdot 4,88 = 4282,617$ тыс.руб.

Для 35 кВ $C_3 = (628,583 \cdot 10^3 + 640,319 \cdot 10^3) \cdot 5,57 = 7067,335$ тыс.руб.

В таблицах 5.5 и 5.6 приведены затраты на варианты схем внешнего электроснабжения напряжением 35 и 110 кВ соответственно.

Стоимость двух цепной воздушной линии, ячейки выключателя и силового трансформатора принята по справочнику [12] в ценах на 2001 год, поэтому ее умножаем на коэффициент инфляции, который для Челябинской области в отрасли электроэнергетики составил 4,86.

Стоимостью разъединителей, ОПН и измерительного оборудования 110 и 35 кВ в данном расчете пренебрегаем.

Таблица 5.5 – Затраты на вариант напряжением 35 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капиталовложения, К, тыс. руб.	Отчисления Е о. е.	Затраты, К·Е, тыс. руб./год
Ячейка с элегазовым выключателем ВГБ-35-25/630 [12]	шт.	4	2000x4,86=9720	38880	0,193	7503,84
Трансформатор ТДНС 16000/35 [12]	шт.	2	3700x4,86=17982	35964	0,193	6941,052
Двухцепная ВЛ 35 кВ с АС-185 на ж/б опорах в габаритах 110 кВ [12]	км.	4	1440x4,86=6998,4	27993,6	0,193	5402,765
Всего по варианту				102838		19847,66

$$Z_{35кВ} = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_3 + Y = 19847,66 + 7067,335 = 26915 \text{ тыс.руб./год}$$

Таблица 5.6 – Затраты на вариант напряжением 110 кВ

Наименование оборудования	Ед.изм	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капиталовложения, тыс. руб.	Отчисления Е.о. е.	Затраты, К·Е, тыс. руб./год
Ячейка с элегазовым выключателем ВЭБ-110-40/1250 У1[12]	шт.	4	7000х4,86 =34020	136080	0,193	26263,44
Трансформатор ТДН 16000/110	шт.	2	5900х4,86 =28674	57348	0,193	11068,16
Двухцепная ВЛ 110 кВ с АС-95 на ж/б опорах	км.	4	1150х4,86 =5589	22356	0,193	4314,708
Всего по варианту				215784		41646,31

тыс.руб./год

Сравнение:

$$\frac{Z_{110} - Z_{35}}{Z_{35}} \cdot 100\% = \frac{45928,9 - 26915}{45928,9} \cdot 100\% = 41,4 \%$$

По результатам выше видно, что вариант напряжением 35 кВ обойдется на 41,4 % дешевле, чем вариант 110 кВ.

Для выбора величины напряжения в вариант СЭС 110 кВ добавим разницу между оплатой за потреблённую электроэнергию при U=110 кВ и 35 кВ.

$$\Delta W_{\text{ээ}} = P_p \cdot T_{\text{им}} \cdot (C_{0(35\text{кВ})} - C_{0(110\text{кВ})}) \quad (5.30)$$

$$\Delta W_{\text{ээ}} = 20046,3 \cdot 6500 \cdot (5,57 - 4,88) = 89907,7 \text{ тыс.руб/год}$$

Хоть сеть с электрооборудованием на напряжение 35 кВ выходит значительно дешевле, данный вариант оказался невыгоден вследствие больших, чем на напряжении 110 кВ, электрических потерь и больших финансовых расходов на оплату за потреблённую электроэнергию. И для самого предприятия выгоднее будет строить ПС 110/10 кВ, чтобы сэкономить около 90 млн. руб. в год по оплате за энергию, если брать в суммарном

эквиваленте, то за несколько лет и с учетом инфляции экономия будет еще заметнее ощутима.

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

6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Внутризаводское распределение электрической энергии выполняются по радиальным или магистральным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузки, их значений, требуемой степени надежности питания и других особенностей объекта. Радиальные схемы целесообразны для питания мощных КТП, РП и наиболее ответственных электроприёмников. Магистральные схемы целесообразны при упорядоченном расположении КТП на территории предприятия, благоприятствующем возможно более прямому прохождению магистралей от источника питания до КТП.

Для проектируемого предприятия принята смешанная схема распределения энергии. Схема снабжения представлена на листе 2 графической части.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

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

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более 6

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП				

кабелей). Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте отсутствуют блуждающие токи и имеются значительные растягивающие усилия, то к прокладке принимаются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПу2г-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Б – броня из двух стальных лент; Пу – оболочка из полиэтилена увеличенной толщины.

Основное преимущество кабелей с изоляцией из СПЭ – их пропускная способность на 20 – 30 % больше, чем для кабелей с бумажной изоляцией, большой ток термической стойкости при КЗ, повреждаемость в разы ниже, чем кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией. Диапазон температур эксплуатации от -60 °С до +50 °С.

Прокладка кабелей АПвПу2г-10 по территории завода, при питании цеховых подстанций, будет выполняться в земляных траншеях и лотках для подключения внутри помещений.

Прокладка кабеля через проезды дороги, железнодорожные пути, а также пересечения с коммуникациями осуществляется в ПЭ трубах.

6.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Все результаты расчетов приведены в таблице 6.1.

В качестве примера приведем расчет кабельной линии от ГПП до ТПЗ.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_N}, (6.1)$$

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

$$I_{PK} = \frac{1951}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 56,32 \text{ А.}$$

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП				

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}}, (6.2)$$

где $j_{\text{э}}=1,2$ – экономическая плотность тока для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\text{М}}=6500$ ч/год [9].

$$F_{\text{э}} = \frac{56,32}{1,2} = 46,94 \text{ мм}^2,$$

Выбираем кабель типа АПвПу2Г с $F_{\text{СТ}}=50 \text{ мм}^2$, длительно допустимый ток $I_{\text{ДОП}}=195 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{ДОП}}' = K_{\text{П}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{ДОП}}, (6.3)$$

где $K_{\text{П}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, в рассматриваемом случае $K_{\text{П}}=0,80$ при прокладке в траншее;

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого полиэтилена 80 С и температуре почвы 15С $K_{\text{т}}=1$ [9].

$$I_{\text{ДОП}}' = 0,80 \cdot 1 \cdot 195 = 156 \text{ А}.$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I_{\text{ДОП}}' = 156 \text{ А} > I_{\text{РК}} = 56,32 \text{ А},$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot I_{\text{РК}}. (6.4)$$

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot 56,32 = 112,64 \text{ А}.$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме

						Лист
					ЮуРГУ-13.03.02.2020.058 ПЗ ВКП	53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{AB}' = K_{AB} \cdot I_{доп}' \text{ А}, (6.5)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки:

$$K_3 = \frac{I_{PK}}{I_{доп}}, (6.6)$$

$$K_3 = \frac{56,32}{195} = 0,288;$$

тогда $K_{AB}=1,25$.

$$I_{AB}' = 1,25 \cdot 156 = 195 \text{ А},$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I_{AB}' = 195 \text{ А} > I_{AB} = 112,64 \text{ А},$$

значит выбранный кабель проходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% , (6.7)$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

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

l – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии АПвПу2Г 10-3х50 $r_0=0,641$ Ом/км, $x_0=0,184$ Ом/км, $l=0,285$ км, тогда:

$$\Delta U = \frac{1615,5 \cdot 0,641 \cdot 0,285 + 1029,29 \cdot 0,104 \cdot 0,285}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,17\% < \Delta U_{доп} = 5\% .$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 6.1.

Для синхронных двигателей 10 кВ и нагрузкой 500 кВт при расчетном токе 34,37 А принят кабель АПвПГ -10 3х50 мм². На каждый СД приходит один питающий кабель. Проверки в п/ав режиме для него не проводится.

