

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение 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

\_\_\_\_\_  
Голощанов С.С. \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Электроснабжение химического завода  
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ  
ЮУрГУ–13.03.02.2021.180 ПЗ ВКП

Руководитель проекта (должность)  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_  
Четошникова Л.М. \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Автор проекта  
студент группы МиЭт - 446

\_\_\_\_\_  
Матюшенков И.С. \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Нормоконтролер (должность)  
д.т.н. профессор

\_\_\_\_\_  
Четошникова Л.М. \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## АННОТАЦИЯ

Матюшенков И.С.

Электроснабжение химического завода пластмассовых изделий.

Миасс: ЮУрГУ, ЭТФ, 2021 г,

89 страниц, 12 рисунков, 33 таблицы.

Библиография литературы – 15 наименований,

5 листов формата А1.

В этом курсовом проекте был выполнен расчет параметров электроснабжения химического завода, расположенного в Башкирии (Башкирэнерго). В процессе расчетов определена нагрузка по предприятию в целом, исходя из полученных данных определен центр электрических нагрузок (ЦЭН), относительно полученного ЦЭН выбрано месторасположение главной понизительной подстанции (ГПП). Затем был выполнен расчет низковольтной нагрузки и выбраны трансформаторные подстанции (ТП) и низковольтные распределительные пункты (НРП). Далее выбрано рациональное напряжение внешнего электроснабжения, выполнено сравнение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения 35 и 110 кВ. На основании расчета обосновано установленное оборудование внешнего ЭС. При использовании полученных данных и информации из технической литературы была выполнена схема внутреннего электроснабжения предприятия и рассчитаны токи КЗ. Исходя из полученных результатов выбрано оборудование системы внутреннего электроснабжения. В завершении проекта был произведен расчет КРМ, обоснованы использованные компенсирующие устройства.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Матюшенков И.С.,			Электроснабжение химического завода.	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.							3	89
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.								
					ЮУрГУ, Кафедра Автоматики			

Таблица 1.1

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, $n_э$	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
1	Заводуправление	100	11	0,4	0,7
2	Зеркальный цех	865	33	0,5	0,75
3	Инструментальный цех	630	63	0,55	0,75
4	Склад	30	4	0,25	0,5
5	Химический	985	67	0,7	0,8
6	Котельная	420	25	0,8	0,86
7	Сборочный цех	1780	308	0,55	0,75
8	Цех елочных украшений	900	39	0,5	0,7
9	Цех пластмасс	1115	43	0,7	0,8
10	Гаражи	190	50	0,35	0,6
11	Штамповочный цех	1900	40	0,55	0,75
12	Гальванический цех	1745	180	0,85	0,9
13	Насосная	200	65	0,8	0,85
14	Электроремонтный цех	-	-	-	-
15	Электроцех	260	23	0,4	0,7
16	Компрессорная	542	17	0,8	0,85
17	Заготовительно-Сварочный цех	2185	30	0,55	0,75

Таблица 1.2

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Кол-во электроприёмников, шт	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
12	Гальванический цех	Преобразователи	500	4	0,7	0,8
13	Насосная	Синхронные двигатели типа СТД	630	4	0,8	0,85
16	Компрессорная	Синхронные двигатели типа СТД	800	4	0,85	0,9

Номинальные напряжения всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ

Таблица 2.3

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		4,5
Существующие уровни напряжений $U_1$ и $U_2$ на подстанции энергосистемы, кВ		35 и 110
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	$U_1$	720
	$U_2$	3200
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	за 1 кВт максимальной нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$	согласно действующим тарифам
	за 1 потребленный кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	
Наивысшая температура, °С	Окружающего воздуха	22
	почвы (на глубине 0,7 м)	15
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Есть
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть

№п.п	Наименование оборудования	Рном, кВт	Количество потребителей
Намоточное отделение 1			
1	Станок намоточный	2,4	30
2	Установка испытательная	7,5	3
3	Станок перемоточный	3	1
4	Автомат намоточный	3,3	4
5	Станок оплеточный	0,6	14
6	Ванна для лужения	10	2
7	Установка сатураторная	2,2	1
8	Электротельфер	2,8	3
9	Вентилятор	14	4
Механическое отделение			
10	Станок токарно-винторезный	6,4	30
11	Станок универсально-фрезерный	2,8	12
12	Станок кругло-шлифовальный	9,7	5
13	Станок плоскошлифовальный	3,4	2
14	Станок универсально заточной	2,4	2
15	Станок вертикально-сверлильный	2,2	18
16	Станок токарно-доделочный	4,5	4
17	Станок горизонтально фрезерный	4,5	4
18	Электротельфер	2,8	1
19	Вентилятор	14	2
Намоточное отделение 2			
20	Станок рубки провода	0,6	10
21	Станок подрезки секций	3,4	2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

Лист

6

22	Станок укладки пазов	1,2	10
23	Полуавтомат рубки меди	1,5	6
24	Полуавтомат резки металлов	7,5	1
25	Полуавтомат укладки пазовой изоляции	1,1	9
26	Полуавтомат изолировки пазов	1,7	6
27	Полуавтомат резки изоляционных прокладок	2,2	2
28	Станок оплеточный	0,6	1
29	Станок намотки и скрутки	3,4	2
30	Станок намоточный	3	40
31	Полуавтомат намотки якорей	5,5	2
32	Ванна для пайки	15	2
33	Электротельфер	2,8	2
34	Испытательная установка	10	2
35	Пресс гидравлический	9,5	40
36	Пресс кривошипный	4,5	14
37	Станок агрегатный	18	2
38	Автомат токарный	8	1
Коллекторное отделение			
39	Установка испытательная	7,5	2
40	Обогреватель пресс-форм	20	1
41	Вентилятор	4	8
Отделение пропитки			
42	Вентилятор	14	2
43	Насос	3	3
44	Однофазные ЭП		7
Отделение намотки полюсных катушек			
45	Станок оплеточный	0,6	10
46	Станок намоточный	3	55

					Лист
					7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

47	Станок перемоточный	3	2
48	Автомат намоточный	3,3	3
49	Установка испытательная	7,5	1
50	Электротельфер	2,8	2
51	Установка сатураторная	2,2	1
52	Электрокипятильник	3	2
53	Ванна для пайки	10	2
54	Вентилятор	14	4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

Лист

8

## СОДЕРЖАНИЕ

Технический паспорт проекта.....	10
Введение.....	11
<b>1. РАСЧЕТ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....</b>	<b>12</b>
1.1 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	12
1.2 Расчет электрических нагрузок электроремонтного цеха.....	15
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок.....	20
<b>2. ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....</b>	<b>23</b>
<b>3. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ.....</b>	<b>28</b>
<b>4. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 35 кВ.....</b>	<b>32</b>
4.1 Определение потерь в трансформаторах ГПП.....	32
4.2 Выбор коммутационного оборудования линий и вводов ГПП.....	35
<b>5. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 110 кВ.....</b>	<b>41</b>
5.1 Определение потерь в трансформаторах ГПП.....	41
5.2 Выбор коммутационного оборудования линий и вводов ГПП.....	42
<b>6. ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....</b>	<b>45</b>
6.1 Выбор величины напряжения.....	45
6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения.....	45
6.3 Конструктивное исполнение внутренней сети.....	45
6.4 Расчет питающих линий.....	45
<b>7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....</b>	<b>50</b>
<b>8. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....</b>	<b>58</b>
8.1 Выбор трансформатора собственных нужд ГПП.....	58
8.2 Выбор распределительных устройств, выключателей, трансформаторов тока и напряжения.....	58
8.3 Выбор выключателей 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока.....	64
8.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции.....	65
<b>9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>66</b>
<b>10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ГПП.....</b>	<b>76</b>
10.1 Продольная дифференциальная защита трансформатора 10 МВА ГПП.....	76
10.2 Защита от внешних коротких замыканий.....	82
10.3 Защита от перегруза.....	82
10.4 Газовая защита.....	83
<b>11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	<b>84</b>
Заключение.....	87
Библиографический список.....	88



## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1.  $\Sigma$  мощность установленных электроприемников предприятия напряжением до 1 кВ: 15699,8 кВт.
2.  $\Sigma$  мощность установленных электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ: 7720 кВт.
3. Главная категория потребителей по надежности электроснабжения: потребители 2 категории.
4. Полная расчетная мощность: 15845,54 кВА;
5. Коэффициенты реактивных мощностей:
  - заданный системой:  $tg\varphi = 0,47$
  - расчетный:  $tg\varphi_p = 0,43$
6. Напряжение системы внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность КЗ в месте присоединения к энергосистеме: 3200 МВА, вид и сечение питающих линий: ВЛ-110 кВ, АС-70/11;
8. Расстояние от системы до ГПП предприятия: 4,5 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции – 2хТДН-10000/110/10.
10. Напряжение системы внутреннего ЭС предприятия: 10 кВ;
11. На предприятии приняты комплектные ТП с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250, 400, 630, 1000 кВА;
12. Тип кабельных линий: ААП2л.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

## ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения (СЭС) – совокупность электроустановок, обеспечивающая определенный объект или несколько объектов электрической энергией. Электроустановки, обеспечивающие питание промышленных предприятий, выбираются из условий надежности и соответствия техническим требованиям, но при этом с минимальными материальными затратами. Также выбранная схема СЭС должна позволять проводить модернизацию без существенного удорожания изначального варианта и обеспечивать приемлемое качество электроэнергии.

Помимо перечисленных выше требований, в системе электроснабжения необходимо предусмотреть системы сигнализации и автоматического управления, системы контроля и учета электроэнергии, устройств защиты и др.

Поэтому, при проектировании СЭС следует руководствоваться рекомендациями справочников и ПУЭ, чтобы учесть как можно большее число факторов.

Таким образом, проектирование СЭС является сложной и трудоемкой задачей, включающей в себя выбор и обоснование трансформаторов, выбор сечения низковольтных и высоковольтных кабелей и проверка их на электродинамическую и термическую стойкость, выбор рационального напряжения, выбор местоположения главной понизительной подстанции и других объектов, выбор способа компенсации реактивной мощности и используемое для этого оборудование и т.д. Правильно принятые решения на каждом из этапов позволяют снизить материальные потери и улучшить качество электроэнергии.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

# 1. РАСЧЕТ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

## 1.1 Расчет электрических нагрузок предприятия

Для начала находится низковольтная нагрузка в целом по цехам. Используя справочные материалы находим коэффициенты использования  $k_{на}$  и мощности  $\cos\varphi$ . Далее определяются средние мощности  $P_{ср}$  и  $Q_{ср}$  по каждому цеху. Затем с использованием данных задания и справочных материалов ( $n_э$  и  $K_{на}$ ) находится коэффициент максимума  $K_{ра}$  и с его помощью определяются расчетные нагрузки  $P_p$  и  $Q_p$ .

Активная нагрузка (средняя) за наиболее загруженную смену определяется по следующему выражению:

$$P_{ср} = k_{на} \cdot P_{ном} \quad (1.1)$$

Реактивная нагрузка (средняя) за наиболее загруженную смену:

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\varphi \quad (1.2)$$

Расчетные активные и реактивные нагрузки рассчитываются, используя следующие формулы:

$$P_p = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{наi} P_{номi} \quad (1.3)$$

$$Q_p = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^n k_{наi} P_{номi} \cdot tg\varphi \quad (1.4)$$

где  $k_{на}$  – коэффициент использования активной мощности, показывающий то, насколько используется установленная мощность за наиболее загруженную смену. Значения данных коэффициентов приводятся в справочниках.

$K_{ра}$  и  $K_{рр}$  – расчетные коэффициенты активной и реактивной мощности соответственно.  $K_{ра}$  определяется по справочникам,  $K_{ра}=f(n_э; k_{на})$ .  $K_{рр}$  определяется по выражению:

$$K_{рр} = \frac{1}{1+6\sqrt{n_э}} \quad (1.5)$$

$n_э$  – эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{номi})^2}{\sum_{i=1}^n P_{номi}^2} \quad (1.6)$$

Осветительная нагрузка цеха  $P_{р.осв.}$  определяется по выражению (1.7), учитывая площадь поверхности цеха  $F_{ц}$ , которая определяется по

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

генеральному плану предприятия, удельную осветительную нагрузку  $P_{уд.осв.}$  и коэффициенты спроса на освещение  $K_{с.осв.}$ :

$$P_{р.осв.} = K_{с.осв.} \cdot P_{уд.осв.} \cdot F_{ц} \quad (1.7)$$

$$Q_{р.осв.} = P_{р.осв.} \cdot tg\varphi \quad (1.8)$$

Используя найденные значения осветительной и расчетной нагрузки находится полная расчетная низковольтная нагрузка по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.9)$$

Высоковольтная нагрузка производится в таком же порядке, как и низковольтная.

Выполненные расчеты приведены в таблице 1.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13



## 1.2 Расчет электрических нагрузок электроремонтного цеха

С применением формул (1.1) - (1.9), находятся расчетная активная, реактивная и полная мощность для каждого отделения электроремонтного цеха, а также расчетный ток  $I_p$  и групповые коэффициенты использования и  $\text{tg}\varphi$ :

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.10)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети цеха,  $U_H = 0,38$  кВ.

$$K_{\text{иа}\Sigma} = \frac{\Sigma k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{НОМ}}}{\Sigma P_{\text{НОМ}}} \quad (1.11)$$

$$\text{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{\Sigma k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg}\varphi}{\Sigma k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{НОМ}}} \quad (1.12)$$

Полученные значения сведем в таблицы 2 и 3.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 2 – Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			
По заданию технологов				Справочные			kia·pном	kia·pном·tgφ	n·p2номi	пэ	Кра	Kpp	Pp	Qp	Sp	Ip/Iпик
Наименование узлов СЭС и ЭП	n	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт		kia	cosφ	tgφ										
		pномi	pном=Σp													
<b>I. Намоточное отделение 1 (ШР-1)</b>																
1. Станок намоточный	30	2,4	72	0,13	0,5	1,73	9,36	16,21	172,8							
2. Установка испытательная	3	7,5	22,5	0,10	0,6	1,33	2,25	3,00	168,75							
3. Станок перемоточный	1	3	3	0,13	0,5	1,73	0,39	0,68	9							
4. Автомат намоточный	4	3,3	13,2	0,20	0,6	1,33	2,64	3,52	43,56							
5. Станок оплеточный	14	0,6	8,4	0,14	0,5	1,73	1,18	2,04	5,04							
6. Ванна для лужения	2	10	20	0,60	0,85	0,62	12,00	7,44	200							
7. Установка сатураторная	1	2,2	2,2	0,50	0,8	0,75	1,10	0,83	4,84							
8. Электротельфер	3	2,8	8,4	0,10	0,5	1,73	0,84	1,45	23,52							
9. Вентилятор	4	14	56	0,70	0,8	0,75	39,20	29,40	784							
Итого по ШР-1:			205,7	0,34			68,956	64,56	1411,51	30	1,00	1,00	68,96	64,56	94,46	143,52
Без учета запуска:			191,7	0,31			59,16	57,21	1215,51	30,2	1,00	1,00	59,16	57,21	82,30	125,04
<b>II. Механическое отделение (ШР-2)</b>																
10. Станок токарно-винторезный	30	6,4	192	0,16	0,5	1,73	30,72	53,21	1228,8							
11. Станок универсально-фрезерный	12	2,8	33,6	0,15	0,5	1,73	5,04	8,73	94,08							
12. Станок кругло-шлифовальный	5	9,7	48,5	0,35	0,6	1,33	16,98	22,63	470,45							
13. Станок плоскошлифовальный	2	3,4	6,8	0,35	0,6	1,33	2,38	3,17	23,12							
14. Станок универсально заточной	2	2,4	4,8	0,14	0,5	1,73	0,67	1,16	11,52							
15. Станок вертикально-сверлильный	18	2,2	39,6	0,15	0,5	1,73	5,94	10,29	87,12							
16. Станок токарно-доделочный	4	4,5	18	0,15	0,5	1,73	2,70	4,68	81							
17. Станок горизонтально фрезерный	4	4,5	18	0,15	0,5	1,73	2,70	4,68	81							
18. Электротельфер	1	2,8	2,8	0,10	0,5	1,73	0,28	0,48	7,84							
19. Вентилятор	2	14	28	0,70	0,8	0,75	19,60	14,70	392							
Итого по ШР-2:			392,1	0,22			87,01	123,74	2476,93	62,1	1,00	1,00	87,01	123,74	151,26	229,83

