

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»**

Факультет электротехнический

Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
Голошапов С.С.

\_\_\_\_\_  
20\_\_ г.

Электроснабжение группы цехов Тюменского станкостроительного завода  
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2020.059.00.00 ПЗ ВКР

**Автор ВКР**

студент группы МиЭт - 547

\_\_\_\_\_  
/ Варавкин А.Н.

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_  
20\_\_ г.

**Руководитель работы**

к.т.н., доцент кафедры автоматки

должность

\_\_\_\_\_  
/ Валеев Г.С.

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_  
20\_\_ г.

**Нормоконтроль**

д.т.н., профессор кафедры автоматки

должность

\_\_\_\_\_  
/ Четошникова Л.М.

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_  
20\_\_ г.

## АННОТАЦИЯ

Варавкин А.Н.

Электроснабжение группы цехов

Тюменского

станкостроительного завода.

Миасс: ЮУрГУ, ЭТФ; 2020.

Пояснительная записка к проекту «Электроснабжения группы цехов Тюменского станкостроительного завода»: состоит из 102 страниц, следующего содержания: 84 текстовых страниц, 15 рисунков, 34 таблицы, библиография состоит из 11 пунктов. Цель работы заключается в рассмотрении вопросов по проектированию системы электроснабжения группы цехов Тюменского станкостроительного завода, принятия схемы внешнего электроснабжения, выборе электротехнического оборудования, трансформаторов цеховых ТП, решении таких вопросов как: компенсация реактивной составляющей мощности в системах электроснабжения тюменского завода по производству станков путем внедрения в разных ее узлах конденсаторных батарей, в оценке показателей качества электроэнергии.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>			
					<b>ВКП</b>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>	Электроснабжение группы цехов станкостроительного	<i>Ли</i>	<i>Лист</i>	<i>Листо</i>
<i>Разра</i>	<i>Варавкин</i>	<i>ь</i>				<i>т.</i>	3	в102
<i>б.Про</i>	<i>Валеев Г.С.</i>					ЮУрГУ Кафедра Автоматики		
<i>в.</i>								
<i>Н.конт</i>	<i>Валеев Г.С.</i>							
<i>р.Утв</i>								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА .....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ .....	7
2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	22
3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	32
4 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ .....	57
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	61
6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	68
7 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТЕЙ.....	80
8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....	84
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	94
10 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ЭЛЕКТРОПЕЧНОЙ УСТАНОВКИ	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	102
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	103

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		4
м.	т	документа	сь	а		

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Сумма установленных мощностей электропотребителей завода напряжением до 1 кВ: 29948 кВт.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников завода напряжением более 1 кВ: 5920 кВт.
3. Основные потребители по надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 и 3 категорий.
4. На шинах главной понизительной подстанции полная расчетная мощность составляет 19519 кВА;
5. Реактивная мощность с коэффициентом:  $tg\varphi_p = 0,5$ ;
6. Напряжение внешнего электроснабжения равно 110 кВ;
7. В точке присоединения к энергосистеме мощность короткого замыкания: 4000 МВА, тип питающих линий: ВЛ-110, сечение питающих линий: АС-70/11;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы составляет 2,5 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТДН-16000/110;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия равно 10 кВ;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 400, 630, 800, 1600, 2500 кВА.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		5
м.	т	документа	сь	а		

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики нашей страны в соответствии с основными направлениями экономического и социального развития характеризуется значительно большими масштабами строительства электроэнергетических объектов.

По плану ГОЭЛРО-2 предусматривается строительство мощных атомных, тепловых и гидравлических электростанций.

Продолжается объединение энергосистем, сооружение новых электростанций и дальних электропередач переменного и постоянного тока.

Самые важные задачи, стоящие перед энергетиками и энергостроителями, состоят в непрерывном наращивании объёмов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов и реконструкции старых, уменьшении удельных капиталовложений, в сокращении удельных расходов топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии и т.д.