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП	
Лист	55

Таблица 6.1- Выбор кабелей 10 и 0,4 кВ

№	Цех	Конечные пункты КЛ	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Iрк, А	Fэ, мм ²	Fст, мм ²	Марка кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		Iдоп, А	Кл, о.е.	Кг, о.е.	Г доп, А	Кав, о.е.	Γав, А	L, км	г0, Ом/км	х0, Ом/км	ΔU, %
												норм реж.	п/а реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кабельные линии 10 кВ																							
1	3	ГПП-ТП2.1	3507,08	4636,09	5813,17	167,82	139,85	185	АПвПу2Г-10	2	в траншее	167,8	335,63	371	0,8	1	296,8	1,25	371	0,325	0,211	0,082	0,18
	3	2.1-2.2	1753,54	2318,05	2906,59	83,91	69,92	185		2	в лотке	83,91	167,82	371	0,9	1	333,90	1,25	417	0,05	0,211	0,082	0,01
2	4,5, 6	ГПП-ТП3	1636,5	1053,84	1951	56,32	46,94	50		2	в траншее	56,32	112,64	195	0,8	1	156	1,25	195	0,285	0,641	0,104	0,17
3	9	ГПП-ТП5	2940,54	1966,98	3560,74	103,18	85,98	95		2	в траншее	103,18	206,35	263	0,9	1	236,7	1,25	295,87	0,17	0,411	0,092	0,12
4	1,2, 6	ТП5-ТП1	1531,13	1249,22	1979,12	57,13	47,61	50		2	в траншее	57,13	114,27	195	0,9	1	175,5	1,25	219,37	0,24	0,641	0,104	0,13
5	7	ГПП-ТП4.1	3745,10	3162,49	4901,75	141,51	117,92	150		2	в траншее	141,51	283,01	329	0,8	1	263	1,25	329	0,345	0,206	0,085	0,18
	7	4.1-4.2	1872,55	1581,25	2450,87	70,75	58,96	150		2	е	70,75	141,51	329	0,9	1	296,10	1,25	370	0,07	0,206	0,085	0,02
6	14	ГПП-ТП7	3334,23	2827,16	4372,11	126,22	105,18	120		2	в траншее	126,22	252,43	298	0,9	1	268,2	1,25	335	0,125	0,253	0,089	0,07
7	10,11, 12,13	ТП7-ТП6	2656,65	2240,14	3475,61	100,34	83,61	95		2	в траншее	100,34	200,67	263	0,9	1	236,7	1,25	295,8	0,185	0,32	0,092	0,10
8	15	ГПП-ТП8	6392,10	4638,47	7897,74	227,99	190,00	240		2	в траншее	227,99	455,99	426	0,9	1	383,4	1,25	479,2	0,2	0,125	0,08	0,12
9	15	ТП8-ТП9	4261,40	3092,31	5265,16	152,00	126,66	150	2	в траншее	152,00	303,99	329	0,9	1	296,1	1,25	370,5	0,12	0,206	0,085	0,07	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	10	15	ТП9-ТП10	2130,70	1546,16	2632,58	76,00	63,33	95	АПвпГ-10	2	в транше	76,00	152,00	263	0,9	1	236,7	1,25	295,8	0,1	0,32	0,0092	0,04
					11	15	ГПП-СД	500,00	0,00	500,00	34,37	28,64	50		1	в транше	34,37		112	0,9	1	101			0,160	0,822	0,104	0,12
					12	7	ГПП-СД	500,00	0,00	500,00	34,37	28,64	50		1	в транше	34,37		112	0,9	1	10			0,240	0,822	0,104	0,05

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кабельные линии 0,4 кВ																							
13	1	ТП1-НРП1	82,37	45,89	94,29	71,63	44,77	70	АПвбШв-1	2	в транше	71,63	143,26	157	0,9	1	141,3	1,25	176,6	0,16	0,62	0,062	2,70
14	2	ТП1-2НРП2	426,78	310,45	527,75	200,46	125,29	150		4	в транше	200,46	400,93	598	0,8	1	478,4	1,25	598,0	0,01	0,21	0,059	0,34
15	6	ТП1-3НРП3	1021,98	892,88	1357,09	343,66	214,79	240		6	в транше	343,66	687,31	794	0,75	1	595,5	1,25	744,3	0,06	0,129	0,058	3,44
16	4	ТП3-2НРП4	770,49	475,92	905,62	344,00	215,00	240		4	в транше	344,00	688,00	794	0,8	1	635,2	1,25	794,0	0,05	0,129	0,058	1,98
17	5	ТП3-2НРП5	770,49	475,92	905,62	344,00	215,00	240		4	в транше	344,00	688,00	794	0,8	1	635,2	1,25	794,0	0,02	0,129	0,058	0,79
18	8	ТП3-НРП6	95,52	102,01	139,75	106,17	66,35	70		2	в транше	106,17	212,33	195	0,9	1	175,5	1,25	219,3	0,095	0,443	0,061	1,44
19	10	ТП6-НРП7	129,42	97,06	161,77	122,90	76,81	95		2	в транше	122,90	245,80	216	0,9	1	194,4	1,25	243	0,105	0,326	0,06	1,58

ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпись	Дата	20	11	ТП6-НРП8	33,53	34,67	48,23	36,64	22,90	35		2	в транше е	36,64	73,28	135	0,8	1	108	1,25	135	0,075	0,89	0,064	0,38
					21	12	ТП6-НРП9	45,50	41,59	61,64	46,83	29,27	35		2	в транше е	46,83	93,65	135	0,8	1	108	1,25	135	0,115	0,89	0,064	1,55

ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Принципиальная электрическая схема СЭС 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.

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

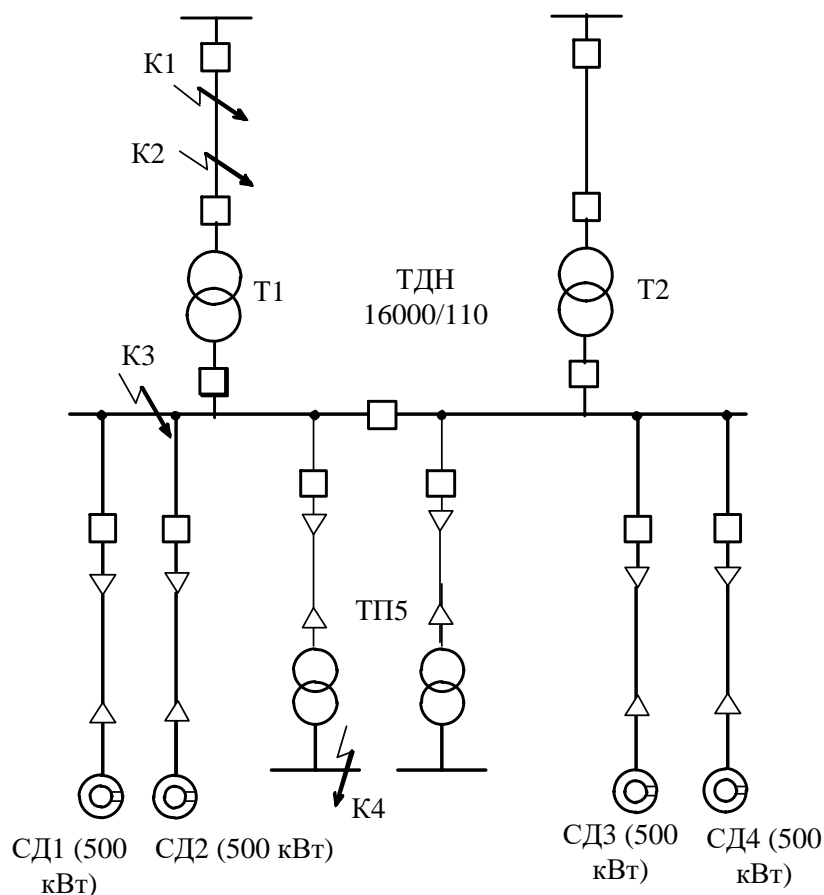


Рисунок 7.1 – Принципиальная электрическая схема

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

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 напряжением 0,4 кВ осуществляется по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Определим токи КЗ в точках К₃ и К₄:

Мощность короткого замыкания системы $S_k = 4000$ МВА, базисная мощность $S_{\bar{6}}=1000$ МВА, $U_{н1}=115$ кВ, $U_{н2}=10$ кВ, $U_{н3}=0,4$ кВ.

Сопротивление системы:

$$X_1 = \frac{S_{\bar{6}}}{S_k} = \frac{1000}{4000} = 0,25. \quad (7.1)$$

Сопротивление линии: $X_2 = 0,13$

Сопротивление трансформатора ТДН 16000/110 на ГПП:

$$X_3 = \left(\frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном.т}} \right) = \left(\frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} \right) = 6,56. \quad (7.2)$$

Сопротивление каждой из кабельных линий от ГПП до СД 500 кВт (цех 7, цех 8), где к прокладке принят кабель АПВПГ-10 3х50 с длинами 120, 160, 200, 240 м. соответственно:

$$X_{кл.i} = \frac{(x_0 \cdot l_i \cdot S_{\bar{6}})}{U_{\bar{6}}^2}, \quad (7.3)$$

$$X_4 = \frac{(0,104 \cdot 0,120 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,11 \text{ о.е.}$$

$$X_6 = \frac{(0,104 \cdot 0,160 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,15 \text{ о.е.}$$

$$X_8 = \frac{(0,104 \cdot 0,200 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,19 \text{ о.е.}$$

$$X_{10} = \frac{(0,104 \cdot 0,2040 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,23 \text{ о.е.}$$