## Продолжение Таблицы 2

Исходные данные							Расчетные величины				Расчетная мощность					
По заданию технологов				Справочные												
Наименование узлов СЭС и ЭП	n	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт		kia	cosφ	tgφ										
		pномі	pном=Σр				kia·pном	kia·pном·tgφ	n·p2номі	пэ	Кра	Kpp	Pp	Qp	Sp	Ip/Іпик
<b>III. Намоточное отделение 2 (ШР-3)</b>																
20. Станок рубки провода	10	0,6	6	0,15	0,5	1,73	0,90	1,56	3,6							
21. Станок подрезки секций	2	3,4	6,8	0,15	0,5	1,73	1,02	1,77	23,12							
22. Станок укладки пазов	10	1,2	12	0,15	0,5	1,73	1,80	3,12	14,4							
23. Полуавтомат рубки меди	6	1,5	9	0,2	0,6	1,33	1,80	2,40	13,5							
24. Полуавтомат резки металлов	1	7,5	7,5	0,2	0,6	1,33	1,50	2,00	56,25							
25. Полуавтомат укладки пазовой изоляции	9	1,1	9,9	0,2	0,6	1,33	1,98	2,64	10,89							
26. Полуавтомат изолировки пазов	6	1,7	10,2	0,2	0,6	1,33	2,04	2,72	17,34							
27. Полуавтомат резки изоляционных прокладок	2	2,2	4,4	0,2	0,6	1,33	0,88	1,17	9,68							
28. Станок оплеточный	1	0,6	0,6	0,14	0,5	1,73	0,08	0,15	0,36							
29. Станок намотки и скрутки	2	3,4	6,8	0,15	0,6	1,33	1,02	1,36	23,12							
30. Станок намоточный	40	3	120	0,15	0,5	1,73	18,00	31,18	360							
31. Полуавтомат намотки якорей	2	5,5	11	0,2	0,6	1,33	2,20	2,93	60,5							
32. Ванна для пайки	2	15	30	0,2	0,7	1,02	6,00	6,12	450							
33. Электротельфер	2	2,8	5,6	0,1	0,5	1,73	0,56	0,97	15,68							
34. Испытательная установка	2	10	20	0,1	0,6	1,33	2,00	2,67	200							
35. Пресс гидравлический	40	9,5	380	0,2	0,7	1,02	76,00	77,54	3610							
36. Пресс кривошипный	14	4,5	63	0,2	0,7	1,02	12,60	12,85	283,5							
37. Станок агрегатный	2	18	36	0,15	0,5	1,73	5,40	9,35	648							
38. Автомат токарный	1	8	8	0,2	0,6	1,33	1,60	2,13	64							
<b>Итого по ШР-3:</b>			<b>746,8</b>	<b>0,18</b>			<b>137,38</b>	<b>164,63</b>	<b>5863,94</b>	<b>95,1</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>137,38</b>	<b>164,63</b>	<b>214,42</b>	<b>325,79</b>
<b>IV. Коллекторное отделение (ШР-4)</b>																
39. Установка испытательная	2	7,5	15	0,1	0,6	1,33	1,50	2,00	112,5							
40. Обогреватель пресс-форм	1	20	20	0,2	0,8	0,75	4,00	3,00	400							
41. Вентилятор	8	4	32	0,7	0,8	0,75	22,40	16,80	128							
<b>Итого по ШР-4:</b>			<b>67</b>	<b>0,42</b>			<b>27,90</b>	<b>21,80</b>	<b>640,50</b>	<b>7,009</b>	<b>1,11</b>	<b>1,1</b>	<b>30,97</b>	<b>23,98</b>	<b>39,17</b>	<b>59,51</b>

ЮУРГУ-13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР



Продолжение Таблицы 2.

Исходные данные								Расчетные величины			Расчетная мощность						
По заданию технологов				Справочные				kia·pном	kia·pном·tgφ	n·p2номi	пэ	Кра	Kpp	Pp	Qp	Sp	Ip/Iпик
Наименование узлов СЭС и ЭП	n	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт		kia	cosφ	tgφ											
		pномi	pном=Σp														
V. Отделение пропитки (ШР-5)																	
44. Вентилятор	2	14	28	0,7	0,8	0,8	19,6	14,7	392								
45. Насос	3	3	9	0,8	0,8	0,8	7,2	5,4	27								
46. Однофазные ЭП	7		120	0,73			97,2	116,48	3960								
Итого по ШР-5:			157	0,79			124	136,58	4379	5,63	1,02	1,1	126,5	150,24	196,39	298,39	
VI. Отделение намотки полюсных катушек (ШР-6)																	
46. Станок оплеточный	10	0,6	6	0,14	0,5	1,73	0,84	1,45	3,6								
47. Станок намоточный	55	3	165	0,15	0,5	1,73	24,75	42,87	495								
48. Станок перемоточный	2	3	6	0,15	0,5	1,73	0,9	1,56	18								
49. Автомат намоточный	3	3,3	9,9	0,20	0,6	1,33	1,98	2,64	32,67								
50. Установка испытательная	1	7,5	7,5	0,10	0,6	1,33	0,75	1,00	56,25								
51. Электротельфер	2	2,8	5,6	0,10	0,5	1,73	0,56	0,97	15,68								
52. Установка сатураторная	1	2,2	2,2	0,50	0,8	0,75	1,1	0,83	4,84								
53. Электрокипятильник	2	3	6	0,20	0,7	1,02	1,2	1,22	18								
54. Ванна для пайки	2	10	20	0,20	0,7	1,02	4	4,08	200								
55. Вентилятор	4	14	56	0,70	0,8	0,75	39,2	29,40	784								
Итого по ШР-6:			284,2	0,26			75,28	86,02	1628,04	49,6	1	1	75,28	86,02	114,31	173,68	
Итого по ЭРЦ:			1852,8	0,28			520,53	597,32	16399,92	209	0,68	0,68	354	406,18	538,77		

ЮУрГУ-13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

Таблица 3 – Нагрузка фаз, обусловленная однофазными ЭП.

Наименование узлов СЭС и ЭП	P $\Sigma$ ном ПВ=100 %	n	n·pном <sup>2</sup>	Установленная мощность ЭП, подключаемых на Ул			Коэффициенты приведения P и Q нагрузки			Установленная мощность ЭП, подключаемых на Уф			kia	cosφ	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену							
				AB	BC	CA	kф	k	q	A	B	C				Pср			Qср				
																A	B	C	A	B	C		
ЭП, подключаемые на Ул																							
Печь сушильная, однофазная	60	1	3600	60			A	0,72	0,09				0,75	0,8	0,75	32,4			4,05				
							B	0,28	0,67				0,75	0,8	0,75		12,6			30,15			
							B	0,72	0,09				0,75	0,8	0,75		0			0			
							C	0,28	0,67				0,75	0,8	0,75		0			0			
							C	0,72	0,09				0,75	0,8	0,75		0			0			
Итого по Ул	60	1													32,4	12,6	0	4,05	30,15	0			
ЭП, подключенные на Уф																							
Ванна для пропитки, однофазная	6	10	360									0	20	40	0,7	0,85	0,62	0	14	28	0,00	8,68	17,35
Итого по однофазным приёмникам	120	11	3960									0,725			32,4	26,6	28	4,05	38,83	17,35			

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

ЮУрГУ-13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

19

Лист

### 1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок.

Картограмма нагрузок представляет собой размещение на генплане окружностей, центры которых совпадают с центрами электрических нагрузок (ЦЭН) цехов, а радиусы окружностей пропорциональны общей нагрузке в этом цехе. Окружности делятся на части (сектора), размеры которых зависят от соотношения низко- и высоковольтной, а также осветительной нагрузок в цехах. Радиусы окружностей определяется по следующей формуле:

$$R_i = \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot m}} \cdot \sqrt{P_{pi}} \quad (1.13)$$

где  $P_{pi}$ ,  $P_{рнvi}$ ,  $P_{рвvi}$ ,  $P_{росvi}$  – расчетные нагрузки (активные) соответственно полностью по цеху, оборудования до 1 кВ, электроприемников свыше 1 кВ, электрического освещения, кВт;

$m$  – масштаб площади, используемой для картограммы нагрузок, кВт·м<sup>2</sup>

Для определения  $m$  используется следующая формула:

$$m = \frac{P_{pmin}}{\pi \cdot R_{min}^2} \quad (1.14)$$

где  $P_{pmin}$  – минимальная активная мощность (расчетная) цеха;

$R_{min}$  – минимальный радиус, который следует использовать для обеспечения читаемости текста. В этом проекте был выбран  $R_{min}=5$  мм.

Размеры секторов, которые определяются для каждого цеха, определяются по формулам:

$$\alpha_{нvi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{рнvi} \quad (1.15)$$

$$\alpha_{вvi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{рвvi} \quad (1.16)$$

$$\alpha_{осvi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{росvi} \quad (1.17)$$

Центром электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия называется символический центр потребления электрической энергии предприятием. Для определения координат ЦЭН используются следующие выражения:

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$X_{\text{цн}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (1.18)$$

$$Y_{\text{цн}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (1.19)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты центра  $i$ -го цеха на генплане.

Расчеты, выполненные по формулам (1.13) – (1.19), выпишем в таблицу 4.

Главная понизительная подстанция (ГПП) располагается как можно ближе к ЦЭН предприятия, при этом учитывая направление, с которого поступает питание.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 4 – Расчет центра электрических нагрузок

Номера и наименование цехов и подразделений	$P_{p\Sigma}$	$P_{pн/в}$	$P_{pосв}$	$P_{pв/в}$	$x_i$	$y_i$	$R_i$	$\alpha_{н/в}$	$\alpha_{осв}$	$\alpha_{в/в}$		
1. Заводоуправление	55,60	42,40	13,20	0	525	160	7,82	275	85	0	$m= 0,29$	
2. Зеркальный цех	369,75	346,00	23,75	0	465	115	20,16	337	23	0	$X_{цэн}= 165,8$	
3. Инструментальный цех	285,75	277,20	8,55	0	505	190	17,72	349	11	0	$Y_{цэн}= 93,67$	
4. Склад	22,75	12,75	10,00	0	465	190	5,00	202	158	0		
5. Химический	563,08	551,60	11,48	0	390	145	24,87	353	7	0		
6. Котельная	286,88	285,60	1,28	0	340	185	17,76	358	2	0		
7. Сборочный цех	815,08	783,20	31,88	0	280	140	29,93	346	14	0		
8. Цех елочных украшений	393,15	360,00	33,15	0	265	175	20,79	330	30	0		
9. Цех пластмасс	681,28	663,43	17,85	0	195	105	27,36	351	9	0		
10. Гаражи	84,90	66,50	18,40	0	175	170	9,66	282	78	0		
11. Штамповочный цех	921,40	888,25	33,15	0	125	170	31,82	347	13	0		
12. Гальванический цех	2592,55	1186,60	5,95	1400	145	75	53,38	165	1	194		
13. Насосная	2144,85	128,00	0,85	2016	135	25	48,55	21	0	338		
14. Электроремонтный цех	512,06	353,96	158,10	0	115	235	23,72	249	111	0		
15. Электроцех	116,45	88,40	28,05	0	90	80	11,31	273	87	0		
16. Компрессорная	3150,19	390,24	39,95	2720	90	45	58,84	45	5	311		
17. Заготовительно-Сварочный цех	1049,54	1021,49	28,05	0	40	120	33,96	350	10	0		

ЮУрГУ-13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

## 2. ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Трансформаторы цеховых ТП выбираются на основе ГОСТ 14209-85. Для выбора цеховых ТП необходимо выбрать единичную мощность трансформаторов, оптимальное количество трансформаторов для каждой ТП, а также расположение ТП.

Единичная мощность трансформаторов определяется с учетом плотности электрической нагрузки в каждом цехе. Плотность электрической нагрузки определяется по следующему выражению:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}} \quad (2.1)$$

где  $S_p$  – мощность цеха (расчетная),  $F_{ц}$  – площадь цеха.

Таблица 5 – Связь между экономически обоснованной мощностью отдельных трансформаторов цеховых ТП.

Плотность электрической нагрузки цеха $\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	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 и выше
Экономически обоснованная мощность одного трансформатора $S_{э.т.}$ , кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Оптимальное количество трансформаторов определяется по формуле:

$$N_T^{opt} = N_{T.min} + m \quad (2.2)$$

$$N_{T.min} = \max(N_{T.min}^{над}; N_{T.min}^э) \quad (2.3)$$

$N_{T.min}^{над}$  рассчитывается на основе категории надежности, к которой относится потребитель (1 для III категории, 2 для I и II категории)

$$N_{T.min}^э = \frac{P_p}{K_{э.т.доп} \cdot S_{э.т.}} + \Delta N_T \quad (2.4)$$

где  $K_{з.доп.}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформатора, который зависит от категории надежности

$K_{з.доп.} = 0,65 – 0,7$  для первой категории;

$K_{з.доп.} = 0,7 – 0,8$  для второй категории;

$K_{з.доп.} = 0,8 – 0,95$  для третьей категории;

$\Delta N_T$  – прибавка до целого числа;

$m$  – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального.

$m=f(N_{Tmin}, K_{зт.норм}, \Delta N_T)$ .

Затем рассчитывается предельная величина реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{опт} \cdot K_{зт.доп} \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} \quad (2.5)$$

где  $S_{ном.т}$  – полная мощность (номинальная) трансформаторов цеховых ТП;

$P_p$  – расчетная нагрузка на ТП.

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

Когда  $Q_{1p} < Q_p$ , то трансформатор не может полностью пропустить всю реактивную нагрузку, и часть этой мощности должна быть скомпенсирована.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме определяются по следующим формулам:

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{1i}^2}}{N_T \cdot S_{н.т}} \quad (2.6)$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{1i}^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т}} \cdot \frac{N_{IВВ.рез}}{N_T} \quad (2.7)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов ТП;

$S_{н.т}$  – полная расчетная нагрузка одного трансформатора ТП.

Сведем расчеты по выбору цеховых ТП в таблицу 6.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Таблица 6 – выбор цеховых ТП.