На электростанциях применяются блоки по 500, 800 и 1200 МВт. В результате увеличения единичных мощностей агрегатов и установленных мощностей станции и всё большего объединения энергосистем будет являться внедрение напряжения 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока. Соответственно растут мощности подстанций и единичные мощности трансформаторов, устанавливаемых на них. Увеличиваются мощности потребителей, требующие установки более мощных ТП, прокладки новых сетей, повышение надёжности всего электрооборудования и системы электроснабжения в целом.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		6
м.	т	документа	сь	а		

# 1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ

## 1.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Для расчёта электрических нагрузок будем пользоваться методом упорядоченных диаграмм [1].

В начале расчета приводим мощность электроприёмников (ЭП), которые работают в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100%. Это сварочные трансформаторы и выпрямители, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

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

Определяем среднюю составляющую активных и реактивных нагрузок за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{НОМ}} ; \quad (1.2)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg}\varphi , \quad (1.3)$$

где  $k_{\text{и а}}$  – коэффициент использования по активной мощности, характеризующий степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену,  $k_{\text{и а}}$  приведены в электротехническом справочнике [1];  $\text{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Затем определяем сумму средних мощностей ЭП по отделениям:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		7
м.	т	документа	сь	а		

$$P_{cp \Sigma} = \sum_1^n P_{cp i} ; \quad (1.4)$$

$$Q_{cp \Sigma} = \sum_1^n Q_{cp i} . \quad (1.5)$$

После этого находим эффективное число ЭП по отделениям:

$$n_э = \frac{(\sum P_{ном i})^2}{\sum P_{ном i}^2} . \quad (1.6)$$

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

$$K_{и а} = \frac{P_{cp \Sigma}}{P_{ном \Sigma}} . \quad (1.7)$$

Расчётный коэффициент по активной мощности определим из справочных данных  $K_{р а} = f(n_э; K_{и а})$  [7].

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{р р} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}} . \quad (1.8)$$

Расчётные мощности ЭП отделений определяем по формулам:

$$P_p = K_{р а} \cdot P_{cp \Sigma} ; \quad (1.9)$$

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

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
						8
Из	Лис	№	Подпи	Дат		
м.	т	документа	сь	а		

Полная расчетная мощность ЭП отделений:

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

Расчётный ток ЭП отделений:

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

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

В результате произведённых расчётов по приведенным формулам полученные данные сводим в таблицу 1.

Среди электроприёмников есть трёхфазные и однофазные, питаемые на линейном или фазном напряжении. Нужно как можно симметричнее распределить однофазные нагрузки между всеми тремя фазами, чтобы исключить недопустимые напряжения обратной последовательности и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других. В таблице 2 приведён расчёт наиболее загруженной фазы термического участка для однофазных электроприёмников.

Загрузку фаз определяем по полной средней мощности:

$$S_{ср.ф} = \sqrt{P_{ср.ф}^2 + Q_{ср.ф}^2} , \quad (1.13)$$

$$P_{ср.ф.А} = \sum_{i=1}^{n_{AB}} P_{ном.АВi} \cdot k_{(АВ)Ai} \cdot k_{иаi} + \sum_{i=1}^{n_{CA}} P_{ном.САi} \cdot k_{(СА)Ai} \cdot k_{иаi} + \\ + \sum_{i=1}^{n_{A0}} P_{ном.А0i} \cdot k_{иаi} , \quad (1.14)$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
ИЗ	Лис	№	Подпи	Дат		9
м.	т	документа	сь	а		



$$\begin{aligned}
 Q_{\text{ср.ф.А}} = & \sum_{i=1}^{n_{AB}} P_{\text{ном.АВ}i} \cdot q_{(AB)Ai} \cdot k_{\text{иа}i} + \sum_{i=1}^{n_{CA}} P_{\text{ном.СА}i} \cdot q_{(CA)Ai} \cdot k_{\text{иа}i} + \\
 & + \sum_{i=1}^{n_{A0}} P_{\text{ном.А0}i} \cdot k_{\text{иа}i} \cdot \text{tg}\varphi_{A0i},
 \end{aligned}
 \tag{1.15}$$