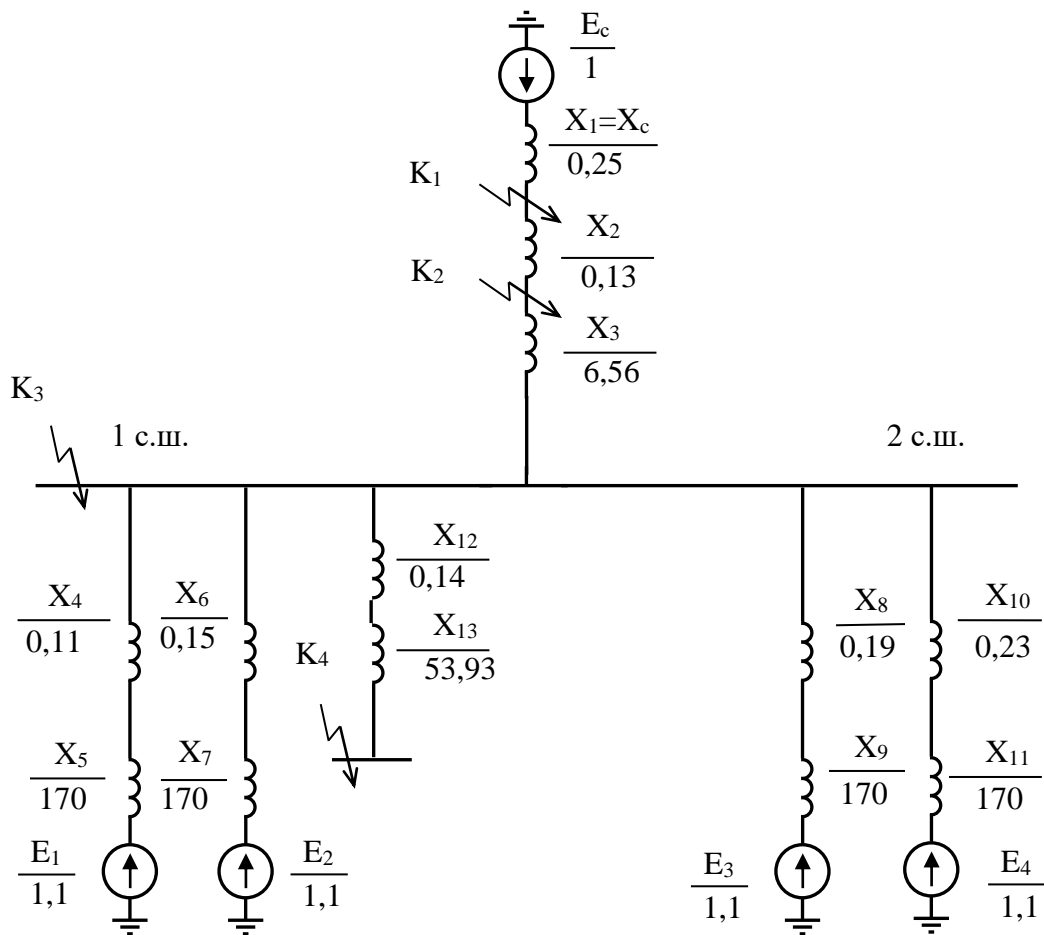


Рисунок 7.2 - Схема СЭС ПП для расчёта токов КЗ

Сопротивление кабельных линий ТП 3 (АПвПу2Г-103х95, длина 170 м):

$$X_{12} = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_0)}{U_0^2} = \frac{(0,092 \cdot 0,170 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,14 \text{ о.е.}$$

Найдём сверхпереходные сопротивления двигателей.

Принимается, что синхронные двигатели с мощностью 500 кВт каждый имеют $\eta = 0,94$. Сопротивление каждого из синхронных двигателей цехов:

$$X_5 = X_7 = X_9 = X_{11} = \frac{1}{n_D} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_0}{P_{ном}} \cdot \cos \phi_{ном} \cdot \eta \quad (7.4)$$

$$X_5 = X_7 = X_9 = X_{11} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000}{500} \cdot 0,9 \cdot 0,94 = 170 \text{ о.е.}$$

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

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС в точке 3:

$$X_{\text{ЭДВ}} = 42,34; \quad E_{\text{ДВ}} = 1,1; \quad X_{\text{Э.КСИСТ}} = 6,94; \quad E_{\text{С}} = 1.$$

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗПО(б)}}^{(3)} = \frac{E_{\text{ДВ}}}{X_{\text{Э.ДВ}}} + \frac{E_{\text{С}}}{X_{\text{Э.КСИСТ}}} = \frac{1,1}{42,34} + \frac{1}{6,94} = 0,170. \quad (7.5)$$

Умножая на базисный ток находим его значение в кА:

$$I_{\text{КЗПО}}^{(3)} = I_{\text{КЗПО(б)}}^{(3)} \cdot I_{\text{б}} = I_{\text{КЗПО(б)}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} = 0,170 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,35 \text{ кА}. \quad (7.6)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{\text{аКЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗПО}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-t}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 9,35 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 10,83 \text{ кА}. \quad (7.7)$$

$T_{\text{а}} = 0,05$ с - для данной ступени СЭС,

$t = 0,01$ с - в данный момент наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ в точке 3:

$$i_{\text{уЗ}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗПО}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 9,35 = 24,06 \text{ кА}. \quad (7.8)$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{КЗЗ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Б}} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (7.9)$$

$$S_{\text{КЗЗ}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 9,35 = 170 \text{ МВА}.$$

Точку К₄ расположена на шинах ТП-5 кислородной станции. В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные и реактивные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_1 = z_3 = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (7.10)$$

$$z_1 = z_3 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55.$$

Активное сопротивление трансформатора:

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$r_1 = r_{T3} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}^2}, (7.11)$$

$$r_1 = r_{T3} = 10,8 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000^2} = 10,8;$$

индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{T3} = \sqrt{z_{T3}^2 - r_{T3}^2}, (7.12)$$

$$x_{T3} = \sqrt{55^2 - 10,8^2} = 53,93,$$

Согласно РД для РУ цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_K=0,015$ Ом. Это сопротивление в относительных единицах:

$$r_2 = r_{K^*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, (7.13)$$

$$r_2 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75,$$

Далее определяется ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{\Sigma} = r_1 + r_2; (7.14)$$

$$r_{\Sigma} = 10,8 + 93,75 = 104,55.$$

Суммарное реактивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_{\text{эКВ(СД)}} + x_{12} + x_{(13)T3} = 7,89 + 42,36 + 0,53 + 53,93 = 104,71;$$

Полное сопротивление:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{104,55^2 + 104,71^2} = 148.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{z_{\Sigma}}; (7.15)$$

$$S_{K34} = \frac{1000}{148} = 6,76 \text{ МВА.}$$

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

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

$$I_{K4} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B}; (7.16)$$

$$I_{K4} = \frac{6,76 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 9,76 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K4}, (7.17)$$

где ударный коэффициент $K_{уд}=1,08$:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 9,76 = 14,9 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ сведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчетов токов КЗ

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п0}$	$I_{пт}$	$i_{уд}$	
Точка К1	115	10,92	10,29	26,26	700
Точка К2	115	5,92	5,92	13,4	380
Точка К3	10,5	9,35	9,35	24,06	170
Точка К4	0,4	9,76	-	14,9	6,76

В данном разделе рассчитаны токи КЗ на сборных шинах 10 кВ ГПП и на сборных шинах ТП-5. В дальнейшем, по этим токам, будет произведен выбор оборудования.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Приемниками собственных нужд подстанции 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:

$$S_{TCH} = S_{НОМ.Т} \cdot 0,5\% ,$$
$$S_{TCH} = 16000 \cdot 0,005 = 80(\text{кВА}). \quad (8.1)$$

Так как при проектировании применяется современное оборудование с относительно небольшим потреблением эл.энергии для собственных нужд принимаем к установке трансформатор ТМ-63/10 с номинальной мощностью 63 кВА.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_n = \frac{1,4 \cdot S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (8.2)$$
$$I_n = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,9 \text{ А.}$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ-101-10-31,5У3 с номинальным током $I_{НОМ} = 10 \text{ А}$.

8.2 Выбор ячеек КРУ 10 кВ ГПП

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа D-12P «Классика» производства Таврида Электрик.

Ячейка шкафа D-12P комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВВ/TEL-10-20;
- трансформаторы тока ТОЛ-10, ТЛК-10, ТШЛ-10;

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

- трансформаторы напряжения ЗНОЛП-10УЗ.
- трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1.