Наименование цехов и узлов СЭС	Sp	F	σ	категория надёжности	Nт. min. над	Sэт	Кз. т. норм.	Pp	Nтэ	Nтэmin	ΔN	Nтmin	m	Nтопт	Стном расч	Стном	Q1p	Q1	Qку	Кзтнорм	Кзтп/ав	Qp
1. Заводоуправление	503,20	1700	0,30	III	2	1600	0,8	341,35	0,27	1	0,73	2	0	2	213,34	250	208,52	208,52	253,21	0,80	1,43	461,73
3. Инструментальный цех				II																		
2. Зеркальный цех	582,69	3750	0,16	II	2	1000	0,8	392,50	0,49	1	0,51	2	0	2	245,31	250	77,10	77,10	353,54	0,80	1,68	430,64
4. Склад				III																		
5. Химический	773,20	900	0,86	II	2	2500	0,8	563,08	0,28	1	0,72	2	0	2	351,92	400	304,21	304,21	225,67	0,80	1,76	529,89
6. Котельная	350,84	150	2,34	II	2	2500	0,8	286,88	0,14	1	0,86	2	0	2	179,30	250	278,75	201,97	0,00	0,70	1,43	201,97
7. Сборочный цех	1211,07	2500	0,48	II	2	2500	0,8	815,08	0,41	1	0,59	2	0	2	509,42	630	593,06	593,06	302,68	0,80	1,62	895,74
8. Цех слочных украшений	631,51	2600	0,24	II	2	1600	0,8	393,15	0,31	1	0,69	2	0	2	245,72	400	505,01	494,20	0,00	0,79	1,23	494,20
9. Цех пластмасс	1048,33	3700	0,28	II	2	2500	0,8	766,18	0,38	1	0,62	2	0	2	478,86	630	655,01	655,01	57,84	0,80	1,35	712,86
10. Гаражи				III																		
11. Штамповочный цех	1329,62	3900	0,34	II	2	2500	0,8	921,40	0,46	1	0,54	2	0	2	575,88	630	408,76	408,76	549,83	0,80	1,83	958,59
12. Гальванический цех	1395,63	700	1,99	II	2	2500	0,8	1192,55	0,60	1	0,40	2	0	2	745,34	1000	1066,69	724,99	0,00	0,70	1,49	724,99
13. Насосная	1254,50	14700	0,09	II	2	2500	0,8	757,36	0,38	2	1,62	2	0	2	473,35	630	665,19	665,19	325,90	0,80	1,50	991,08
14. Электроремонтный цех				II																		
15. Электроцех	531,01	4700	0,11	II	2	1000	0,8	430,19	0,54	1	0,46	2	0	2	268,87	400	473,85	311,31	0,00	0,66	1,34	311,31
16. Компрессорная				II																		
17. Заготовительно-Сварочный цех	1515,88	2200	0,69	II	2	2500	0,8	1049,54	0,52	1	0,48	2	0	2	655,96	1000	1207,67	1093,78	0,00	0,76	1,31	1093,78

ЮУрГУ-13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата



Суммарные потери мощности в трансформаторах цеховых ТП с учетом соответствующей нагрузки приведены в таблице 7 (все трансформаторы, приведенные в таблице, имеют тип ТМГ).

Потери активной мощности в трансформаторах рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}) \quad (2.8)$$

где N – число ТП в цехе;

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

$\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = N \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100\%} \cdot S_{н.т} + K_{з.норм}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot S_{н.т} \right) \quad (2.9)$$

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

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

$S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

При расположении цеховых ТП учитываются расположение центров электрических нагрузок цехов и расположение технологического оборудования.

Освещение территории осуществляется с цеховых ТП, поскольку осветительная нагрузка достаточно мала, а так же в основном используется в моменты минимума нагрузки.

Таблица 7 – потери в цеховых трансформаторах.

№ п/п	Наименование цехов и узлов СЭС	Стном	I <sub>хх</sub>	U <sub>к%</sub>	ΔP <sub>хх</sub>	ΔP <sub>кз</sub>	Кзтнорм	ΔP	ΔQ	N <sub>т</sub>	№ ТП
1	Заводуправление	250	1,9	4,5	0,74	3,7	0,8	6,22	23,90	2	1
2	Инструментальный цех										
3	Зеркальный цех	250	1,9	4,5	0,74	3,7	0,8	6,22	23,90	2	2
4	Склад										
5	Химический	400	1,8	4,5	0,83	5,9	0,8	9,21	37,44	2	3
6	Котельная	250	1,9	4,5	0,74	3,7	0,8	6,22	23,90	2	4
7	Сборочный цех	630	1,6	5,5	1,05	7,6	0,8	11,83	64,51	2	5
8	Цех елочных украшений	400	1,8	4,5	0,83	5,9	0,8	9,21	37,44	2	6
9	Цех пластмасс	630	1,6	5,5	1,05	7,6	0,8	11,83	64,51	2	7
10	Гаражи										
11	Штамповочный цех	630	1,6	5,5	1,05	7,6	0,8	11,83	64,51	2	8
12	Гальванический цех	1000	1,2	5,5	1,55	10,8	0,8	16,92	94,40	2	9
13	Насосная	630	1,6	5,5	1,05	7,6	0,8	11,83	64,51	2	10
14	Электроремонтный цех										
15	Электроцех										
16	Компрессорная	400	1,8	4,5	0,83	5,9	0,8	9,21	37,44	2	11
17	Заготовительно-Сварочный цех	1000	1,2	5,5	1,55	10,8	0,8	16,92	94,40	2	12
	Итого:							127,44	630,87		

ЮУрГУ-13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

### 3. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Напряжение ОРУ и ЗРУ ГПП предприятия зависит от доступных уровней напряжения системы, расстояния от системы до предприятия, возможности использования воздушных линий, затрат на постройку линий и др.

Чтобы учесть максимальное количество факторов и выбрать оптимальный вариант схемы внешнего электроснабжения, применяются различные методики. В качестве такой формулы в данном проекте была использована формула Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 0,016 \cdot P_p^{IV}} \quad (3.1)$$

где  $l$  – длина ВЛ, соединяющая систему с ГПП, км;

$P_p$  – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_p^{IV} = (P_{p.n.} + P_{p.v.} + \Delta P_{T\Sigma}) \cdot k_{\text{ом}} + P_{p.o} \quad (3.2)$$

где  $P_{p.n.}$  – расчетная активная низковольтная нагрузка, установленная на предприятии;

$P_{p.v.}$  – расчетная активная высоковольтная нагрузка, установленная на предприятии;

$P_{p.o}$  – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, которая включает в себя освещение цехов и территорий;

$\Delta P_{T\Sigma}$  –  $\Sigma$  потерь активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;

Расчет потерь в трансформаторах ТП показан в таблице 7.

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

$$k_{\text{ом}} = f(m; k_{\text{иа}}) = 0,85 \quad (3.3)$$

где  $m$  – число графиков, формирующих график нагрузки предприятия;

Подставив значения, рассчитанные выше, в формулу (3.2), получим:

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$P_p^{IV} = 0,85 \cdot (7445,61 + 6136 + 546,63) + 127,44 = 12136,44 \text{ кВт}$$

Используя данные задания и полученные значения в формуле (3.1):

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{4,5 + 0,016 \cdot 12136,44} = 61,17 \text{ кВ.}$$

Поскольку в задании представлены 2 напряжения для выбора – 35 кВ и 110 кВ, то следует сравнить эти варианты.

Для определения полной мощности предприятия и дальнейшего выбора трансформаторов ГПП используется выражение:

$$S_{р.п.i} = \sqrt{P_{р.п}^2 + (Q_{эсi} - \Delta Q_{тгпп})^2} \quad (3.4)$$

где  $Q_{эсi}$  – реактивная мощность, которая экономически обоснована, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{эсi} = P_{рп} \cdot tg\varphi \quad (3.5)$$

$tg\varphi$  определяется по справочникам. Для 110 кВ данный коэффициент составляет 0,5.

Потери мощности (реактивной) в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{тгпп} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{р.п}^2 + Q_{эсi}^2} \quad (3.6)$$

Мощность трансформаторов ГПП:

$$S_{тi} = \frac{S_{рпi}}{n \cdot k_{зтдоп}} \quad (3.7)$$

где  $n=2$  – количество трансформаторов ГПП, которое определяется на основе условий надежности;

$k_{зтдоп}$  – коэффициент загрузки трансформаторов, который допускается использовать в нормальном режиме учитывая систематические перегрузки.

Расчеты, выполненные по формулам (3.3) – (3.7), запишем в таблицу 8. Схема внешнего электроснабжения предприятия показана на рисунке 3.1.

Таблица 8 – данные трансформаторов ГПП.

Напряжение, кВ	110
Экономически обоснованная реактивная мощность $Q_{эс}$ , кВАр	7086,34
Полная расчетная нагрузка предприятия $S_{рп}$ , кВА	15845,54
Мощность трансформаторов ГПП $S_{т}$ , кВА	11318,24
Выбранный тип трансформаторов ГПП	ТДН-10000/110/10
Номинальная мощность трансформаторов ГПП, кВА	10000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$ , кВ	115
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$ , кВ	10,5
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$ , кВт	14
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$ , кВт	60
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$ , %	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$ , %	0,6
Коэффициент загрузки в нормальном режиме $k_{зтнорм}$	0,76
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{зтп/ав}$	1,53

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

Лист

30

Энергосистема

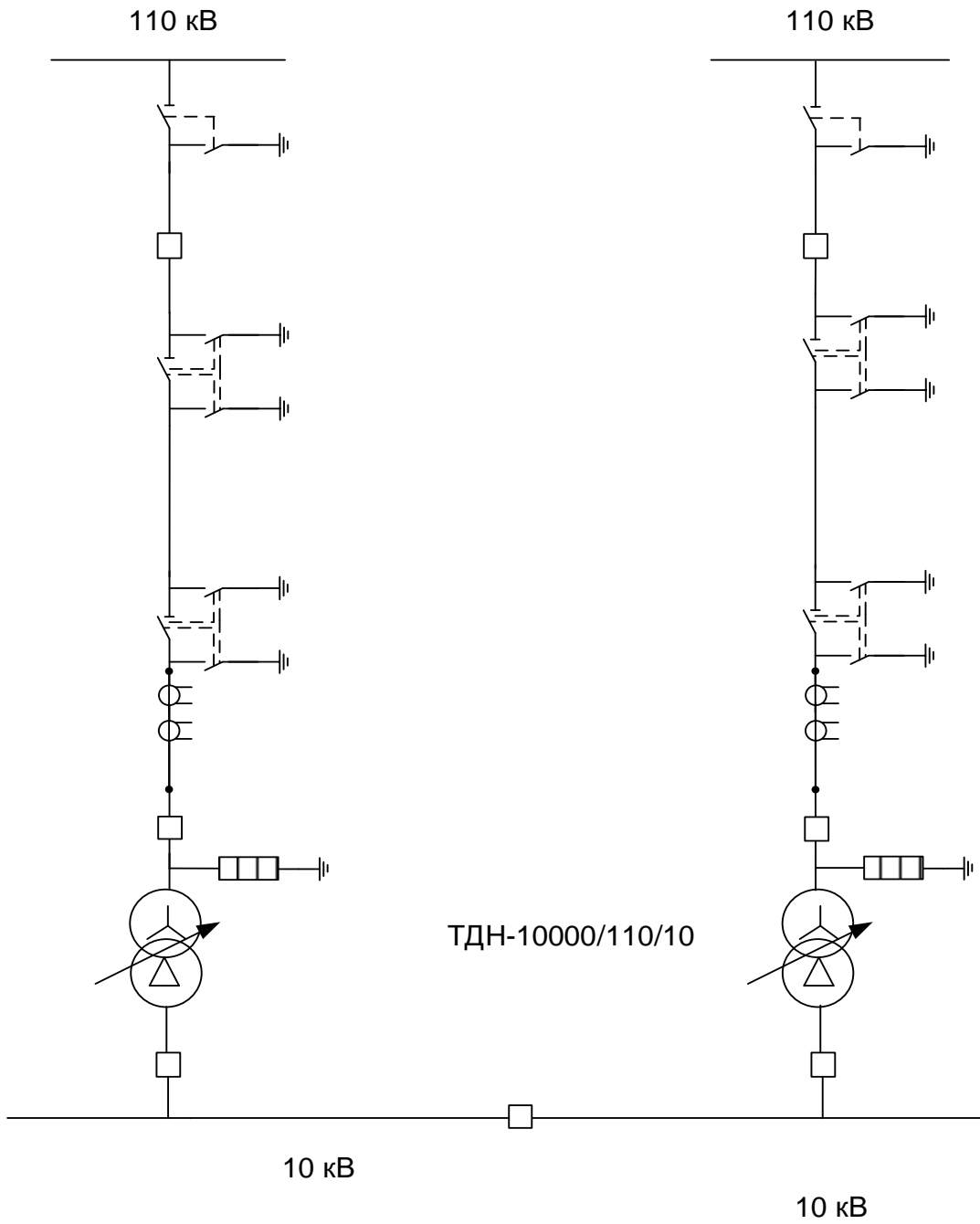


Рис. 3.1 – Схема внешнего электроснабжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

Лист

31

#### 4. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 35 кВ

##### 4.1 Определение потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах ГПП.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + k_{\text{зт.норм}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\text{HT}} + k_{\text{зт.норм}}^2 \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot S_{\text{HT}} \right) \quad (4.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (12,5 + 0,76^2 \cdot 60) = 94,31 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{0,6}{100} \cdot 10000 + 0,76^2 \cdot \frac{8}{100} \cdot 10000 \right) = 1044,16 \text{ кВар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{\text{зт.норм}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau) \quad (4.3)$$

где  $\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, рассчитываемое по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_T \quad (4.4)$$

где  $T_M$  – годовое число часов использования максимума нагрузки, равное 5000 ч;

$T_T = 8760$  ч – годовое число часов.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3412 \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (8760 \cdot 12,5 + 0,76^2 \cdot 60 \cdot 3412) = 455492,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Расчет линии электропередач от районной подстанции до ГПП  
предприятия:

Поскольку в задании не оговорены особые условия системы питания, то примем, что питание завода осуществляется по двухцепной воздушной ЛЭП в соответствии с условиями надежности. Для данной линии определяются марка проводов и площадь сечения.

Нагрузка в начале линии:

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$S_{рл} = \sqrt{(P_{рп} + \Delta P_T)^2 + Q_{3c}^2} \quad (4.5)$$

$$S_{рл} = \sqrt{(14172,68 + 94,31)^2 + 5669,07} = 15352,05 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{рл} = \frac{S_{рл}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} \quad (4.6)$$

где N – количество линий.

$$I_{рл} = \frac{15352,05}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 126,63 \text{ А}$$

Ток послеаварийного режима:

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{рл} = 2 \cdot 126,63 = 253,26 \text{ А}$$

Сечение проводов с учетом экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{рл}}{j_э} \quad (4.7)$$

где  $j_э=1,1$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>

Экономическая плотность тока выбирается по справочнику.

$$F_э = \frac{126,63}{1,1} = 115,12 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение провода – АС-120/19 ( $r_0=0,249$  Ом/км;  $x_0=0,414$  Ом/км). Допустимый ток выбранного провода 390 А, что позволяет использовать данный провод для послеаварийного режима.