где  $n_{AB}$  и  $n_{CA}$  – число электроприемников, подключенных на линейные напряжения  $U_{AB}$  и  $U_{CA}$ ;  $n_{A0}$  – число однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение  $U_{A0}$ ;  $k_{(AB)A}$  и  $k_{(CA)A}$  – коэффициенты приведения активной мощности однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения  $U_{AB}$  и  $U_{CA}$ , к фазе «А»;  $q_{(AB)A}$  и  $q_{(CA)A}$  – то же по реактивной мощности;  $\text{tg}\varphi_{A0}$  – коэффициент реактивной мощности однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение  $U_{A0}$ .

Значения коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности берем из справочника [1].

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

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только  $K_{pa} = f(n_{\text{э}}; K_{\text{иа}}; T_0)$ ,  $T_0$  – тепловая постоянная времени нагрева, для третьего уровня электроснабжения составляет 2,5 часа, для второго уровня равна 10 минут и число электроприёмников формирующих график нагрузки цеха больше, чем в отделении, поэтому значения коэффициента расчётной мощности берем из другой таблицы. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт, то  $K_{pa}$  берем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по ремонтно-механическому цеху вносим в таблицу 1.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
						10
ИЗ	Лис	№	Подпи	Дат		
м.	т	документа	сь	а		