Ток нагрузки в нормальном режиме:

$$I_H = \frac{K_{3,ном} \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.1)$$

$$I_H = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 616(A).$$

Максимальный (послеаварийный) ток силового трансформатора:

$$I_{max} = \frac{K_{3.П/А} \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.2)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232(A).$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор ячеек КРУ 10 кВ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные D-12P
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{maxГПП} = 1232$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 24,06$ кА	$i_{дин} = 51$ кА
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_K = 144$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² с

Тепловой импульс на 10 кВ для проверки выключателя КРУ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом, время отключения равно:

$$\tau = t_{3,мин} + t_{CB} + \Delta t_{МТЗ};$$

$$\tau = 0,01 + 0,015 + 1,5 = 1,525 \text{ с}.$$

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (\tau + T_a) \quad (8.3)$$

$$B_K = 9,35^2 \cdot (1,525 + 0,12) = 144 \text{ кА}^2\text{с}$$

					Лист
					65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (8.4)$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости выключателя;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ.

8.3 Выбор выключателей КРУ

В ячейках КРУ устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-10-20 с собственным временем отключения $t_{\text{СВ}}=0,015$ с и полным временем отключения $t_{\text{ОВ}}=0,025$ с.

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нл}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (8.5)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,35 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,12}} = 10,7 \text{ (кА)} .$$

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100}, \quad (8.6)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{40\%}{100} = 11,31 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс для данного выключателя посчитан выше.

Результаты проверки представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВ/TEL-10-20-1600
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{макс}} = 1232 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{п,т}} = 9,35 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.откл.}} = 20 \text{ кА}$
$I_{a,\tau} \leq I_{a.\text{ном}}$	$i_{a,\tau} = 10,7 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = 11,31 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п,0}} = 9,35 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 24,06 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}} = 144 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало – конец)	U _{НОМ} , кВ	I _p , А	I _{max} , А	I _{п.0} , кА	i _{уд} , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП2.1	10	167,82	335,63	9,35	24,06	ВВ/TEL-10-20/630 с номинальным током 630 А	ТОЛ-10-400-0,5/10P
ГПП-ТП3	10	56,32	112,64	9,35	24,06		ТОЛ-10-150-0,5/10P
ГПП-ТП5	10	103,18	206,35	9,35	24,06		ТОЛ-10-250-0,5/10P
ТП5-ТП1	10	57,13	114,27	9,35	24,06		ТОЛ-10-150-0,5/10P
ГПП-ТП4.1	10	141,51	283,01	9,35	24,06		ТОЛ-10-300-0,5/10P
ГПП-ТП7	10	126,22	252,43	9,35	24,06		ТОЛ-10-300-0,5/10P
ТП7-ТП6	10	100,34	200,67	9,35	24,06		ТОЛ-10-200-0,5/10P
ГПП-ТП8	10	227,99	455,99	9,35	24,06		ТОЛ-10-500-0,5/10P
ТП8-ТП9	10	152,00	303,99	9,35	24,06		ТОЛ-10-400-0,5/10P
ТП9-ТП10	10	76,00	152,00	9,35	24,06		ТОЛ-10-200-0,5/10P
ГПП-СД 500	10	34,37		9,35	24,06		ТОЛ-10-50-0,5/10P

Выбранные выключатели и трансформаторы тока на отходящих линиях проходят проверку.

8.4 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [11].

В вводных ячейках КРУ устанавливаются трансформаторы тока типа ТШЛП-10. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные ТШЛП-10-1500-0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1232 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 24,06 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляется схема включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 7.1).

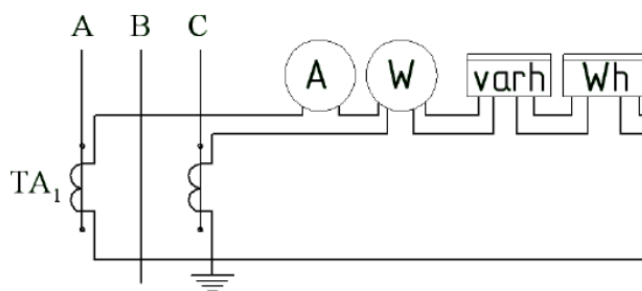


Рисунок 8.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам, пользуясь схемой включения (рисунок 8.1) и каталожными данными приборов, для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 8.5 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		A	B	C
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,1		0,6

Из таблицы 8.5 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (8.7)$$

Где I_2 - вторичный ток трансформатора тока.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (8.8)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом,}$$

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

где $Z_{2ном}$ - вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5; $r_{конт}$ - сопротивление контактов при четырех приборах.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l=6$ м. Т.к. трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$.

(8.9)

ПУЭ регламентирует минимальное сечение для алюминиевых проводов 4 мм², поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами $S = 4$ мм².

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

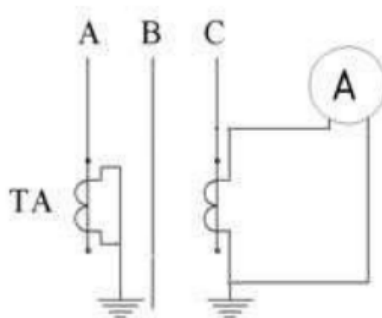


Рисунок 8.2 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ

Проверку ТА по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	СА-3021	1	-	0,5	-

Из таблицы 8.6 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока В, тогда общее сопротивление приборов определяем по формуле (8.7):

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

Допустимое сопротивление проводов определяем по формуле (8.8):

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 6 м. Так как трансформаторы тока соединены в одну фазу, значит $I_{\text{расч}} = 2 \cdot I$, тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 2 \cdot 6}{0,28} = 1,21 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами $S = 4 \text{ мм}^2$.

8.5 Выбор трансформаторов напряжения

Для питания релейной защиты и измерительных приборов, имеющих катушку напряжения, используются трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению,
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности.

Принимаем к установке три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛП-10УЗ. Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (рисунок 8.3).

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

$$S_{\text{НАГР}} \leq S_{2\text{ном}} \cdot k_{\text{т}}, \quad (8.10)$$

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

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

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

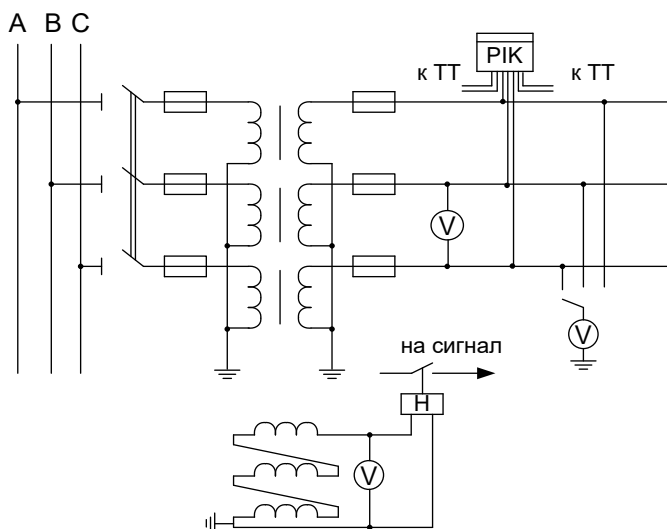


Рисунок 8.3 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Таблица 8.7– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной катушки, ВА	Число катушек	Число приборов	Общая потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр (СШ)	СВ-3021	3	1	1	3
Ввод 10 кВ от трансформаторов					
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	8
Варметр	СТ-3021	4	2	2	8
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	2,5	2	3	15
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	8	34

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{\text{нагр}}=34 \text{ ВА.}$$

Номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3 в классе точности 0,5 $S_{2\text{НОМ}}=75 \text{ ВА}$. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$.

Таким образом, $S_{\text{нагр}} < S_{2\text{НОМ}}$, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 4 мм²

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN-001-10У3 /5/ и втычной разъединитель.

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Произведем проверку кабелей 10 кВ на термическую стойкость.

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{T.C} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.12)$$

где С - коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $C=93 \text{ Ас/мм}^2$ (для кабелей с алюминиевыми жилами и СПЭ изоляцией до 10 кВ, принят по СТО 56947007-29.060. 20.020-2009 [18]).;

Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП-ТП5 определим по выражению:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{64,25 \cdot 10^6}}{93} = 86,2 \text{ мм}^2.$$

Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.8.

Таблица 8.8 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{рз}$, с	$t_{ов}$, с	T_A , с	B_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	С	F_{TC} , мм^2
ГПП-ТП5	9,35	0,6	0,015	0,12	64,25	93	86,2
ГПП-СД	9,35	0,01	0,015	0,12	12,7	93	38,3

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется, результаты сведены в таблицу 8.9.