Проверка выбранного кабеля по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} = 390 \text{ А} > I_{п/ав} = 253,26 \text{ А}$$

Потери энергии в линии за год:

$$\Delta A_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{рл}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3} \quad (4.8)$$

$$\Delta A_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 126,63^2 \cdot 0,249 \cdot 4,5 \cdot 3412) \cdot 10^{-3} = 367828,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Определяются параметры схемы замещения:

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33



По данным задания мощность КЗ  $S_{кз}=720$  МВА, базисная мощность  $S_6$  принята 1000 МВА. Базисное напряжение  $U_6=37,5$  кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз}} \quad (4.9)$$

$$X_{c*} = \frac{1000}{720} = 1,39$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2} \quad (4.10)$$

$$X_{л*} = \frac{0,414 \cdot 4,5 \cdot 1000}{37,5^2} = 1,32$$

Ток короткого замыкания в т. К-1 в именованных единицах (периодическая составляющая тока КЗ  $I_{п0}$  принимается неизменной во времени):

$$I_{K-1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot X_{c*}} \quad (4.11)$$

$$I_{K-1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 1,39} = 11,08 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в т. К-1:

$$i_{ук-1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K-1} \quad (4.12)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент, который определяется по справочнику.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 11,08 = 26,63 \text{ кА}$$

Ток КЗ в т. К-2:

$$I_{K-2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (X_{c*} + X_{л*})} \quad (4.13)$$

$$I_{K-2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot (1,39 + 1,32)} = 5,68 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в т. К-2:

$$i_{ук-2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K-2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 5,68 = 13,65 \text{ кА}$$

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

## 4.2 Выбор коммутационного оборудования линий и вводов ГПП.

Коммутационное оборудование выбирается исходя из следующих условий:

1) Номинальное напряжение:

$$U_c \leq U_n \quad (4.14)$$

2) Номинальный ток:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}} \quad (4.15)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – наибольший рабочий ток выключателя при наиболее тяжелом режиме работы

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.16)$$

3) Электродинамическая стойкость:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}} \quad (4.17)$$

$$i_{\text{удмах}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}} \leq I_{\text{динмах}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} \quad (4.18)$$

4) Номинальный ток отключения:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл}} \quad (4.19)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_a \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \quad (4.20)$$

где  $\beta_n$  – относительное содержание апериодической составляющей в токе КЗ.

5) Термическая стойкость:

$$B_k = I_{\text{пт}}^2 \cdot (t_z + t_b + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{кдоп}} \quad (4.21)$$

где  $t_z$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_b$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a = 0,05\text{с}$  – время затухания апериодической составляющей тока КЗ;

$I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{тер}$  – допустимое значение времени протекания тока термической стойкости.

Выбор выключателей:

Намечаем к установке выключатель типа ВГБЭ-35 – элегазовый выключатель наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме находится по формуле:

$$I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot S_{HT}^{\Gamma\Pi\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ А} \quad (4.22)$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3min} + t_B \quad (4.23)$$
$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

где  $t_{3min}$  – минимальное время срабатывания защиты;

$t_B$  – собственное время срабатывания выключателя.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени  $\tau$  определяется выражением:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{нт} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (4.24)$$
$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,68 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 2,12 \text{ кА}$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при КЗ.

Допустимое значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \quad (4.25)$$
$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \frac{32}{100} = 5,66 \text{ кА}$$

где  $\beta_{ном}$  – нормированное содержание апериодической составляющей в токе отключения.

Выбранный выключатель проверяется на термическую стойкость:

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{пт}^2 \cdot (t_з + t_в + T_a) = 5,68^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,05) = 2,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Допустимый тепловой импульс:

$$B_{кдоп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $I_{тер}$  – трехсекундный ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{тер}$  – время протекания термической стойкости.

Разъединители выбираются по номинальному току ( $I_{рабmax} \leq I_{ном}$ ) и напряжению ( $U_c \leq U_{ном}$ ). Также разъединители проверяются на электродинамическую и термическую стойкость аналогично выключателям. Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений устанавливаются ограничители перенапряжений, которые также выбираются по напряжению.

Выбранное оборудование и их основные характеристики сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Справочные данные коммутационного оборудования.

Расчетные данные	Каталожные данные
<b>Выключатель ВГБЭ-35</b>	
$U_c=35 \text{ кВ}$ $I_{рабmax}=230,9 \text{ А}$ $I_{п0}=5,68 \text{ кА}$ $i_{уд}=13,65 \text{ кА}$ $B_k=2,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном}=35 \text{ кВ}$ $I_{ном}=630 \text{ А}$ $I_{откл}=12,5 \text{ кА}$ $i_{уд}=32 \text{ кА}$ $B_{кдоп}=469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>Разъединитель РВЗ-1а-35/630УЗ</b>	
$I_{рабmax}=230,9 \text{ А}$ $i_{уд}=13,65 \text{ кА}$ $B_k=2,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ном}=630 \text{ А}$ $i_{уд}=50 \text{ кА}$ $B_{кдоп}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>Ограничитель перенапряжения ОПН-35 кВ УХЛ1</b>	
$U_c=35 \text{ кВ}$	$U_{ном}=35 \text{ кВ}$

Технико-экономические показатели системы внешнего электроснабжения:

Годовые приведенные затраты:

$$Z_{Г\Sigma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + Y \quad (4.26)$$

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

$Y$  – ущерб от перерывов электроснабжения. Этот показатель зависит от показателей надежности сравниваемых вариантов. Поскольку в данном проекте сравниваемые варианты имеют одинаковые показатели надежности, то этот параметр исключается из расчетов.

$E_i$  – общие ежегодные отчисления от капиталовложений, определяемые по формуле:

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{Oi}, \quad (4.27)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент эффективности, для энергетики

$$E_H = 0,12;$$

$E_{Ai}$  – отчисления на амортизацию;

$E_{Oi}$  – расходы на обслуживание;

$C_{\text{э}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии, вычисляется по формуле:

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C'_0, \quad (4.28)$$

где  $C'_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по выражению:

$$C'_0 = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) \quad (4.29)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа,  $\alpha = 1743,4 \cdot 12 = 20920,8$  руб/кВт · год;

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии,  $\beta = 1,538$  руб/кВт · ч;

$\delta$  – коэффициент, учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,1 для сетей напряжением 35 кВ;

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$K_M$  – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям активной мощности,  $K_M = \Delta P_{\text{э}} / \Delta P_M \approx 1$ ;

$$C'_0 = 1,1 \cdot \left( \frac{20920,8 \cdot 1}{3412} \right) + 1,538 = 8,28 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0^1 = (455492,5 + 367828,5) \cdot 8,28 = 6817098 \text{ руб./год}$$

Стоимость оборудования внешнего электроснабжения и итоговые затраты сведем в таблицу 10.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Таблица 10 – Результаты технико-экономических расчетов.

№ п.п	Наименование оборудования	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитало-вложения К, тыс. руб.	Отчисления Е о.е.	Затраты КЕ; тыс.руб	Потери э/э Δ А кВт·ч	Стоимость потерь э/э Со; тыс.руб.	
1	ТДНС - 10000/35/10	шт.	2	3000	6000	0,193	1158	455492,5	3757,81	
2	Двухцепная линия АС-120/19, 35 кВ	км	4,5	120	540	0,158	85,32	367828,5	3034,59	
3	Разъединитель РВЗ-1а-35/630У3	полюс	18	100 на 1 полюс	1800	0,193	347,4			
4	Выключатель ВГБЭ-35	шт.	4	1570	6280	0,193	1212,04			
5	Ограничитель перенапряжений ОПН-35	шт.	2	35	70	0,193	13,51			
7	ЗОН-35	шт.	2	30	60	0,193	11,58			
	Итого:						2827,85	823318	6792,4	
	Затраты: (тыс.руб.)	9620,25								

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР

Лист

40

## 5. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 110 кВ

### 5.1 Определение потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах ГПП.

Потери мощности в трансформаторах (аналогично формулам,  
приведенным в п. 4)

$$\Delta P_T = 2 \cdot (14 + 0,76^2 \cdot 60) = 97,31 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{0,7}{100} \cdot 10000 + 0,76^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 10000 \right) = 1352,96 \text{ кВар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_T = 2 \cdot (8760 \cdot 14 + 0,76^2 \cdot 60 \cdot 3412) = 481772,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Расчет линии электропередач от районной подстанции до ГПП  
предприятия:

Нагрузка в начале линии:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(14172,68 + 97,31)^2 + 5669,07} = 15354,84 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{\text{рл}} = \frac{15354,84}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 40,3 \text{ А}$$

Ток послеаварийного режима:

$$I_{\text{п/ав}} = 2 \cdot I_{\text{рл}} = 2 \cdot 40,3 = 80,6 \text{ А}$$

Сечение проводов с учетом экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{40,3}{1,1} = 36,6 \text{ мм}^2$$

По условию коронирования для кабелей 110 кВ устанавливается  
минимальное сечение кабеля 70 мм<sup>2</sup>, поэтому выбирается кабель АС-70/11.  
(r<sub>0</sub>=0,422 Ом/км; x<sub>0</sub>=0,444 Ом/км)

Проверка выбранного кабеля по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{п/ав}} = 80,6 \text{ А}$$

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



Потери энергии в линии за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 40,3^2 \cdot 0,422 \cdot 4,5 \cdot 3412) \cdot 10^{-3} = 63138,66 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Определяются параметры схемы замещения:

По данным задания мощность КЗ  $S_{\text{кз}}=3200$  МВА, базисная мощность  $S_{\text{б}}$  принята 1000 МВА. Базисное напряжение  $U_{\text{б}}=115$  кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{\text{с*}} = \frac{1000}{3200} = 0,31$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{\text{л*}} = \frac{0,444 \cdot 4,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,15$$

Ток короткого замыкания в т. К-1 в именованных единицах (периодическая составляющая тока КЗ  $I_{\text{п0}}$  принимается неизменной во времени):

$$I_{\text{К-1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,31} = 16,2 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в т. К-1:

$$i_{\text{y}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 16,2 = 38,93 \text{ кА}$$

Ток КЗ в т. К-2:

$$I_{\text{К-2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,31 + 0,15)} = 10,91 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в т. К-2:

$$i_{\text{ук-2}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 10,91 = 26,24 \text{ кА}$$

5.2 Выбор коммутационного оборудования линий и вводов ГПП.

Выбор выключателей:

Намечаем к установке выключатель типа ВГТ-110 – элегазовый выключатель наружной установки.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,29 \text{ А}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени  $\tau$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 10,91 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 4,07 \text{ кА}$$

Допустимое значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{45}{100} = 25,45 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 10,91^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,05) = 10,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Допустимый тепловой импульс:

$$B_{\text{кдоп}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранное оборудование и их основные характеристики сведем в таблицу 10.

Таблица 11 – Справочные данные коммутационного оборудования.

Расчетные данные	Каталожные данные
<b>Выключатель ВГТ-110</b>	
$U_c=110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рабмах}}=70,29 \text{ А}$ $I_{\text{п0}}=10,91 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}}=26,24 \text{ кА}$ $B_k=10,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$ $I_{\text{откл}}=40 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}}=102 \text{ кА}$ $B_{\text{кдоп}}=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>Разъединитель РНЗ-1-110/1000 УХЛ1</b>	
$I_{\text{рабмах}}=70,29 \text{ А}$ $i_{\text{уд}}=26,24 \text{ кА}$ $B_k=10,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$ $i_{\text{уд}}=80 \text{ кА}$ $B_{\text{кдоп}}=2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>Ограничитель перенапряжения ОПН-110 кВ УХЛ1</b>	
$U_c=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$

Технико-экономические показатели системы внешнего электроснабжения:

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Годовые приведенные затраты:

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C'_0 = 1,04 \cdot \left( \frac{17547,6 \cdot 1}{3412} \right) + 1,551 = 6,9 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0^1 = (481772,5 + 63138,66) \cdot 6,9 = 3759887 \text{ руб./}$$

год

Стоимость оборудования внешнего электроснабжения и итоговые затраты сведем в таблицу 12.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица 12 – Результаты технико-экономических расчетов.

№ п.п	Наименование оборудования	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капитало-вложения К, тыс. руб.	Отчисления Е о.е.	Затраты КЕ; тыс.руб	Потери э/э Δ А кВт·ч	Стоимость потерь э/э Со; тыс.руб.	
1	ТДН - 10000/110/10	шт.	2	6000	12000	0,193	2316	481772,5	3324,23	
2	Двухцепная линия АС-70/11, 110 кВ	км	4,5	69	310,5	0,158	49,6	63138,66	436	
3	Разъединитель РНЗ-1-110/1000 УХЛ1	полюс	18	180 на 1 полюс	3240	0,193	625,32			
4	Выключатель ВГТ-110	шт.	4	2300	9200	0,193	1775,6			
5	Ограничитель перенапряжений ОПН-110	шт.	2	61	122	0,193	23,55			
7	ЗОН-110	шт.	2	75	150	0,193	28,95			
	Итого:						4819,02	544911,2	3760,23	
	Затраты: (тыс.руб.)	8579,25								

По итогу сравнения вариантов 110 и 35 кВ напряжение внешнего электроснабжения принимается 110 кВ.

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

### 6.1 Выбор величины напряжения

Согласно современным стандартам выполнения схем электроснабжения промышленных предприятий, внутреннее электроснабжение следует выполнять на напряжении 10 кВ. Поскольку в проекте не заявлены приемники на напряжение 6 кВ, то принимаем внутреннее напряжение 10 кВ.

### 6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения

При проектировании схемы внутреннего электроснабжения следует руководствоваться требованиями НТП ЭПП-94, а также ГОСТ и других правовых документов. Также следует учитывать категории потребителей на предприятии, и, исходя из условий надежности, обеспечивать секционирование и взаимное резервирование там, где это необходимо. Полная схема внутреннего электроснабжения представлена в графической части проекта.

### 6.3 Конструктивное исполнение внутренней сети

Способ прокладки кабельных линий, наличие распределительных пунктов, расположение цеховых ТП и т.д. зависит от величины и характера нагрузки на предприятии в целом и в каждом из цехов в отдельности, расположения объектов, расположения дорог, наличия блуждающих токов в грунте, погодных условий и прочих факторов.

Основным методом прокладки кабельных линий выбирается прокладка в траншее, а в случае пересечения кабельной линии с дорогой – прокладка в трубах. Учитывая коррозионную активность грунта и наличие в нем блуждающих токов, выбираем кабель типа ААП2л.

### 6.4 Расчет питающих линий

Для определения сечения выбранной марки кабеля руководствуются показателем экономической плотности тока, а затем проверяют на соответствие необходимым условиям эксплуатации в нормальном и послеаварийном режимах.

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме:

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

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

где  $S_{P.K}$  – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА. При питании однострансформаторной ТП  $S_{P.K}$  принимается равным расчетной нагрузке трансформатора с учетом потерь. При питании от двухтрансформаторной подстанции  $S_{P.K}$  принимается равным мощности одного трансформатора с учетом потерь. При питании нескольких ТП по одной магистральной линии, мощность  $S_{P.K}$  определяется как суммарная мощность всех ТП, питающихся от данной магистральной линии.

Сечение кабельной линии по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P.K}}{j_{\text{э}}} \quad (6.2)$$

где  $j_{\text{э}}=1,4$  – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки  $T_M = 5000$  ч/год.

После вычисления выбираем ближайшее большее стандартное значение к полученному результату.

Для выбранного кабеля по справочникам находится длительно допустимый ток.

Допустимый ток кабеля с учетом условий среды рассчитывается по выражению:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{П}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{P.K}}{n_K} \quad (6.3)$$

где  $K_{\text{П}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, в нашем случае  $K_{\text{П}} = 0,92$  при шести кабелях в траншее,  $K_{\text{П}} = 1$  – в воздухе;

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией  $60^{\circ}\text{C}$  и температуре почвы  $15^{\circ}\text{C}$   $K_t = 1$ .

Далее находится ток послеаварийного режима. Послеаварийным режимом считается выход из строя одной из линии, следовательно, передачи полной мощности по одной линии. Отсюда:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{P.K} \quad (6.4)$$

Допустимая перегрузка в послеаварийном режиме:

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} > \frac{I_{AB}}{n_K} \quad (6.5)$$

где  $K_{AB}$  – коэффициент перегрузки.