Таблица 8.9 - Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП2.1-ТП2.2	185	185	АПвПу2г-10 (3х185)
ГПП-ТП3	50	95	АПвПу2г-10 (3х95)
ГПП-ТП5	95	95	АПвПу2г-10 (3х95)
ТП5-ТП1	50	95	АПвПу2г-10 (3х95)
ГПП-ТП4.1-ТП4.2	150	150	АПвПу2г-10 (3х150)
ГПП-ТП7	120	120	АПвПу2г-10 (3х120)
ТП7-ТП6	95	95	АПвПу2г-10 (3х95)
ГПП-ТП8	240	240	АПвПу2г-10 (3х240)
ТП8-ТП9	150	150	АПвПу2г-10 (3х150)
ТП9-ТП10	95	95	АПвПу2г-10 (3х95)
ГПП – СД 500 кВт	50	50	АПвПг-10 (3х50)

8.7 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции

В качестве цеховых ТП принимаются к установке комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-630/10/0,4, КТП-1000/10/0,4, КТП-1250/10/0,4, КТП-1600/10/0,4, КТП-2000/10/0,4, КТП-2500/10/0,4 встроенные и отдельностоящие в зависимости от места установки и назначения здания. Они комплектуются шкафами высокого напряжения с предохранителями и выключателями нагрузки, шкафами низкого напряжения с вводными и секционными автоматическими выключателями, при больших токах короткого замыкания используют специальные автоматические выключатели.

Для промышленных сетей с кабельными сетями в КТП 10/0,4 кВ на стороне высшего напряжения устанавливаются вакуумные выключатели нагрузки с пружинным приводом типа ВНВР-6/630-20. Чтобы разорвать цепь в случае возникновения короткого замыкания, последовательно с выключением нагрузки устанавливаются высоковольтные предохранители ПКТ.

В качестве НРП выбираем силовые распределительные шкафы типа ПР8,
комплектуемые автоматическими выключателями.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

На рисунке 9.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

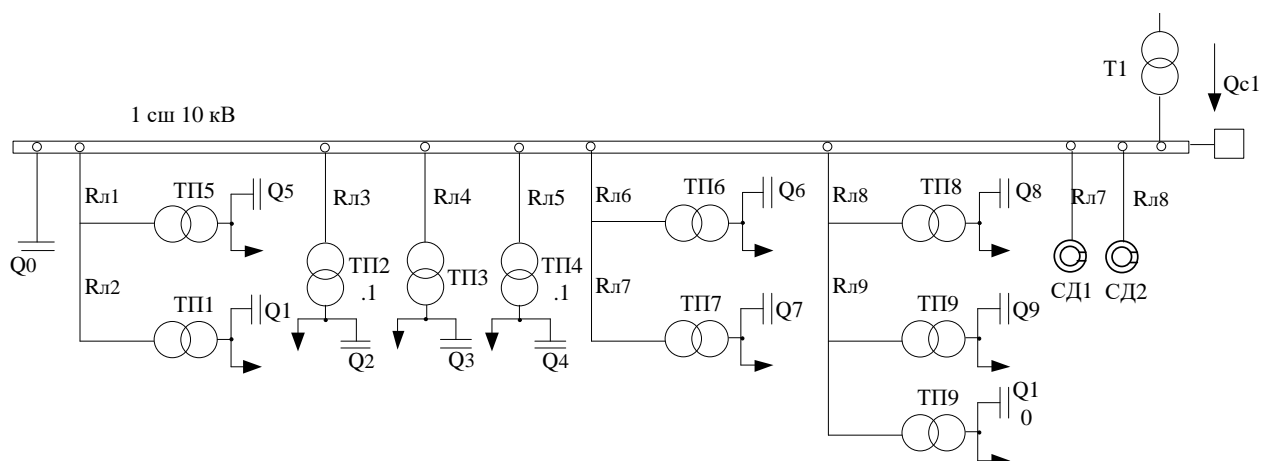


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

9.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТДН-16000/110/10 мощностью по 16 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин, расчет будем вести на одну секцию.

Синхронные двигателя компрессорной СД1-СД4 имеют небольшую мощность, следовательно, удельные потери активной энергии при компенсации ими реактивной мощности будут велики.

К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП.

В таблице 9.1 приведены исходные данные для схемы электроснабжения.

В таблице обозначено:

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

Q_{li} и $\Delta Q_{тpи}$ – необходимая реактивная мощность компенсирующего устройства, реактивная нагрузка на трансформаторы ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{тp}$ – активное сопротивление трансформаторов ТП;

$R_{ли}$ – активное сопротивление кабельной линии.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.тп}^2}, (9.1)$$

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

$S_{ном.тп}$ – номинальная мощность трансформатора, $U_{ном.тп}$ – номинальное напряжение трансформатора, N – число трансформаторов на ТП.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_{ли} = \frac{R_0 \cdot l}{N_{л}}, (9.2)$$

где R_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км, l – длина линии, км, $N_{л}$ – число параллельных кабельных линий.

Таблица 9.1 – Исходные данные схемы электроснабжения

Трансформаторная подстанция	$S_{н.тп}$, кВА	$Q_{ли}$, кВар	$\Delta Q_{тп}$, кВар	$R_{тп}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП1	1250	624,610	28,813	0,960	0,08036
ТП2.1	1600	932,56	36,160	0,645	0,0912
ТП2.2	1600	932,56	36,160	0,645	0,0105
ТП3	1250	526,920	27,780	0,960	0,0544
ТП4.1	1600	790,57	33,960	0,645	0,0768
ТП4.2	1600	790,57	33,960	0,645	0,0144
ТП5	1000	362,380	23,600	1,080	0,07107
ТП6	2500	1120,070	45,250	0,384	0,03163
ТП7	630	293,510	14,505	1,915	0,0592
ТП8	2000	773,080	33,650	0,413	0,025
ТП9	2000	773,080	33,650	0,413	0,02472
ТП10	2000	773,080	33,650	0,413	0,032
ИТОГО		8693,00	381,14		

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 9.2.

Где обозначено:

- номинальное напряжение двигателя; $U_n P_{сд,н i}$ и $-$ номинальные активная и реактивная мощности СД; $Q_{сд,н i} n_i$ - число оборотов СД; D_{1i} и $-$ параметры, характеризующие потери активной мощности в СД. D_{2i}

Таблица 9.2 – Параметры синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{ном},$ кВ	$P_{сд,нi},$ кВт	$Q_{сд,нi},$ Вар	$N_i,$ шт	$n_i,$ об/мин	$D_{1i},$ кВт	$D_{2i},$ кВт
СД1...СД4	СДН	10	500	-375	4	3000	2,07	3,44

Синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности $\beta_{сд} = 0,9$

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя

$$Q_{сд,ми} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot S_{сд,ни} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд,ни}^2 + Q_{сд,ни}^2}, \quad (9.3)$$

$$Q_{сд,ми} = 0,65 \cdot 4 \cdot \sqrt{500^2 + (-375)^2} = 1625 \text{ кВар.}$$

где $\alpha_{ми} = 0,45$ - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от $\beta_{сд}$ и номинального коэффициента мощности $\cos \varphi_{ни} = 0,9$.

9.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau), \quad (9.4)$$

$$C_0 = 1,05 \cdot (1418,69 \cdot 12 \cdot 1 + 1,448 \cdot 5248) = 25854 \text{ руб/кВт.}$$

где $\delta = 1,04$ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

$\alpha = 1418,69$ - основная ставка тарифа, руб/кВт·мес;

$\beta = 1,448$ - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

$\tau = 5248$ – годовое число часов максимальных потерь;

$k_M = \Delta P_3 / \Delta P_M \approx 1$ отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: низковольтные СШ цеховых ТП (Q_{Ci}); СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ($Q_{Эс}$).

9.3 Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{НБК} \cdot K_{пер} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{НБК}, \quad (9.5)$$

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,65 \cdot 86 + 25854 \cdot 4 = 483140,4 \text{ руб/МВар} \cdot \text{год}$$

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223;

$K_{НБК}$ – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК,

$\Delta P_{НБК}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар;

$K_{пер} = 1,65$ – коэффициент перевода стоимости;

$\alpha_{изм} = 86$ - индекс изменения сметной стоимости к ценам на 2020 год.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = E \cdot K_{КВ} \cdot K_{пер} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{КВ}, \quad (9.6)$$

$$Z_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,65 \cdot 86 + 25854 \cdot 2 = 241570,2 \text{ руб/МВар} \cdot \text{год}.$$

Если синхронный двигатель имеет загрузку по активной мощности, то он может дополнительно генерировать мощность в сеть сверх номинальной, такую мощность называют располагаемой $Q_{СДми}$. Пусть все СД имеют загрузку по активной мощности 1, тогда $Q_{СДми} = Q_{СДноми}$.

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_{li}}{Q_{СДни}}, \quad (9.7)$$

$$Z_{1г.сд} = 25854 \cdot \frac{2,07}{0,375} = 142714,08 \text{ руб/МВар.}$$

$$Z_{2г.сд} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сднi}^2}, \quad (9.8)$$

$$Z_{2г.сд} = 25854 \cdot \frac{3,44}{4 \cdot 0,375^2} = 158111,57 \text{ руб/МВар.}$$

9.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$R_{эi} = r_i = R_{ТПi} + R_{ли.} \quad (9.9)$$

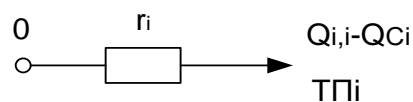


Рисунок 9.2 - Схема замещения радиальной линии

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, питающихся по радиальным схемам.

ТП питающихся по магистральным линиям (рис. 9.3):

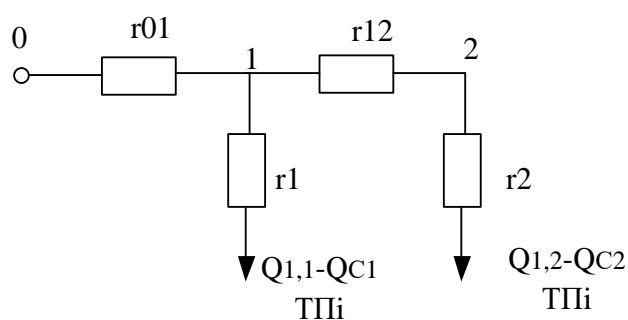


Рисунок 9.3 - Схема замещения магистральной линии

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы рис. 9.3:

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

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) r_1;$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) (r_{12} + r_2).$$

Результаты расчета представлены в таблице 9.3.

9.5 Определение реактивной мощности источников

Определим реактивную мощность источников, подключенных к первой секции СШ 10 кВ ГПП.

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

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0 R_{\text{Эi}}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{\text{Эi}}}, \quad (9.10)$$

где

$$a = \frac{1000}{U_H^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}; \quad (9.11)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0} = \frac{241570,2 - 483140,4}{2 \cdot 10 \cdot 25854} = -0,467 \text{ руб/МВар} \cdot \text{Ом}. \quad (9.12)$$

Результаты расчета мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 - Расчет мощности БК

ТП	R _{ЭКВ} , Ом	Q _l , МВар	ΔQ _T , МВа Р	Q _{ci} , Q _{coj} , Мвар		Q _{ki} , кВар	Q _{ki} +Q _{ci} , кВар	Тип принятой стандартной БК на 1 сш	Q _{cti} , квар
				Расчетное	Принятое				
ТП1	1,225	0,625	28,8	0,27	0,27	0	270	УКРМ-0,4-300-25 УЗ	300
ТП2.1	0,831	1,865	36,16	0,41	0,41	226,4	633,07	УКРМ-0,4-700-25 УЗ	700
2.1-2.2	0,765	1,865	36,16	0,36	0,36	226,4	585,07	УКРМ-0,4-600-25 УЗ	600
ТП3	1,014	0,527	27,78	0,09	0,09	0	94,33	УКРМ-0,4-100-25 УЗ	100
ТП4.1	0,862	1,581	33,96	0,28	0,28	0	282,75	УКРМ-0,4-300-25 УЗ	300
4.1-4.2	0,84	1,581	33,96	0,27	0,27	0	268,63	УКРМ-0,4-300-25 УЗ	300
ТП5	1,180	0,362	23,60	-0,01	0,00	0	0	Не требуется	0
ТП6	2,247	1,120	45,25	0,96	0,96	0	960	УКРМ-0,4-900-50 УЗ	900
ТП7	0,488	0,294	14,505	-0,65	0,00	0	0	Не требуется	0
ТП8	0,438	0,773	33,65	-0,26	0,00	0	0	Не требуется	0
ТП9	0,514	0,773	33,65	-0,10	0,00	0	0	Не требуется	0
ТП10	0,831	0,773	33,65	0,24	0,24	0	240	УКРМ-0,4-250-25 УЗ	250
							3338,02		3450

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

Реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями, определяем по формуле:

$$Q_{сдi} = \frac{3_{10} - 3_{1сдi}}{2aC_0 R_{эсдi}}, (9.13)$$

где

$$R_{эсдi} = \frac{R_{лсдi}}{N_i} + \frac{3_{2сдi}}{aC_0} (9.14)$$

$$R_{эсд} = \frac{0,126}{2} + \frac{158111,57}{10 \cdot 25854} = 0,675 \text{ Ом.}$$

$$Q_{сд} = \frac{241570,2 - 142714,08}{2 \cdot 10 \cdot 25854 \cdot 0,675} = 0,285 \text{ МВар.}$$

9.6 Определение мощности высоковольтной БК

Расчет производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^9 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_{BB} + \Delta Q_{T.ГПП} - \sum_1^9 Q_{Ci} - Q_{эс1}; (9.15)$$

где $Q_{эс1}$ - экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{эс} = \alpha_1 \cdot P_p \text{ и } Q''_{эс} = Q_p - \frac{0,7}{K_{н.р}} \cdot Q_{сд.м}; (9.16)$$

$$Q_p = \sum_1^9 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_{BB} + \Delta Q_{T.ГПП}; (9.17)$$

$$Q_p = (8693 + 311,02) + 0 + 1568,87 / 2 = 9788,455 \text{ кВар.}$$

где α_1 - коэффициент равный 0,5 для сети 110 кВ;

P_p и Q_p - расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;

$K_{н.р}$ - коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,85;

$Q_{сд.м}$ - располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

$$Q'_{эс} = 0,5 \cdot 20045,3 = 10023,146 \text{ кВар.}$$

$$Q''_{эс} = 9788,4 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 0,2855 = 9553,7 \text{ кВар.}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы:

$$Q_{\text{ЭС}} = Q_{\text{ЭС}}'' = 9553,7 \text{ кВар.}$$

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\phi_{\text{э}}$, заданного предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\phi_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_{\text{P}}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}''}{P_{\text{P}}}, \quad (9.18)$$

$$\text{tg}\phi_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_{\text{P}}} = \frac{8553,7}{20046,3} = 0,476. \quad (9.19)$$

Подставим все найденные значения в формулу (9.15):

$$Q_0 = 9788,455 - 3450 - 9553,7 / 2 = 1561,6 \text{ кВар.}$$

К установке на одну секцию принимается одна КРМ-10,5-1500-50.

Проверяем баланс реактивных мощностей. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых $Q_{\text{Г}}$ и потребленных Q_{P} реактивных мощностей.

$$Q_{\text{P}} = \Sigma(Q_{\text{Li}} + \Delta Q_{\text{Ti}}) + \Delta Q_{\text{ГПП}} / 2 + Q_{\text{BB}} / 2 = 9788,545 \text{ кВар.}$$

$$Q_{\text{Г}} = \Sigma Q_{\text{Ci}} + Q_{\text{эс}} + Q_0 = 3450 + 9553,7 / 2 + 1500 = 9726,85 \text{ кВар.}$$

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\phi$ на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{\text{эс1}}$, поступающей из энергосистемы):

$$\text{tg}\phi_{\text{P}} = \frac{Q_{\text{P}} + \Sigma Q_{\text{Ki}} - \left(\Sigma Q_{\text{CT.Hi}} + \Sigma Q_{\text{CT.Bi}} \right)}{P_{\text{P}}}, \quad (9.20)$$

$$\text{tg}\phi_{\text{P}} = \frac{9788,455 + 452,92 - (3450 + 1500 + 285)}{20046,3 / 2} = 0,5.$$

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оценка качества электроэнергии в сети осуществляется по ГОСТ 32144-2013.

Расчетная схема представлена на рисунке 10.1.

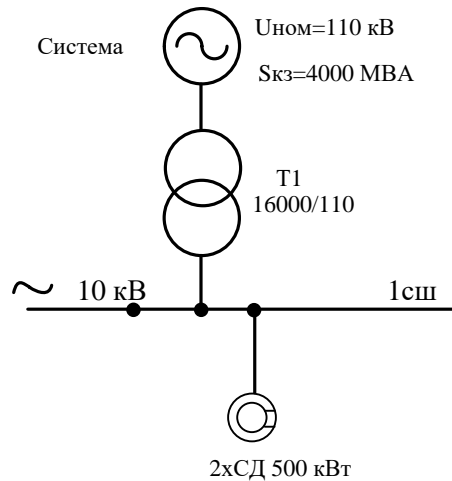


Рисунок 10.1 - Упрощенная расчетная схема

На предприятие имеются синхронные высоковольтные двигатели 4x500 кВт, которые при пусках вызывают провалы напряжения, поэтому проведем оценку их влияния на качество электроэнергии.

Осуществим расчет по нахождению величины просадки напряжения с запущенными двигателями 500 кВт.