Определяется потеря напряжения в линии в послеаварийном режиме:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (6.6)$$

где  $P_P$ ,  $Q_P$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме, кВт;

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

$l$  – длина кабельной линии, км.

Полученные из расчетов по выражениям (6.1)-(6.6) значения сведем в таблицу 11.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Таблица 13 – расчет кабельных линий.

№ п.п	Конечные пункты КЛ		P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	I <sub>p</sub> , А	F <sub>з</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип и количество кабелей	Способ прокладк и	Нагрузка в режиме, А		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub>	K <sub>т</sub>	I' <sub>доп</sub> , А	K <sub>п/ав</sub>	I' <sub>доп. п/ав</sub> , А	L <sub>кл</sub> , км	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %
	начало	конец									норм	п/ав										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	ГПП	ТП-7	383,09	327,51	504	29,10	20,79	25	3хААП2л	траншея	29,10	58,20	90	0,92	1	82,8	1,25	103,5	0,02	1,17	0,099	0,03
2	ТП-7	НРП-1	84,90	107,36	136,87	7,90	5,64	10	3хААП2л	траншея	7,90	-	38	0,92	1	34,96	1,25	43,7	0,04	2,94	0,122	0,04
3	ГПП	ТП-9	596,28	362,49	697,81	40,29	28,78	35	3хААП2л	траншея	40,29	80,58	115	0,92	1	105,8	1,25	132,3	0,02	0,84	0,095	0,04
4	ГПП	ТП-12	524,77	546,89	757,94	43,76	31,26	35	3хААП2л	траншея	43,76	87,52	115	0,92	1	105,8	1,25	132,3	0,14	0,84	0,095	0,24
5	ГПП	ТП-10(11)	593,77	488,25	768,73	44,38	31,70	35	3хААП2л	траншея	44,38	88,77	115	0,92	1	105,8	1,25	132,3	0,18	0,84	0,095	0,33
6	ТП-10	НРП-3	64,43	50,13	81,63	4,71	3,37	4	3хААП2л	траншея	4,71	9,43	28	0,92	1	25,76	1,25	32,2	0,07	7,8	0,112	0,12
7	ГПП	ТП-8	460,70	204,38	504,00	29,10	20,79	25	3хААП2л	траншея	29,10	58,20	90	0,92	1	82,8	1,25	103,5	0,12	1,17	0,099	0,22
8	ТП-10	НРП-2	256,03	377,95	456,51	26,36	18,83	25	3хААП2л	траншея	26,36	52,71	90	0,92	1	82,8	1,25	103,5	0,2	1,17	0,099	0,22
9	ГПП	ТП-5	407,54	593,06	719,59	41,55	29,68	35	3хААП2л	траншея	41,55	83,09	115	0,92	1	105,8	1,25	132,3	0,13	0,84	0,095	0,18
10	ГПП	ТП-6	196,58	247,10	315,75	18,23	13,02	16	3хААП2л	траншея	18,23	36,46	75	0,92	1	69	1,25	86,25	0,32	1,84	0,113	0,41
11	ГПП	ТП-4	143,44	100,99	175,42	10,13	7,23	10	3хААП2л	траншея	10,13	20,26	38	0,92	1	34,96	1,25	43,7	0,25	2,94	0,122	0,36
12	ГПП	ТП-3	281,54	152,11	320	18,48	13,20	16	3хААП2л	траншея	18,48	36,95	75	0,92	1	69	1,25	86,25	0,25	1,84	0,113	0,44
13	ГПП	ТП-2	196,25	38,55	200	11,55	8,25	10	3хААП2л	траншея	11,55	23,09	38	0,92	1	34,96	1,25	43,7	0,37	2,94	0,122	0,71
14	ГПП	ТП-1	170,68	104,26	200	11,55	8,25	10	3хААП2л	траншея	11,55	23,09	38	0,92	1	34,96	1,25	43,7	0,39	2,94	0,122	0,67
15	ГПП	П-12	700	525	875	50,52	36,09	35	3хААП2л	траншея	50,52	101,04	115	0,92	1	105,8	1,25	132,3	0,05	0,84	0,095	0,10
16	ГПП	СД-13	1008	624,70	1186	68,47	48,91	50	3хААП2л	траншея	68,47	136,94	140	0,92	1	128,8	1,25	161	0,09	0,59	0,09	0,20
17	ГПП	СД-16	1360	658,68	1511	87,25	62,32	70	3хААП2л	траншея	87,25	174,49	165	0,92	1	151,8	1,25	189,8	0,13	0,42	0,086	0,27



## 7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Схема для расчета токов КЗ составляется для самого тяжелого режима работы оборудования. В данном случае таким режимом будет являться отключение одного из трансформаторов ГПП (для профилактических работ или вследствие аварии) и включение секционного выключателя системы шин на стороне низкого напряжения ГПП, т.е. все приемники питаются от одного трансформатора.

Принципиальная электрическая схема представлена на рис. 7.1, схема замещения для расчета токов КЗ на рис. 7.2. Токи КЗ в т. К-1 и т. К-2 были рассчитаны ранее в разделе 4.

В подпитке точки К-3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов КЗ в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока КЗ в точке К-4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току КЗ производим выбор вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН цеховых ТП.

Мощность короткого замыкания системы  $S_k = 3200$  МВА, базисная мощность  $S_6 = 1000$  МВА,  $U_{н1} = 115$  кВ,  $U_{н2} = 10,5$  кВ,  $U_{н3} = 0,4$  кВ

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

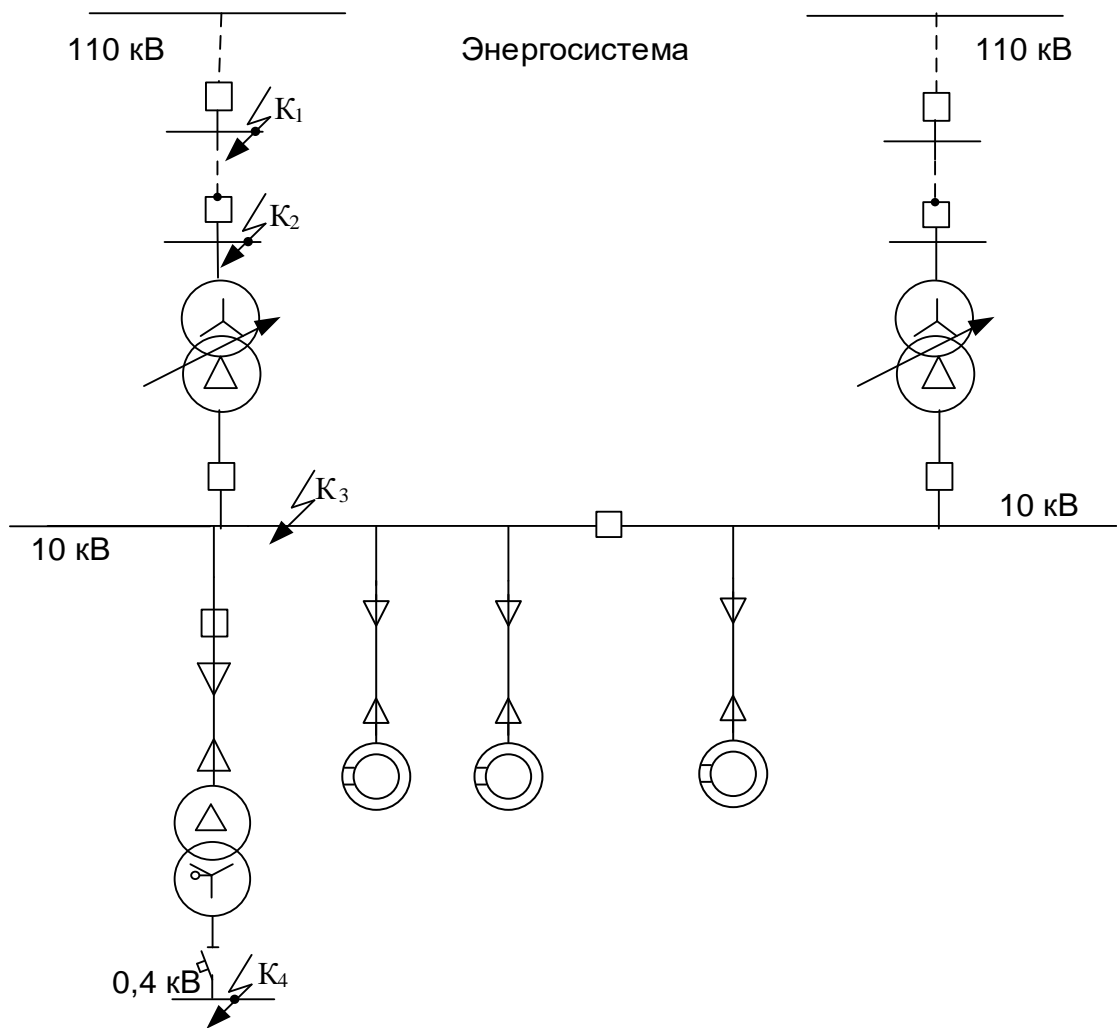


Рис. 7.1 – Принципиальная схема для расчета токов КЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Сопротивление системы:

$$X_1 = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{3200} = 0,31 \quad (7.1)$$

Сопротивление линии:

$$X_2 = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_6^2} = \frac{0,444 \cdot 4,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,15 \quad (7.2)$$

ЭДС системы в относительных единицах равна 1. ЭДС синхронных двигателей и преобразователей принимаем равным 1,1.

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$X_3 = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5 \quad (7.3)$$

Точка К-4 выбирается за трансформатором цеховой ТП с наибольшей мощностью и наименьшей удаленностью от ГПП

Сопротивление кабельной линии ГПП-ТП-9:

$$X_4 = \frac{0,095 \cdot 0,021 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,02$$

Сопротивление трансформатора ТП-9:

$$X_5 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{1} = 55$$

Сопротивление двигателя 500 кВт, подключенного к шинам низкого напряжения ГПП:

$$X_{д1} = X_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{P_d} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta = 0,2 \cdot \frac{1000}{0,5} \cdot 0,9 \cdot 0,95 = 342 \quad (7.4)$$

Проведем расчеты для остальных синхронных двигателей, подключенных к ГПП (с учетом кабельных линий, питающих эти двигатели) по формулам (7.2) и (7.4). Полученные результаты сведем в таблицы 11 и 12.

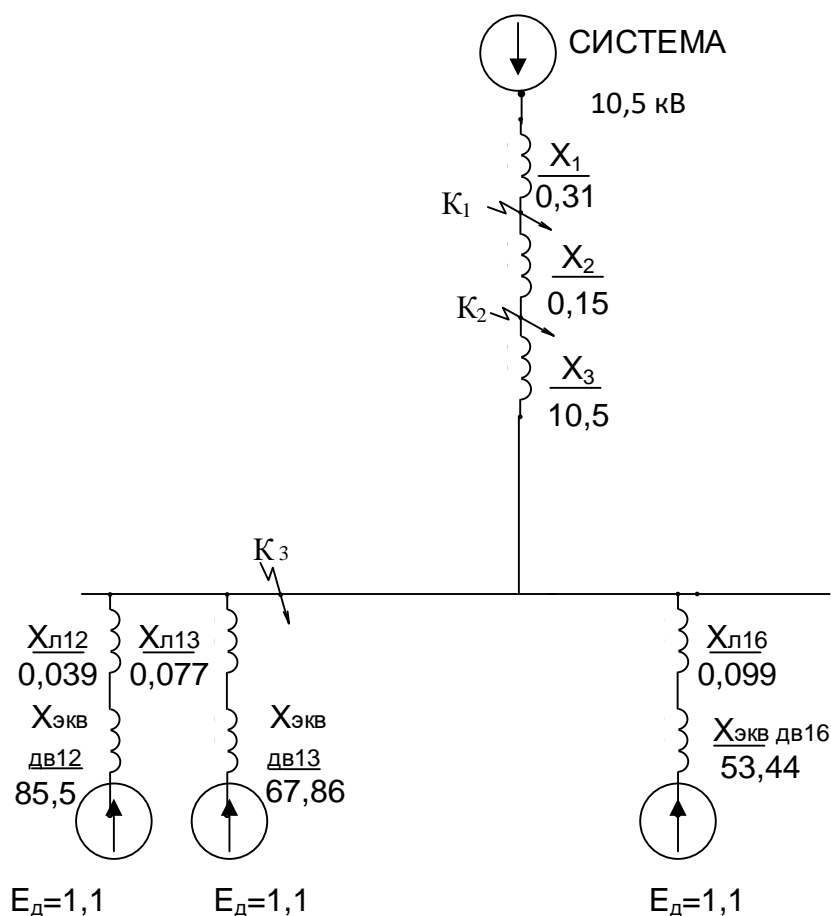
Таблица 14 – сопротивления синхронных двигателей

Р <sub>дв</sub> , кВт	$X_d''$	$\eta$	$\cos\phi$	Х <sub>дв</sub>	количество	Х <sub>экв</sub>
500	0,2	0,95	0,9	342,00	4	85,50
630	0,2	0,95	0,9	271,43	4	67,86
800	0,2	0,95	0,9	213,75	4	53,44

Таблица 15 – сопротивления кабельных линий

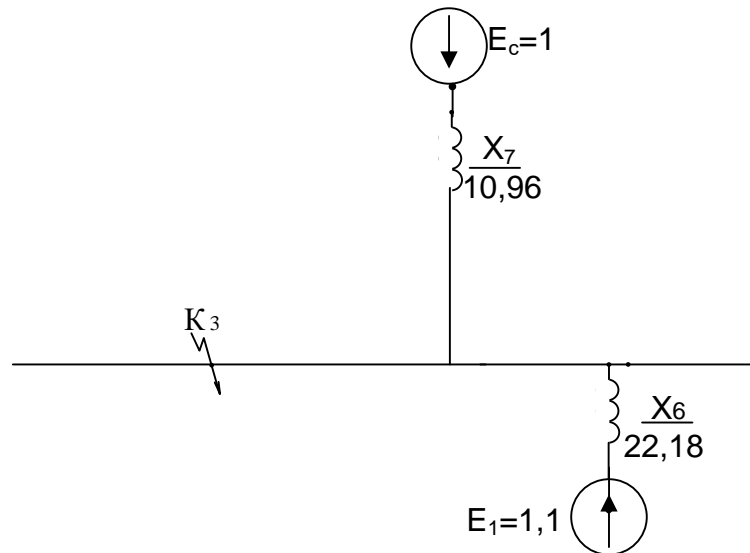
F, мм <sup>2</sup>	X <sub>0</sub>	L	X <sub>л</sub>
35	0,095	0,045	0,039
50	0,09	0,094	0,077
70	0,086	0,127	0,099

Для нахождения тока КЗ в точке К-3 составляется эквивалентная схема замещения:



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

Преобразуем полученную схему:

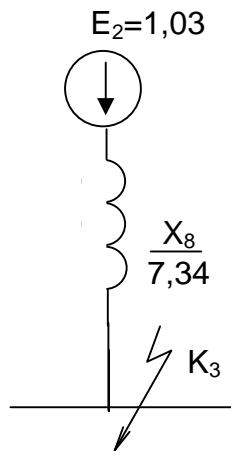


$$\frac{1}{X_6} = \frac{1}{X_{Л12} + X_{дЭКВ12}} + \frac{1}{X_{Л13} + X_{дЭКВ13}} + \frac{1}{X_{Л16} + X_{дЭКВ16}} \Rightarrow X_6 = 22,18$$

$$X_7 = X_1 + X_2 + X_3 = 0,31 + 0,15 + 10,5 = 10,96$$

$$E_1 = E_d = 1,1$$

Преобразуем полученную схему:



$$X_8 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{10,96 \cdot 22,18}{10,96 + 22,18} = 7,34$$

$$E_2 = \frac{E_c \cdot X_6 + E_1 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{1 \cdot 22,18 + 1,1 \cdot 10,96}{22,18 + 10,96} = 1,03$$

Рассчитаем токи КЗ в точке К-3:

Периодическая составляющая:

$$I_{\text{п0К-3}}^* = \frac{E_2}{X_8} = \frac{1,03}{7,34} = 0,14$$

В именованных единицах:

$$I_{\text{п0К-3}} = I_{\text{п0К-3}}^* \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 0,14 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,86 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая:

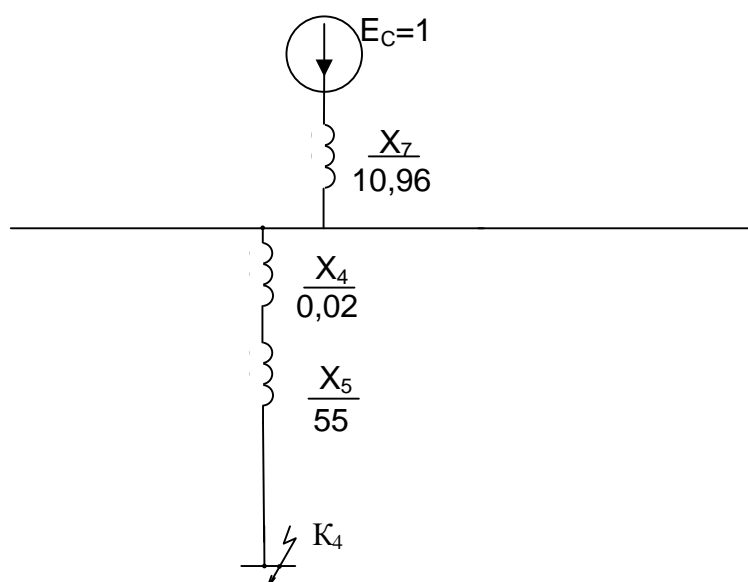
$$i_{\text{аК-3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0К-3}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,86 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,14}} = 10,35 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уК-3}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{п0К-3}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 7,86 = 18,89 \text{ кА}$$

Расчет токов КЗ в точке К-4. Составим схему замещения :

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



$$X_9 = X_7 + X_4 + X_5 = 10,96 + 0,02 + 55 = 65,98$$

Рассчитаем токи КЗ в точке К-4:

Периодическая составляющая:

$$I_{\text{пoк-4}}^* = \frac{E_c}{X_9} = \frac{1}{65,98} = 0,015$$

В именованных единицах

$$I_{\text{пoк-4}} = I_{\text{пoк-4}}^* \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 0,015 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 21,96 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{yк-4}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{пoк-4}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 21,96 = 52,77 \text{ кА}$$

Влияние апериодической составляющей в сетях 0,4 кВ незначительно, поэтому ее расчетом можно пренебречь.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Сведем все данные по расчетам токов КЗ в таблицу 16.

Таблица 16 – результаты расчетов токов КЗ

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА	
		$I_{по}$	$i_y$
К1	115	16,2	38,93
К2	115	10,91	26,24
К3	10,5	7,86	18,89
К4	0,4	21,96	52,77



## 8. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Оборудование должно удовлетворять следующим условиям:

- 1) Длительно проводить токи рабочего и утяжеленного режима, а также кратковременно – послеаварийного режима
- 2) Выдерживать кратковременное электродинамическое и термическое воздействие токов КЗ
- 3) Удовлетворять требованиям экономичности

### 8.1 Выбор трансформатора собственных нужд ГПП

Трансформаторы собственных нужд ГПП используются для питания цепей управления и автоматики, систем для охлаждения трансформаторов, систем подогрева, систем связи и т.д.. Мощность собственных нужд определяется по выражению (с учетом установки двух трансформаторов):

$$S_{ТСН} = S_{НОМ.Т} \cdot 0,5\% \quad (8.1)$$

$$S_{ТСН} = 10000 \cdot 0,005 = 50 \text{ кВА}$$

Выбираем к установке трансформатор ТМ-40/10.

Ток в цепи трансформатора:

$$I_{\Pi} = \frac{1,4 \cdot S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (8.2)$$

$$I_{\Pi} = \frac{1,4 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,85 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-101-10-5-20У1 с  $I_{НОМ}=5 \text{ А}$ .

### 8.2 Выбор распределительных устройств, выключателей, трансформаторов тока и напряжения

Ток в нормальном режиме:

$$I_{НОМ} = \frac{K_{ЭТНОМ} \cdot S_{НОМГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (8.3)$$

$$I_{НОМ} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 385 \text{ А}$$

Ток в послеаварийном режиме:

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$I_{п/ав} = \frac{K_{зтп/ав} \cdot S_{номгпп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (8.4)$$

$$I_{п/ав} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 770 \text{ А}$$

По найденным значениям выбираем КРУ-10-4-1.1-ВВ/ТЕЛ-2.2-2-1-0-1 УЗ

Проверим выбранное КРУ на соответствие условиям эксплуатации:

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3.min} + t_{св} + \Delta t_{мтз} \quad (8.5)$$

$$\tau = 0,01 + 0,06 + 1,5 = 1,57 \text{ с}$$

Значение аperiodической составляющей в момент времени  $\tau$ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{пт} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (8.6)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 7,86 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,05}} = 2,74 \text{ кА}$$

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \quad (8.7)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \frac{40}{100} = 14,14 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость:

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п0к-з}^2 \cdot \tau \quad (8.8)$$

$$B_k = 7,86^2 \cdot 1,57 = 97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Допустимый импульс:

$$B_{кдоп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (8.9)$$

$$B_{кдоп} = 25^2 \cdot 3 = 1925 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq I_{дин} = 64 \text{ кА.}$$

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Выбранное КРУ удовлетворяет всем условиям. В качестве секционного выключателя выбираем аналогичный выключателю КРУ ВВ/TEL-10-25/2500. Поскольку КРУ комплектуется на заводе-изготовителе с гарантией качества, то проверка разъединителей на соответствие условиям эксплуатации не производится.

Выбор трансформаторов тока:

В качестве трансформатора тока используется ТТ ТЛО-10, который является частью выбранного КРУ.

Вторичная нагрузка ТТ:

Во вторичную цепь ТТ подключаются амперметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

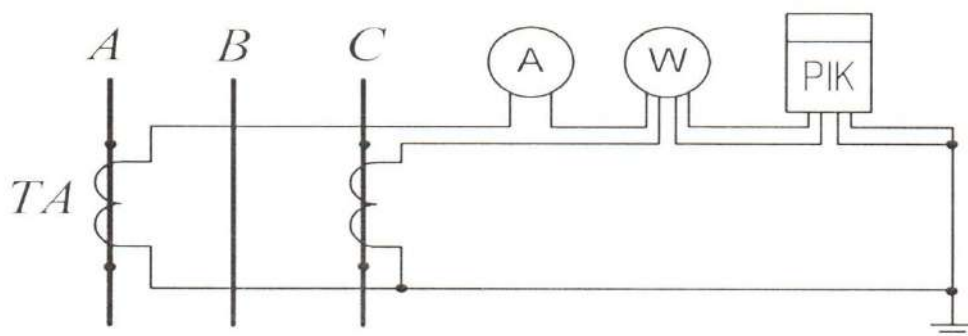


Рисунок 8.1 – схема подключения приборов учета

Проверку ТА по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 14.

Таблица 17 – Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	1	0,5	–	0,5
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART2	1	0,1	–	0,1
Итого:			1,1	–	0,6

Наиболее загружена фаза А. Тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (8.10)$$

где  $I_2$  – вторичный ток трансформатора тока.

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} \quad (8.11)$$

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

где  $Z_{2\text{ном}}$  – номинальное сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока в классе точности 0,5 равна 0,4 Ом;

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

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ  $l = 5$  м. Т.к. трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} \quad (8.12)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,256} = 0,96 \text{ мм}^2$$

$\rho$  – удельное сопротивление провода. Для вторичных цепей в сетях напряжением 110 кВ и нагрузкой меньше 100 МВт применяются алюминиевые жилы, для которых  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ . Согласно ПУЭ, минимальное сечение кабелей выбирается 4 мм<sup>2</sup>, поэтому устанавливается контрольный кабель АКРВГ-4.

На секционном выключателе шин ГПП устанавливается амперметр по следующей схеме включения:

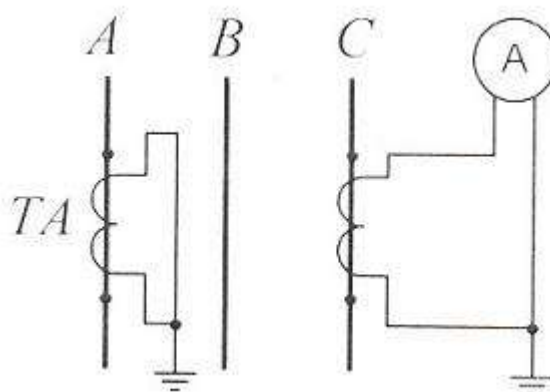


Рисунок 8.2 – схема цепей трансформатора тока секционного выключателя ГПП.

В качестве амперметра используется Э-335, данные которого приведены выше. Определим сечение контрольного кабеля аналогично расчетам выше:

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

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{0,28} = 0,88 \text{ мм}^2$$

Согласно ПУЭ выбираем контрольный кабель АКРВГ-4.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке 3×ЗНОЛ-10-100 УХЛ2, с паспортными данными:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$ ,

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

работающий в классе точности 0,5. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 15.

Таблица 18 - Нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потреб. мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	–
Ваттметр	Д-335	0,5	2	1	0	1	1	–
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART2	2,5	3	0,07	0,98	8	4,2	58,8
ИТОГО							9,2	58,8

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9,2^2 + 58,8^2} = 59,5\text{ВА}$$

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

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН-001-10УЗ (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

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

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 19.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Таблица 19 – выключатели и трансформаторы тока 10 кВ.

N п/п	начало линии	конец линии	Нагрузка на кабель		I <sub>по</sub> ,кА	I <sub>у</sub> ,кА	Тип выключателя	Тип ТТ		
			норм	п/ав						
1	ГПП	ТП-7	29,10	58,20	7,86	18,89	ВВ/АСТ - 10 - 20 /100 УЗ	ТЛМ-10-50-1 УЗ		
2	ТП-7	НРП-1	7,90	-						
3	ГПП	ТП-9	40,29	80,58						
4	ГПП	ТП-12	43,76	87,52						
5	ГПП	ТП-10(11)	44,38	88,77						
6	ТП-10	НРП-3	4,71	9,43						
7	ГПП	ТП-8	29,10	58,20						
8	ТП-10	НРП-2	26,36	52,71						
9	ГПП	ТП-5	41,55	83,09						
10	ГПП	ТП-6	18,23	36,46						
11	ГПП	ТП-4	10,13	20,26						
12	ГПП	ТП-3	18,48	36,95						
13	ГПП	ТП-2	11,55	23,09						
14	ГПП	ТП-1	11,55	23,09						
15	ГПП	П-12	50,52	101,04						
16	ГПП	СД-13	68,47	136,94					ВВ/АСТ - 10 - 20 /200 УЗ	ТЛМ-10-150-1 УЗ
17	ГПП	СД-16	87,25	174,49						

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

В цеховых ТП применяем комплектные трансформаторные подстанции.

КТП-250, КТП-400, КТП-630, КТП-1000 комплектуются выключателями нагрузки типа ВНПр-10 с пружинным приводом со встроенными предохранителями ПК или вакуумными выключателями типа ВВ/АСТ-10.



## 9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для определения необходимого оборудования компенсации реактивной мощности составляется схема, на которой отображаются все потребители и источники реактивной мощности. Поскольку на ГПП установлена одна секционированная система шин с равномерно распределенными между секциями потребителями, то рассматривается только одна секция шин для упрощения расчетов. Схема представлена на рисунке 9.1

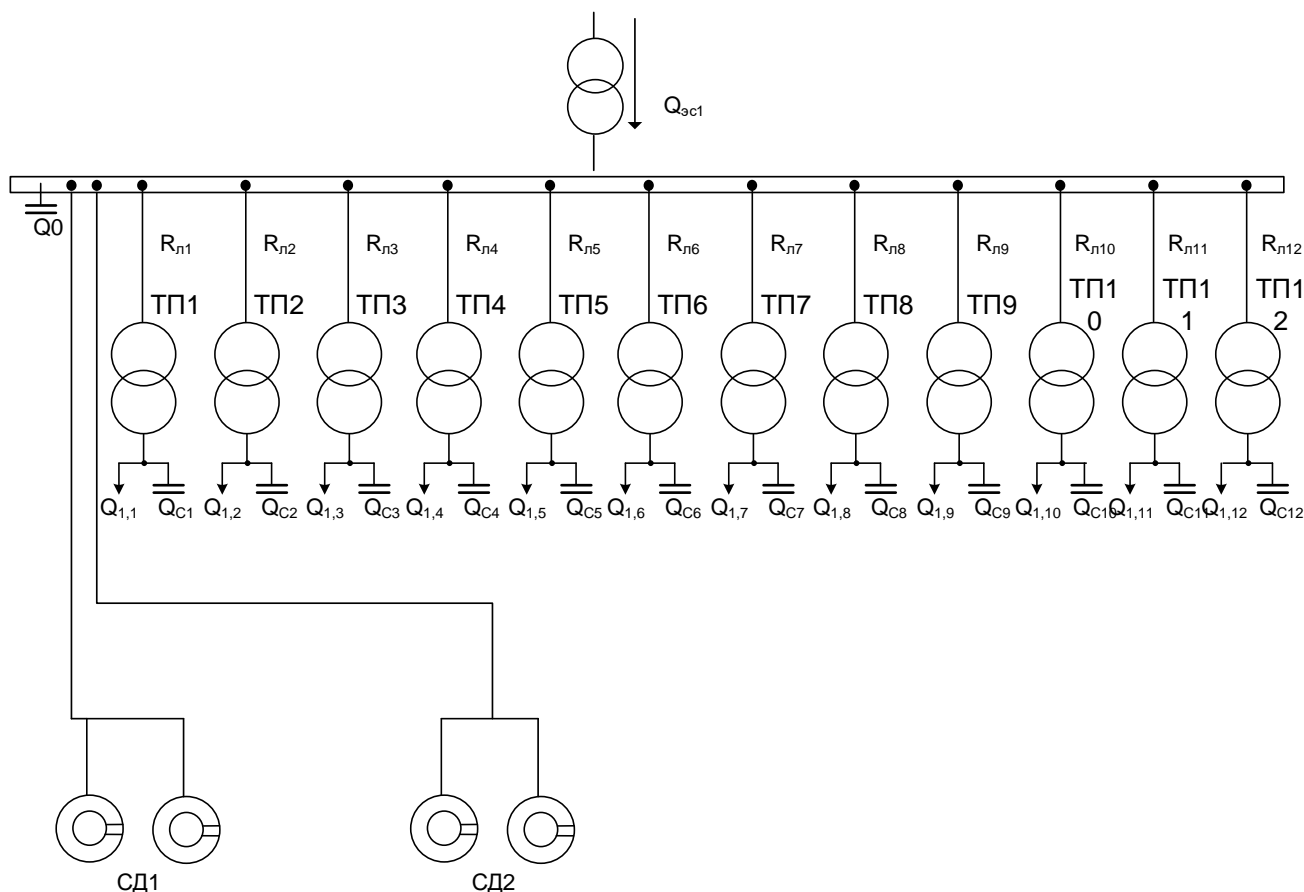


Рисунок 9.1. Схема потребителей и источников реактивной мощности

Рассчитаем сопротивления кабельных линий:

$$R_{л1} = r_{0л1} \cdot l_{л1} \quad (9.1)$$

$$R_{л1} = 2,94 \cdot 0,388 = 1,14 \text{ Ом}$$

Сведем сопротивления остальных линий в таблицу 20:

Таблица 20 – сопротивления кабельных линий.