Все элементы представляются индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям:

- для линии:

$$X_l = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2}, \quad (10.2)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

$l = 240 \text{ м}$ – максимальная длина линии, км;

$S_б$ – базисная мощность, МВА;

$U_б$ – базисное напряжение, кВ.

$$X_{л} = \frac{0,104 \cdot 0,24 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,226.$$

Для двигателей, участвующих в пуске:

$$X_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot U_{ном}^2}{S_n \cdot U_{\delta}^2}, \quad (10.3)$$

где S_n – расчетная пусковая мощность СД, МВА.

$$S_n = \frac{P_{ном} \cdot K_n}{\cos \varphi \cdot \eta}, \quad (10.4)$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность ЭД, МВт;

K_n – кратность пускового тока;

$\cos \varphi, \eta$ – номинальные параметры ЭД.

$$S_n = \frac{0,5 \cdot 7}{0,8 \cdot 0,96} = 4,557 \text{ МВА.}$$

$$X_{\delta} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{4,557 \cdot 10,5^2} = 220.$$

Кроме СД, участвующего в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»:

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2}, \quad (10.5)$$

где P_H – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

Q_H – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{H.э} = \sqrt{\Sigma P_H^2 + (\Sigma S_n + \Sigma Q_H)^2},$$

$$S_{H.э} = \sqrt{1,6^2 + (4,5570 + 0,9)^2} = 5,68 \text{ МВА.}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{н.э.} = \frac{S_{\delta} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.э.} \cdot U_{\delta}^2}, \quad (10.6)$$

$$X_{н.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{3,991 \cdot 10,5^2} = 250,5.$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД, найдем из выражения:

$$U_{\partial} = U_c \cdot \frac{X_{н.э.}}{X_c + X_{н.э.}}, \quad (10.7)$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

X_c – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_B}{S_c} = \frac{1000}{170} = 5,88.$$

$$U_{\partial} = 10,5 \cdot \frac{250,5}{5,88 + 250,5} = 10,26 \text{ кВ.}$$

Просадка напряжения:

$$\Delta U_{\text{дон}} = 10\% .$$

$$\Delta U = \frac{U_c - U_{\partial}}{U_c} = \frac{10,5 - 10,26}{10,5} \cdot 100\% = 2,286\% .$$

Провалы напряжения при пусках двигателей 500 кВт минимальны, поэтому в установке устройств плавного пуска необходимости нет.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТДН 16000/110

Согласно ПУЭ для трансформаторов общего назначения должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах,
- межвитковых замыканий на землю,
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой,
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаем следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания,
- МТЗ без выдержки времени как резервная от внешних многофазных коротких замыканий,
- защита от перегруза,
- газовая защита.

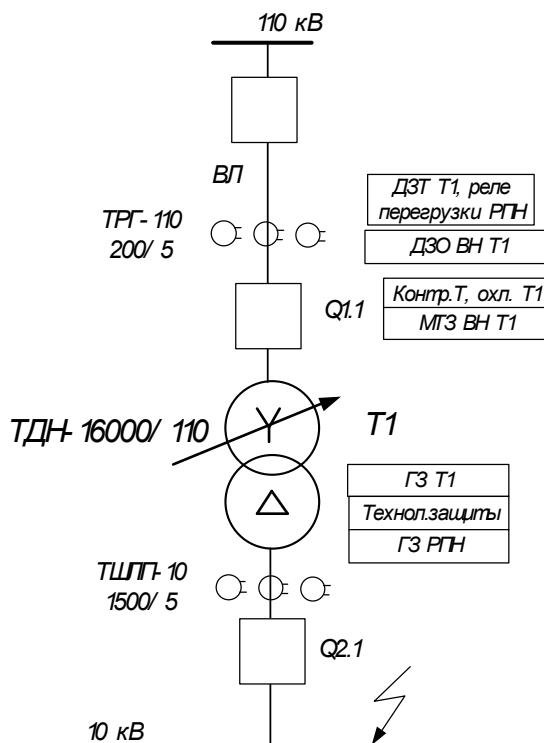


Рисунок 11.1 – Исходная схема сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

11.1 Продольная дифференциальная защита

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных подстанциях при мощности трансформатора 4 МВА и более устанавливается дифференциальная защита без выдержки времени.

Защита выполняется с помощью дифференциального реле.

1. Определяются первичные номинальные токи силового трансформатора, максимальные рабочие токи, выбираются трансформаторы тока и находятся соответствующие вторичные токи в плечах защиты. Трансформаторы тока, соединенные в треугольник (ВН) выбираются по первичному току $\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}$ для того, чтобы вторичные токи не превышали величину 5 А. Расчетные значения сводятся в таблицу 11.1.

Таблица 11.1 - Расчет токов для выбора ТТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		ВН	НН
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924 \text{ А}$
Максимальный рабочий ток, А	$I_{\text{МАХ.РАБ.}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{МАХ.РАБ.}} = 1,4 \cdot 84 = 117,6 \text{ А}$	$I_{\text{МАХ.РАБ.}} = 1,4 \cdot 924 = 1293,6 \text{ А}$
Схема соединения трансформаторов тока		Треугольник	Звезда
Условие выбора ТТ для высокой стороны	$\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\sqrt{3} \cdot 84 = 145,5$	
Тип		ТРГ-110 (200 А)	ТШЛП-10

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

трансформатора тока			(1500 А)
Коэффициенты трансформации ТТ	n_T	40	300
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{2НОМ} = \frac{K_{СХ}}{n_T} \cdot I_{НОМ}$	$\frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 84 = 3,63$	$\frac{1}{300} \cdot 924 = 3,08$

За основную принимается сторона, у которой по расчетам наибольшее значение вторичного тока. В рассматриваемом случае основная сторона – ВН.

2. Определяется ток срабатывания защиты $I_{СЗ}$.

Ток срабатывания защиты предварительно определяется:

– по условию отстройки от тока небаланса, вызванного погрешностями трансформаторов тока $I'_{НБ}$ и регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) $I''_{НБ}$. При этом все токи приводятся к ступени напряжения основной стороны;

$$I'_{НБ} = K_{ОДН} \cdot K_A \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ.2}^{(3)}, \quad (11.1)$$

$$I'_{НБ} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,850 = 0,085 \text{ кА} = 85 \text{ А}.$$

где $K_{ОДН} = 1$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$K_A = 1$ – коэффициент апериодической составляющей для дифференциального реле;

$\varepsilon = 0,1$ допустимая погрешность трансформаторов тока.

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot K_{ОДН} + \Delta N_{РЕГ}) \cdot I_{КЗ.МАХ}^{(3)}, \quad (11.2)$$

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot 1 + 0,16) \cdot 0,85 = 0,221 \text{ кА} = 221 \text{ А}.$$

где $\Delta N_{РЕГ}$ – пределы регулирования напряжения ступени стороны ВН.

Предварительное значение тока срабатывания:

– по условию отстройки от токов небаланса:

$$I_{СЗ} = K_{ОТС} \cdot (I'_{НБ} + I''_{НБ}), \quad (11.3)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot (85 + 221) = 367 \text{ А.}$$

– по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{НОМ}^{ВН}, \quad (11.4)$$

$K_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания при включении силового трансформатора.

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 84 = 109,2 \text{ А.}$$

Из двух токов срабатывания выбирается наибольший.

Производится предварительная проверка чувствительности защиты с целью выяснения в первом приближении возможности использования реле РНТ-565.

Для двухобмоточных трансформаторов коэффициент чувствительности может быть определен по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)} \cdot K_{схN}^{(m)}}{I_{сз} \cdot K_{схN}^{(3)}}, \quad (11.5)$$

$$K_{ч} = \frac{736}{367} = 2,01 \geq 2$$

где $I_{K_{мин}}^{(m)}$ – минимальное значение тока короткого замыкания вида m ($m = 3$ – трехфазное КЗ; $m = 2$ – двухфазное КЗ; $m = 1$ – однофазное замыкание) в защищаемой зоне;

$K_{схN}^{(3)}$ – коэффициент схемы, определяемый видом повреждения m , схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне N и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Таблица 11.2 - Значения коэффициента схемы

№	Вид короткого замыкания	Место короткого замыкания	$\frac{K_{схN}^{(m)}}{K_{схN}^{(3)}}$
1	Трехфазное	На стороне треугольника или звезды	1
2	Двухфазное	На стороне звезды	$\frac{2}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \right)$
			1

		На стороне треугольника	
3	Однофазное	На стороне звезды	$\frac{1}{\sqrt{3}}$

Определяется число витков насыщающегося трансформатора реле для основной стороны

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}, \quad (11.6)$$

где $F_{ср} = 100$ Ампервитков – магнитодвижущая сила срабатывания реле типа РНТ-565.

Полученное число витков насыщающегося трансформатора уточняется с учетом составляющей $I''_{нб}$. Расчеты сводятся в таблицу.

Таблица 11.3 - Расчет числа витков реле РНТ-565

№ пп	Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения
1	Расчетный ток срабатывания на основной стороне, А	$I_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{BH}}{n_{ТВН}} \cdot I_{сз}$	$\frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 367 = 15,89$
2	Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной стороны, витки	$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$	$\frac{100}{15,89} = 6,29$
3	Принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны, витки	$\omega_{осн}$	6
4	Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{ср.осн} = \frac{F_{ср}}{\omega_{осн}}$	$\frac{100}{6} = 16,6$
5	Расчетное число витков обмотки	$\omega_{неосн.расч} = \omega_{осн} \frac{I_{2осн}}{I_{2неосн}}$	$6 \cdot \frac{3,63}{3,08} = 7,07$

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

	насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для неосновной стороны, витки		
6	Принятое число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{неосн}$	7
7	Составляющая тока небаланса $I_{нб}'''$, кА	$I_{нб}''' = \frac{\omega_{неосн.расч} - \omega_{неосн}}{\omega_{неосн.расч}} \cdot I_{К3.2}^{(3)}$	0,084
8	Уточненное значение тока срабатывания защиты $I_{сз}$, кА	$I_{сз} = K_{отс} \cdot (I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}''')$	0,361
9	Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I'_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{BH}}{n_{ТВН}} \cdot I_{сз}$	18,49
10	Окончательно принятое число витков НТТ реле для установки на основной стороне (110 кВ) и неосновной стороне (10 кВ), витки	$\omega_{осн}$ $\omega_{неосн}$	6 7

Оценивается чувствительность защиты при двухфазном КЗ на шинах в минимальном режиме работы системы.

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{B1}}{I_{\text{сз}}} > 2 \quad (11.7)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{736}{361} = 2,03 > 2$$

Рассчитанная защита имеет достаточную чувствительность.

Сумма уставок ΣQ :

$$\Sigma Q = \frac{I_{c.p.}}{I_{\min}} - 1 = \frac{18,49}{5} - 1 = 2,698. \quad (11.8)$$

Выбирается уставка со значением 2,6.

Ток уставки реле $I_{уст}$

$$I_{уст} = I_{\min} \cdot (\Sigma Q + 1) = 5 \cdot (2,6 + 1) = 18 \text{ А} \quad (11.9)$$

Уточняется ток срабатывания защиты:

$$I_{ср.з} = \frac{I_{уст} \cdot K_I}{\sqrt{3}} = \frac{18 \cdot 40}{\sqrt{3}} = 416 \text{ А}.$$

Определяется коэффициент чувствительности основной зоны $K_{ч.осн}$:

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{КЗ.нн}^{(2)}}{I_{сз}} > 1,5 \quad (11.10)$$

$$K_{ч.осн} = \frac{736}{361} = 2,03 > 1,5$$

11.2. Защита от внешних коротких замыканий (МТЗ)

Для защиты от внешних коротких замыканий применяется МТЗ с независимой выдержкой времени. Она является резервной защитой от внешних коротких замыканий. Защита выполняется с помощью статического реле типа РСТ. Определяется максимальный рабочий ток в точке установки защиты равный 1,4 номинального тока трансформатора:

$$I_{МАХРАБ} = \frac{S_{Т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11.11)$$

$$I_{МАХРАБ} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А}.$$

здесь $U_{ном}$ – первичное напряжение трансформатора Т1.

Выбирается трансформатор тока на стороне ВН типа ТРГ-110-У1 (150 А):

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$n_{T1} = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} \quad (11.12)$$

$$n_{T1} = \frac{200}{5} = 40$$

Схема включения трансформатора тока – треугольник, $K^{BH}_{CX} = \sqrt{3}$.

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от максимального рабочего тока в точке установки защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{\max, \text{раб}}, \quad (11.13)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 117,6 = 156,76 \text{ А.}$$

здесь $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $K_B = 0,9$ – коэффициент возврата.

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 156,76 = 6,79$$

Принимается реле типа РСТ 11-24 с диапазоном срабатывания (5-20) А.

Сумма уставок ΣQ :

$$\Sigma Q = \frac{I_{c.p.}}{I_{\min}} - 1 = \frac{6,79}{5} - 1 = 0,358.$$

Выбирается уставка со значением 0,4.

Ток уставки реле $I_{уст}$

$$I_{уст} = I_{\min} \cdot (\Sigma Q + 1) = 5 \cdot (0,4 + 1) = 7 \text{ А.}$$

Уточняется ток срабатывания защиты:

$$I_{C.P.3} = \frac{I_{уст} \cdot K_I}{\sqrt{3}} = \frac{7 \cdot 40}{\sqrt{3}} = 161,66 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент чувствительности основной зоны $K_{ч.осн}$:

$$K_{ч.осн} = \frac{I^{(2)}_{КЗ.нн}}{I_{C3}} > 1,5,$$

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{нн.кз.}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{0,866 \cdot 9,35 / 11}{161,66} = 4,55 > 1,5.$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{сз} \quad t_{прис.} \quad t \quad 0,8 \quad 0,4 \quad 1,2 \quad с,$$

где $t_{прис}$ -время срабатывания защиты на присоединениях;

t - ступень селективности и равна 0,4 сек.

11.3. Защита от перегруза

Для защиты от перегруза используется токовая защита в однофазном исполнении. Трансформаторы тока выбираются те же, что и выше.

$$I_{МАХРАБ} = \frac{S_{Т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 117,6 \text{ А.}$$

Схема включения трансформаторов тока – треугольник, $K^{BH}_{CX} = \sqrt{3}$

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от максимального рабочего тока в точке установки защиты:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{мах.раб}, \quad (11.14)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,9$ - коэффициент возврата;

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 117,6 = 137,2 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{K_{CX}}{n_{Т1}} \cdot I_{сз}, \quad (11.15)$$

$$I_{ср.р} = \frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 137,2 = 5,94 \text{ А.}$$

Принимается реле типа РСТ 11-24 с диапазоном срабатывания (5-20) А.

Сумма уставок ΣQ :

$$\Sigma Q = \frac{I_{с.р}}{I_{min}} - 1 = \frac{5,94}{5} - 1 = 0,188.$$

Выбирается уставка со значением 0,2.

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Ток уставки реле $I_{уст}$

$$I_{уст} = I_{min} \cdot (\sum Q + 1) = 5 \cdot (0,2 + 1) = 6 \text{ А.}$$

Уточняется ток срабатывания защиты:

$$I_{срз} = \frac{I_{уст} \cdot K_I}{\sqrt{3}} = \frac{6 \cdot 40}{\sqrt{3}} = 139 \text{ А.}$$

11.4. Газовая защита

Газовая защита – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5–2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективна и не реагирует на повреждения.

На трансформаторе также необходимо установить реле РГЧЗ-66 для газовой защиты.

Газовая защита является основной защитой трансформатора от межвитковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбирается реле типа РГТ – 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,6 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла. Нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения военного городка №1.

В результате сравнения несколько вариантов и технико-экономических расчетов принята схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ, для которой выбрано все электротехническое оборудование.

На ГПП приняты силовые трансформаторы типа ТДН 16000/110 кВ с подводом питающих линий, выполненных проводами АС-95/16. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Рассчитаны токи короткого замыкания, по которым выбрано и проверено оборудование. В ЗРУ 10 кВ принято установить ячейки КРУ типа Классик с вакуумными выключателями ВВ-TEL-10.

Так же решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов. Кратко рассмотрена защита синхронных двигателей с необходимыми пояснениями и схемами.

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.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. АПвПу2г - Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке с продольной и поперечной герметизацией на напряжение 10 кВ [Электронный ресурс]: Режим доступа: https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu2g_kamkabel/
2. Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Ершов, А.М Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
4. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 187 с.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие/ Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», – 2011. – 320 с.
6. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ Р 32144-2013; введ.01.07.2014. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2014. – 20 с.
7. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие/ Г.Н. Ополева – М.: ФОРУМ-М, 2006. – 480 с.
8. Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 24 декабря 2019 г. № 100/1 «Об установлении единых(котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области».
9. Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2015: ПУЭ. – М: КНОРУС, 2015. – 488 с.
10. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М.,2001.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

11. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов./ Л.Д. Рожкова, В. С. Козулин – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. -648 с.

12. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

13. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -568 с.

14. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 2. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -573 с.

15. Разъединители 110 и 35 кВ «Энергоцентр»: [Электронный ресурс]: Режим доступа:<http://www.energocentr74.ru/catalog/k-38981-razediniteli>

16. Указания по расчету электрических нагрузок.РТМ 36.18.32.4-92 /Разработан ВНИПИ Тяжпромэлектропроект: заведующий лабораторией, канд. техн. наук Б. Д. Жохов; главный инженер проекта Л. Б. Годгельф.

17. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие/ Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2017. – 496 с.

18. СТО 56947007-29.060.20.020-2009 Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10-35 кВ. Стандарт организации, ОАО «ФСК ЕЭС», 2009 г. – 47 с.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.058ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98