№ п.п	Конечные пункты КЛ		L <sub>кл</sub> , км	R <sub>0</sub> , Ом/км	R, Ом
	начало	конец			
1	2	3	20	21	24
1	ГПП	ТП-7	0,016	1,17	0,02
2	ТП-7	НРП-1	0,043	2,94	0,13
3	ГПП	ТП-9	0,021	0,84	0,02
4	ГПП	ТП-12	0,144	0,84	0,12
5	ГПП	ТП-10(11)	0,179	0,84	0,15
6	ТП-10	НРП-3	0,069	7,8	0,54
7	ГПП	ТП-8	0,12	1,17	0,14
8	ТП-10	НРП-2	0,2	1,17	0,23
9	ГПП	ТП-5	0,134	0,84	0,11
10	ГПП	ТП-6	0,318	1,84	0,59
11	ГПП	ТП-4	0,251	2,94	0,74
12	ГПП	ТП-3	0,247	1,84	0,45
13	ГПП	ТП-2	0,367	2,94	1,08
14	ГПП	ТП-1	0,388	2,94	1,14
15	ГПП	П-12	0,045	0,84	0,04
16	ГПП	СД-13	0,094	0,59	0,06
17	ГПП	СД-16	0,127	0,42	0,05

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.тл}^2} \quad (9.2)$$

Для ТП-1:

$$R_T = \frac{3700 \cdot 10^2}{250^2} = 5,92 \text{ Ом}$$

Сопротивления остальных ТП сведем в таблицу 21:

Таблица 21 – сопротивления трансформаторов ТП.

№ ТП	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$S_{ном}$ , кВА	$R_T$ , Ом
1	3,7	250	5,92
2	3,7	250	5,92
3	5,9	400	3,69
4	3,7	250	5,92
5	7,6	630	1,91
6	5,9	400	3,69
7	7,6	630	1,91
8	7,6	630	1,91
9	10,8	1000	1,08
10	7,6	630	1,91
11	5,9	400	3,69
12	10,8	1000	1,08

Таблица 22 – исходные данные для расчета.

№ ТП	$S_{ном}$ , кВА	$Q_1$ , квар	$\Delta Q$ , квар	$R_T$ , Ом	$R_L$ , Ом
1	250	104,26	11,95	5,92	1,14
2	250	38,55	11,95	5,92	1,08
3	400	152,11	18,72	3,69	0,45
4	250	100,99	11,95	5,92	0,74
5	630	296,53	32,26	1,91	0,11
6	400	247,10	18,72	3,69	0,59
7	630	327,51	32,255	1,91	0,02
8	630	204,38	32,255	1,91	0,14
9	1000	362,50	47,2	1,08	0,02
10	630	332,60	32,255	1,91	0,15
11	400	155,66	18,72	3,69	0,15
12	1000	546,89	47,2	1,08	0,12

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Далее рассчитываются параметры синхронных двигателей:

Таблица 23 – исходные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	Uном, кВ	Pсд.нi, кВт	Qсд.нi, кВар	Ni, шт.	ni, об/мин	Дi1, кВт	Дi2, кВт
СД1	СТД	10	630	-390,4	2	3000	2,07	3,44
СД2	СТД	10	800	-387,5	2	375	7,07	5,25

Располагаемая реактивная мощность двигателей:

$$Q_{СД.Мi} = \alpha_{Мi} \cdot N_i \cdot S_{СД.Нi} = \alpha_{Мi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{СД.Нi}^2 + Q_{СД.Нi}^2} \quad (9.3)$$

где  $\alpha_{Мi}=0,47$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от  $\beta_{СД}$  (принят 0,9) и номинального коэффициента мощности  $\cos\varphi_{Нi}=0,85$ .

$$Q_{СД.М1} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{630^2 + 390,4^2} = 696,7 \text{ квар}$$

$$Q_{СД.М2} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{800^2 + 387,5^2} = 835,6 \text{ квар}$$

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

$$C_0 = (\beta + \frac{\alpha_{Г}}{T_{М}}) \cdot \tau_{М} \quad (9.4)$$

$$\beta = \beta_{Ген} + \beta_{Сет} \quad (9.5)$$

$$\alpha_{Г} = 12 \cdot (\alpha_{Ген} + \alpha_{Сет}) \quad (9.6)$$

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

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

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

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

$T_M$  – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год.

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \quad (9.7)$$

$T_M=5000$  для химического завода.

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3412 \text{ ч}$$

$$\alpha_r = 12 \cdot (843,6 + 618,7) = 17547,6 \text{ руб./кВт}$$

$$\beta = 0,4 + 1,151 = 1,551 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$$

Коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$  определяются согласно текущим тарифам.

$$C_0 = \left(1,551 + \frac{17547,6}{5000}\right) \cdot 3412 = 17266,49 \text{ руб./кВт}$$

Удельные стоимости конденсаторных батарей:

$$K_{\text{БКН}} = 1812480 \text{ руб./Мвар}$$

$$K_{\text{БКВ}} = 906240 \text{ руб./Мвар}$$

Для определения затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками воспользуемся следующими выражениями:

Для батарей конденсаторов:

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{\text{БКН}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}} = 0,223 \cdot 1812480 + 17266,49 \cdot 4 = 473249 \text{ руб./Мвар}$$

$$Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}} = 0,223 \cdot 906240 + 17266,49 \cdot 2 = 236624,5 \text{ руб./Мвар}$$

Для синхронных двигателей:

$$Z_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СДН}i}} \quad (9.8)$$

$$Z_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СДН}i}^2} \quad (9.9)$$

$$Z_{1Г.СД1} = 17266,49 \cdot \frac{2,07}{0,390} = 91645,22 \text{ руб./Мвар}$$

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$Z_{1Г.СД2} = 17266,49 \cdot \frac{7,07}{0,388} = 314623,9 \text{ руб./Мвар}$$

$$Z_{2Г.СД1} = 17266,49 \cdot \frac{3,44}{2 \cdot 0,390^2} = 195255,5 \text{ руб./Мвар}^2$$

$$Z_{2Г.СД2} = 17266,49 \cdot \frac{5,25}{2 \cdot 0,388^2} = 301071,7 \text{ руб./Мвар}^2$$

Определение оптимальной мощности ИРМ.

Наметим все возможные места расположения дополнительных компенсирующих устройств к секции 1СШ ГПП (рис. 9.1) – батарей конденсаторов: низковольтные секции СШ цеховых ТП ( $Q_{Ci}$ ), секции СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП ( $Q_0$ ). Кроме того, реактивная мощность может быть получена от высоковольтных СД предприятия ( $Q_{СДi}$ ) и из энергосистемы ( $Q_{ЭС}$ ). Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП – рис. 9.1.

Поскольку все ТП и СД присоединены к шинам ГПП по радиальной схеме, то эквивалентное сопротивление (на примере ТП-1):

$$R_{Э1} = R_{Л1} + R_{Т1} = 1,14 + 5,92 = 6,06 \text{ Ом}$$

Сопротивления остальных ТП сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – эквивалентные сопротивления цеховых ТП

№ ТП	$R_T$ , Ом	$R_L$ , Ом	$R_{Экв}$ , Ом
1	5,92	1,14	7,06
2	5,92	1,08	7,00
3	3,69	0,45	4,14
4	5,92	0,74	6,66
5	1,91	0,11	2,02
6	3,69	0,59	4,28
7	1,91	0,02	1,93
8	1,91	0,14	2,05
9	1,08	0,02	1,10
10	1,91	0,15	2,06
11	3,69	0,15	3,84
12	1,08	0,12	1,20

Оптимальные реактивные мощности БК, подключенных к ТП секции шин ГПП, определяются по следующим выражениям (предполагая, что к секции шин ГПП также подключена высоковольтная БК мощностью  $Q_0$ ):

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\Omega i}}, \quad (9.10)$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} \quad (9.11)$$

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

$$Z = \frac{236624,5 - 473249}{2 \cdot 10 \cdot 17266,49} = -0,69 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}$$

Сведем расчеты для всех ТП в таблицу 25

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Таблица 25 – оптимальные мощности низковольтных БСК, устанавливаемых в ТП

№ ТП	Q1, квар	ΔQ, квар	Rэкв, Ом	Qсі, Мвар
1	104,26	11,95	7,06	0,018
2	38,55	11,95	7,00	-0,048
3	152,11	18,72	4,14	0,004
4	100,99	11,95	6,66	0,009
5	296,53	32,26	2,02	-0,012
6	247,10	18,72	4,28	0,105
7	327,51	32,255	1,93	0,003
8	204,38	32,255	2,05	-0,099
9	362,50	47,2	1,10	-0,218
10	332,60	32,255	2,06	0,031
11	155,66	18,72	3,84	-0,005
12	546,89	47,2	1,20	0,019

Таблица 26 – принятые к установке БСК в ТП

Место установки БК	Rэкв, Ом	Q1, Мвар	ΔQt, Мвар	Qсрасч, Мвар	Qсприн, Мвар	Qкі, квар	Qкі+Qс квар	Тип БК	Qст, кВар
ТП1	7,06	0,104	0,012	0,018	0	126,61	126,61	УКМФ-58 0,4-150-25	150
ТП2	7,00	0,039	0,012	-0,048	0	0,00	0,00	-	-
ТП3	4,14	0,152	0,019	0,004	0	176,77	176,77	УКМФ-58 0,4-200-25	200
ТП4	6,66	0,101	0,012	0,009	0	0,00	0,00	-	-
ТП5	2,02	0,297	0,032	-0,012	0	112,84	112,84	УКМФ-58 0,4-900-20	900
ТП6	4,28	0,247	0,019	0,105	0,105	0,00	105,00	УКМФ-58 0,4-150-25	150
ТП7	1,93	0,328	0,032	0,00	0	151,34	151,34	УКМФ-58 0,4-150-20	150
ТП8	2,05	0,204	0,032	-0,10	0	0,00	0,00	-	-
ТП9	1,10	0,363	0,047	-0,22	0	28,92	28,92	УКМФ-58 0,4-50-20	50
ТП10	2,06	0,333	0,032	0,03	0,031	0,00	31,00	УКМФ-58 0,4-50-20	50
ТП11	3,84	0,156	0,019	-0,01	0	274,92	274,92	УКМ-58 0,4-300-20	300
ТП12	1,20	0,547	0,047	0,02	0	0,00	0,00	-	-

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями, подключенными к секции 10 кВ ГПП (при условии  $Q_0 > 0$ ):

$$Q_{сд1} = \frac{3_{10} - 3_{1гсд1}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эсд1}}$$

(9.12)

$$R_{эсд1} = \frac{R_{лсд1}}{N_1} + \frac{3_{2гсд1}}{a \cdot C_0} = \frac{0,06}{2} + \frac{195255,5}{10 \cdot 17266,49} = 1,14 \text{ Ом}$$



$$Q_{сд1} = \frac{236624,5 - 91645,22}{2 \cdot 10 \cdot 17266,49 \cdot 1,14} = 0,37 \text{ Мвар}$$

$$R_{эсд2} = \frac{R_{лсд2}}{N_1} + \frac{3_{2гсд2}}{a \cdot C_0} = \frac{0,05}{2} + \frac{301071,7}{10 \cdot 17266,49} = 1,77 \text{ Ом}$$

$$Q_{сд2} = \frac{236624,5 - 314623,9}{2 \cdot 10 \cdot 17266,49 \cdot 1,77} = -0,13 \text{ Мвар} < 0$$

Поскольку  $Q_{сд2} < 0$ , то использовать данные двигатели в качестве ИРМ нецелесообразно. Принимаем  $Q_{сд2} = 0$ .

Мощность высоковольтной БК  $Q_{с0}$ , подключаемой к секции шин ГПП, определяется из условия баланса потребляемой и генерируемой реактивных мощностей на заводе и получаемой из энергосистемы:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{12} (Q_{Ti} + \Delta Q_{Ti} + Q_{ki}) + \Delta Q_{Т.ГПП} - \sum_{i=1}^{12} Q_{ci} - \sum_{i=1}^2 Q_{сди} - Q_{эс1} \quad (9.13)$$

$Q_э$  определяется как наименьшее из двух выражений:

$$Q'_э = \alpha_1 \cdot P_P \quad (9.14)$$

$$Q''_э = Q_P - \frac{0,7}{K_{НР}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_{сдmi} \quad (9.15)$$

где  $\alpha_1 = 0,5$  – расчетный коэффициент, зависящих от напряжения сети;

$K_{НР} = 0,9$  – коэффициент одновременности, зависящий от типа производства;

$$Q'_э = 0,5 \cdot 14,17 = 7,09 \text{ Мвар}$$

$$Q_P = 2 \cdot \left( \sum_{i=1}^{12} (Q_{Ti} + \Delta Q_{Ti} + Q_{ki}) + \Delta Q_{Т.ГПП} \right) \\ = 2 \cdot (2,871 + 0,315 + 0,87 + 0,522) = 9,156 \text{ Мвар}$$

$$Q''_э = 9,156 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 2 \cdot (0,7 + 0,835) = 6,77 \text{ Мвар}$$

Меньшим является второе значение, которое принимается за  $Q_э$ . Тогда реактивная мощность, приходящаяся на 1 трансформатор ГПП:

$$Q_{э1} = \frac{Q_э}{2} = \frac{6,77}{2} = 3,385 \text{ Мвар.}$$

$$Q_0 = 4,056 + 0,522 - 0,136 - 0,37 - 3,385 = 0,687 \text{ Мвар} > 0$$

						Лист
					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поскольку  $Q_0 > 0$ , то установка дополнительной БК на шинах ГПП целесообразна. В качестве такой БК принимаем УКЛ-10-900 УЗ.

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

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭЗ}} = \frac{Q_{\text{Э}}}{P_{\text{Р}}} = \frac{6,77}{14,17} = 0,47$$

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

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭР}} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (Q_{\text{Р.И}} + \Delta Q_{\text{Т.И}}) + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} + \sum_{i=1}^{12} Q_{\text{К.И}} - (\sum_{i=1}^{12} Q_{\text{СТ.И}} + \sum_{i=1}^2 Q_{\text{СД.И}})}{P_{\text{Р.1}}} \quad (9.16)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭР}} = \frac{4,056 + 0,522 - 1,15 - 0,37}{7,09} = 0,43$$

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭР}}$  незначительно меньше  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭЗ}}$  поскольку присутствует дискретность шкалы номинальных значений ККУ.

## 10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ГПП

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.

### 10.1 Продольная дифференциальная защита трансформатора 10 МВА ГПП

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

Защита выполняется с помощью дифференциального реле.

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 5А. Расчетные значения сводятся в таблицу 27.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Таблица 27 – Расчетные данные для ТТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		ВН	НН
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,49$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,37$
Максимальный рабочий ток, А	$I_{МАХ.РАБ.} = 1,4 \cdot I_{НОМ}$	$1,4 \cdot 52,49 = 73,49$	$1,4 \cdot 577,37 = 808,32$
Схема соединения трансформаторов тока		Треугольник	Звезда
Условие выбора ТТ для высокой стороны	$\sqrt{3} \cdot I_{НОМ}$	90,91	808,32
Тип трансформатора тока		100 А	1000 А
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	$n_T$	20	200
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{2ном} = \frac{K_{СХ}}{n_T} \cdot I_{НОМ}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 52,49}{20} = 4,55$	$\frac{577,37}{200} = 2,87$

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;

$$I'_{НБ} = K_{ОДН} \cdot K_A \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ.МАХ} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 10910 = 545,5 \text{ А} \quad (10.1)$$

где  $K_{ОДН} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

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

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot K_{ОДН} + \Delta N_{РЕГ}) \cdot I_{КЗ.МАХ} = (0,1 \cdot 0,5 + 0,09) \cdot 10910 = 1527,4 \text{ А} \quad (10.2)$$

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

Предварительное значение тока срабатывания

– по условию отстройки от токов небаланса:

$$I_{СЗ} = K_{ОТС} \cdot (I'_{НБ} + I''_{НБ}) = 1,2 \cdot (545,5 + 1527,4) = 2487,5 \text{ А} \quad (10.3)$$

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

– по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{СЗ} = K_{ОТС} \cdot I_{НОМ}^{ВН} = 1,3 \cdot 52,49 = 68,24 \text{ А} \quad (10.4)$$

$K_{ОТС} = 3 - 5$  – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания при включении силового трансформатора.

При использовании реле РНТ 565  $K_{отс} = 1,3$ .

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

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(m)} \cdot c_{\text{хN}}^{(m)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} \quad (10.5)$$

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

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

Таблица 28 – Значения коэффициента схемы

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

Таблица составлена исходя из следующего:

– на стороне звезды силового трансформатора трансформаторы тока соединены в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду;

– значения даны для трехлинейной схемы защиты, для двухрелейной схемы значения приведены в скобках.

Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}} \cdot c_{\text{хN}}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} = \frac{7,86}{2,49} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} = 3,65 \quad (10.6)$$

Определяется число витков насыщающегося трансформатора реле для основной стороны

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} \quad (10.7)$$

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 29 – Расчет числа витков реле РНТ-565

№ пп	Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения
1	Расчетный ток срабатывания на основной стороне, А	$I_{ср.р.осн} = \frac{K_{сх}^{ВН}}{n_{ТВН}} \cdot I_{сз}$	$\frac{1}{20} \cdot 2487,5 = 124,4$
2	Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной стороны, витки	$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$	$\frac{100}{124,4} = 0,8$
3	Принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны, витки	$\omega_{осн}$	1
4	Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{ср.осн} = \frac{F_{ср}}{\omega_{осн}}$	$\frac{100}{1} = 100$
5	Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{неосн.расч} = \omega_{осн} \frac{I_{2осн}}{I_{2неосн}}$	$1 \cdot \frac{4,55}{2,87} = 1,59$
6	Принятое число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{неосн}$	2

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

7	Составляющая тока небаланса $I_{НБ}'''$ , А	$I_{НБ}''' = \frac{\omega_{неосн.расч} - \omega_{неосн}}{\omega_{неосн.расч}} \cdot I_{КЗ.МАХ}$	$\frac{2 - 1,59}{2} \cdot 10910 = 2236,6$
8	Уточненное значение тока срабатывания защиты $I_{СЗ}$ , А	$I_{СЗ} = K_{ОТС} \cdot (I_{НБ}' + I_{НБ}'' + I_{НБ}''')$	$1,2 \cdot (545,5 + 1527,4 + 2236,6) = 5171,4$
9	Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{СР.Р.ОСН}' = \frac{K_{СХ}^{ВН}}{n_{ТВН}} \cdot I_{СЗ}$	$\frac{1 \cdot 5171,4}{20} = 258,6$
10	Окончательно принятое число витков НТТ реле для установки на основной стороне (110 кВ) и неосновной стороне (10 кВ), витки	$\omega_{осн}$ $\omega_{неосн}$	1 2

Оценивается чувствительность защиты:

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{0,866 \cdot 10,91}{5171,4} = 1,83 < 2 \quad (10.8)$$

Рассчитанная защита не может быть использована.

Принимается к установке реле РЭВ203 и находится ток уставки реле

$$I_{\text{УСТ}} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{\text{MIN}} = (1 + 3,4) \cdot 60 = 264 \text{ А} \quad (10.9)$$

Уточненный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{СЗ}} = I_{\text{УСТ}} \cdot n_{\text{T}} = 264 \cdot 20 = 5280 \text{ А} \quad (10.10)$$

## 10.2 Защита от внешних коротких замыканий

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:

$$I_{МАХРАБ} = \frac{S_{Т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{1ном}} = 73,48 \text{ А} \quad (10.11)$$

здесь  $U_{1ном}$  – первичное напряжение трансформатора ГПП.

Выбирается трансформатор тока на стороне ВН

$$n_{Т1} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{75}{5} = 15 \quad (10.12)$$

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:

$$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{маx.раб} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 73,48 = 98 \text{ А} \quad (10.13)$$

здесь  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,9$  – коэффициент возврата

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{СЗ}}{n_T} = \frac{98}{15} = 6,53 \text{ А} \quad (10.14)$$

К установке принимается реле РСТ-11-24-1 с пределами уставки 5-20 А

Ток уставки реле находится по выражению (10.9):

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

Уточненный ток срабатывания защиты определяется по выражению (10.10):

$$I_{СЗ} = I_{уст} \cdot n_T = 7 \cdot 15 = 105 \text{ А}$$

### 10.3 Защита от перегруза

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

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

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

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

$$I_{CЗ} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{\text{Max.раб}} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 73,48 = 85,73 \text{ A} \quad (10.15)$$

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

$K_B = 0,9$  - коэффициент возврата;

Ток срабатывания реле:

$$I_{CР.Р} = \frac{\kappa_{СХ}}{n_{T1}} \cdot I_{CЗ} = \frac{\sqrt{3}}{15} \cdot 85,73 = 9,9 \text{ A} \quad (10.16)$$

К установке выбирается реле РСТ-14-24-1 с пределами уставок 5-20 А

Ток уставки реле находится по выражению (10.9):

$$I_{УСТ} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{MIN} = (1 + 1) \cdot 5 = 10 \text{ A}$$

Уточненный ток срабатывания защиты определяется по выражению (10.10):

$$I_{CЗ} = I_{УСТ} \cdot n_T = 10 \cdot 15 = 150 \text{ A}$$

#### 10.4 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.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

## 11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Завод получает питание от двух независимых источников питания.

Параметры потоков отказов ( $\omega$ ) и преднамеренных отключений ( $\mu_{пр}$ ) элементов СЭС, средние времена восстановления ( $T_v$ ) и длительность преднамеренных отключений ( $T_{пр}$ ) приведены в таблице 27.

Таблица 30 – данные для расчетов надежности

Элемент	B1, B2, B3	T1	Л1	B4, B5, B6	T2	Л2
$\omega$ , 1/км·год; 1/год	0,082	0,055	0,02	0,075	0,06	0,022
l, км			4,5			4,5
$T_v$ , ч	30	60	50	30	70	50
$\mu_{пр}$ , 1/год	0,25	0,15	0,35	0,3	0,25	0,35
$T_{пр}$ , ч	40	30	50	40	30	60

Схема для расчетов приведена на рисунке 11.1.

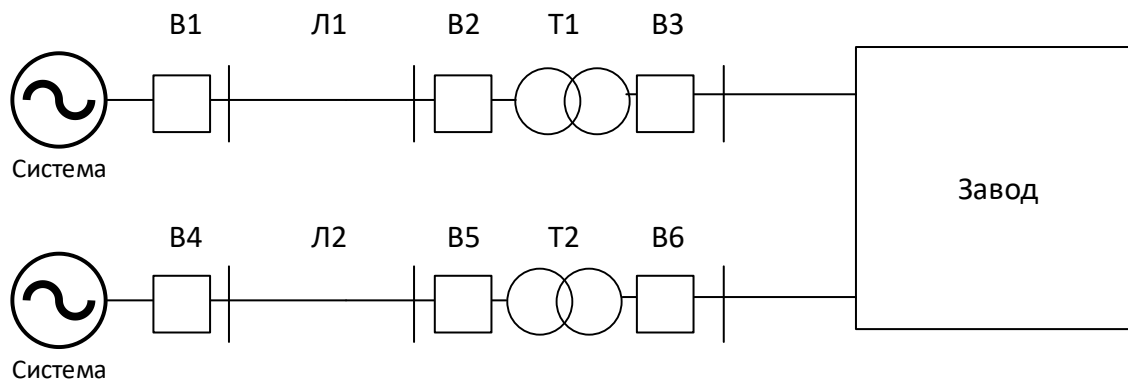


Рисунок 11.1 – расчетная схема замещения

Параметры потоков отказов

Поскольку цепи имеют одинаковую структуру, то выполним расчет для одной цепи, а затем аналогично определим значения для второй цепи.

$$\omega_I = \omega_{B1} + \omega_{L1} \cdot l_{L1} + \omega_{B2} + \omega_{T2} + \omega_{B3} + \mu_{прмакс} \quad (11.1)$$

$$\omega_I = 0,082 + 0,02 \cdot 4,5 + 0,082 + 0,055 + 0,082 + 0,35 = 0,741 \text{ 1/год}$$

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

$$\omega_{II} = 0,075 + 0,022 \cdot 4,5 + 0,075 + 0,06 + 0,075 + 0,35 = 0,734 \text{ 1/год}$$

Относительное время существования аварийных режимов

$$\tau_I = \frac{\omega_{B1} \cdot T_{B1} + \omega_{Л1} \cdot T_{Л1} + \omega_{B2} \cdot T_{B2} + \omega_{Т1} \cdot T_{Т1} + \omega_{B3} \cdot T_{B3} + (\mu_{пр} \cdot T_{пр})_{наиб}}{8760} \quad (11.2)$$

$$\begin{aligned} \tau_I &= \frac{0,082 \cdot 30 + 0,09 \cdot 50 + 0,082 \cdot 30 + 0,055 \cdot 60 + 0,082 \cdot 30 + 0,35 \cdot 50}{8760} \\ &= 3,73 \cdot 10^{-3} \text{ ч/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \tau_{II} &= \frac{0,075 \cdot 30 + 0,099 \cdot 50 + 0,075 \cdot 30 + 0,06 \cdot 70 + 0,075 \cdot 30 + 0,35 \cdot 60}{8760} \\ &= 4,21 \cdot 10^{-3} \text{ ч/год} \end{aligned}$$

Параметр потока отказов с учетом наложения аварии оставшейся в работе части схемы на плановое отключение другой

$$\omega_C = \omega_I \cdot \tau_{II} + \omega_{II} \cdot \tau_I \quad (11.3)$$

$$\omega_C = 0,741 \cdot 4,21 \cdot 10^{-3} + 0,734 \cdot 3,73 \cdot 10^{-3} = 5,86 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год}$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T_{0ср} = \frac{1}{\omega_C} \quad (11.4)$$

$$T_{0ср} = \frac{1}{5,86 \cdot 10^{-3}} = 170,65 \text{ лет}$$

Среднее время аварийного восстановления цепей

$$T_{BI} = \frac{\tau_I \cdot 8760}{\omega_I - \mu_{прB1}} \quad (11.5)$$

$$T_{BI} = \frac{3,73 \cdot 10^{-3} \cdot 8760}{0,741 - 0,25} = 66,55 \text{ ч}$$

$$T_{BII} = \frac{4,21 \cdot 10^{-3} \cdot 8760}{0,734 - 0,3} = 84,98 \text{ ч}$$

Средняя вероятность отказа системы

$$\tau_C = \frac{\tau_I \cdot \tau_{II} + \mu_{прI} \cdot T_{прI} \cdot \tau_{II} + \mu_{прII} \cdot T_{прII} \cdot \tau_I}{8760} \quad (11.6)$$

$$\tau_c = \frac{3,73 \cdot 10^{-3} \cdot 4,21 \cdot 10^{-3} + 0,35 \cdot 50 \cdot 4,21 \cdot 10^{-3} + 0,35 \cdot 60 \cdot 3,73 \cdot 10^{-3}}{8760}$$

$$= 1,74 \cdot 10^{-5}$$

Среднее время восстановления системы

$$T_{\text{вср}} = \frac{\tau_c \cdot 8760}{\omega_c} \quad (11.7)$$

$$T_{\text{вср}} = \frac{1,74 \cdot 10^{-5} \cdot 8760}{5,86 \cdot 10^{-3}} = 26,01 \text{ ч}$$

Математическое ожидание недоотпущенной потребителю энергии

$$M(\Delta W) = P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{г}} \cdot \tau_c = 15212 \cdot 8760 \cdot 1,74 \cdot 10^{-5} = 2318,67 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

(11.8)

Математическое ожидание ущерба

$$M(Y) = M(\Delta W) \cdot Y_0 = 2318,67 \cdot 384 = 890112 \text{ руб./год}$$

где  $Y_0$  – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб/кВт·ч.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данного дипломного проекта были рассчитаны низковольтные и высоковольтные нагрузки по предприятию в целом, а также нагрузки электроремонтного цеха (в том числе однофазные) и освещение. Далее был проведен расчет картограммы нагрузок, найден центр электрических нагрузок, и на основе этого выбрано месторасположение ГПП.

По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП и ГПП, проведено технико-экономическое сравнение вариантов схемы внешнего электроснабжения, в результате которого было выбрано напряжение 110 кВ.

Были проведены расчеты схемы внутреннего электроснабжения, выбрано месторасположение основных элементов сети и произведен расчет кабельных линий.

Для выбора электрооборудования внутреннего электроснабжения был проведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными двигателями.

Был рассмотрен вопрос компенсации реактивной мощности и выбраны необходимые конденсаторные батареи и места их установки, выбрана релейная защита трансформаторов ГПП.

В завершение рассчитаны параметры надежности внешнего электроснабжения, а также возможные ущербы

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. 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.
2. Правила устройства электроустановок, седьмое издание, сибирское университетское издательство; 2007г.510с.
3. Барыбина, 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.
4. 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.
5. Ершов, А.М Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – 44 с.
6. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -568 с.
7. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 2. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -573 с.
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов./ Б.Н. Неклепаев, И. П. Крючков– 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. Неклепаев Б. Н., Крючков И.П. Расчет токов короткого замыкания и выбор электрического оборудования.- М.: АСАДЕМА, 2006 г.-410с.
10. 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.
11. Кожевников А.А Экономика и управление в энергетике- М.: Академия, 2003 г.- 450 с

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

12. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения.- М.: Высшая школа, 2006г.- 496с

13. Кириенко В.П., Слепченков М.Н. Комплексное устройство компенсации реактивной мощности и мощности искажений в системах питания с управляемыми выпрямителями // Электричество.- 2006.- № 11. – С. 45-56.

14. КРУ «UNIVERSAL». Справочник проектировщика 2017 год.-2017.- 61с.

15. А.В. Булычев, Ю.В. Бычков, З.В. Ясина. Основные защиты линий 110-220 кВ: рекомендации по выбору параметров срабатывания. Учебное пособие.- Чебоксары 2019.- 160 с.

					ЮУрГУ–13.03.02.2021.080. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89