**Таблица 1 - Расчет нагрузок по цеху**

№	Исходные данные										Расчетные величины					Расчетные мощности		
	По заданию технологов		Рном прив. к дл.реж. ПВ=100%		Справочные		Средняя нагрузка			Кра	№эф ЭП	Pрас (кВт)	Qрас (кВар)	Sрас (кВА)	Iрас (А)			
	Кольво ЭП на уч- ке	3	4	5	6	7	8	9	10							11	12	13
<b>Участок механической обработки (ШР-1)</b>																		
1	Тепловая завеса	2	30	60	0,3	0,7	1,02	18	18,36367	1800								
2	Станок долбежный	3	6,7	20,1	0,12	0,4	2,29	2,412	5,526586	134,67								
3	Станок поперечно-строгальный	4	14	56	0,17	0,65	1,17	9,52	11,13011	784								
4	Станок заточный	4	0,75	3	0,12	0,4	2,29	0,36	0,824864	2,25								
5	Станок токарный	5	11	55	0,17	0,65	1,17	9,35	10,93136	605								
6	Кран-балка	1	8,5	8,5	0,15	0,2	4,9	1,275	6,246199	72,25								
<b>Итого по ШР-1</b>		<b>19</b>		<b>202,6</b>	<b>0,202</b>	<b>0,611</b>	<b>1,3</b>	<b>40,917</b>	<b>53,0228</b>	<b>3398,17</b>	<b>12,08</b>	<b>1,7</b>	<b>69,559</b>	<b>55,57</b>	<b>89</b>	<b>135,26</b>		
<b>Участок механической обработки (ШР-2)</b>																		
7	Станок зубонарезной	3	11,7	35,1	0,12	0,4	2,29	4,212	9,650904	410,67								
8	Станок вертикальный фрезерный	4	13	52	0,12	0,4	2,29	6,24	14,29764	676								
9	Станок шлифовальный	3	14	42	0,17	0,65	1,17	7,14	8,347585	588								
10	Станок токарный	4	16	64	0,17	0,65	1,17	10,88	12,72013	1024								
11	Станок горизонтально расточный	3	29	87	0,17	0,65	1,17	14,79	17,29143	2523								
12	Станок радиально сверлильный	3	6,9	20,7	0,12	0,4	2,29	2,484	5,691559	142,83								
13	Пила дисковая	4	8,9	35,6	0,12	0,4	2,29	4,272	9,788382	316,84								
14	Пила ножовочная	6	1,7	10,2	0,12	0,4	2,29	1,224	2,804536	17,34								
15	Тележка вспомогательная	2	1,4	2,8	0,12	0,4	2,29	0,336	0,769873	3,92								
16	Тепловая завеса	1	1,4	1,4	0,3	0,7	1,02	0,42	0,714143	1,96								
<b>Итого по ШР-2</b>		<b>33</b>		<b>350,8</b>	<b>0,148</b>	<b>0,535</b>	<b>1,58</b>	<b>51,998</b>	<b>82,07617</b>	<b>5704,56</b>	<b>21,57</b>	<b>1,33</b>	<b>69,157</b>	<b>85,02</b>	<b>110</b>	<b>166,51</b>		
<b>Участок механической обработки (ШР-3)</b>																		
17	Станок универсально заточный	5	4,5	22,5	0,17	0,65	1,17	3,825	4,471921	101,25								
18	Станок карусельный	3	50	150	0,17	0,65	1,17	25,5	29,8128	7500								
19	Станок радиально сверлильный	5	6,9	34,5	0,12	0,4	2,29	4,14	9,485932	238,06								
20	Станок центровальный	4	1,7	6,8	0,12	0,4	2,29	0,816	1,869691	11,56								
21	Машина наплавочная	3	11,7	35,1	0,3	0,6	1,33	10,53	14,04	410,67								
22	Пресс гидравлический	4	2,8	11,2	0,4	0,75	0,88	4,48	3,950989	31,36								
23	Станок токарно-винторезный	3	15	45	0,12	0,4	2,29	5,4	12,37295	675								
24	Ножницы гильотинные	4	7	28	0,12	0,4	2,29	3,36	7,698727	196								
<b>Итого по ШР-3</b>		<b>31</b>		<b>333,1</b>	<b>0,174</b>	<b>0,57</b>	<b>1,44</b>	<b>58,051</b>	<b>83,70302</b>	<b>9163,89</b>	<b>12,11</b>	<b>1,4</b>	<b>81,271</b>	<b>87,71</b>	<b>120</b>	<b>181,68</b>		
<b>Итого по ШР-3 без учета</b>		<b>25</b>		<b>189,8</b>	<b>0,164</b>	<b>0,554</b>	<b>1,5</b>	<b>31,2</b>	<b>46,94</b>	<b>3490,74</b>	<b>10,32</b>	<b>1,54</b>	<b>48,048</b>	<b>49,38</b>	<b>68,9</b>	<b>104,68</b>		

Продолжение таблицы 1		Исходные данные										Расчетные величины					Расчетные мощности			
		По заданию технологов										Средняя нагрузка					Кра			
		№	Наименение ЭП и узлов СЭС	Кол-во ЭП на уч-ке	Рном прив. к дл.реж. ПВ=100%	Киа	cos(φ)	tg(φ)	Рс=Киа* Рном	Qс=Киа* Рн*tg(φ)	n*R <sup>2</sup> ном (кВт)	Γэф ЭП	Pрас (кВт)	Qрас (кВар)	Sрас (кВА)	Iрас (А)				
общая	одного																4	5	6	7
<b>Участок по ремонту оборудования (ШР-4)</b>																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17				
25	Станок токарно-винторезный	4	7,5	30	0,12	0,4	2,29	3,6	8,248636	225										
26	Станок универсально фрезерный	5	3	15	0,12	0,4	2,29	1,8	4,124318	45										
27	Станок точильный	3	1	3	0,12	0,4	2,29	0,36	0,824864	3										
28	Станок сверлильный	2	10	20	0,14	0,5	1,73	2,8	0,866025	200										
29	Станок долбежный	1	6,8	6,8	0,14	0,5	1,73	0,952	1,648912	46,24										
<b>Итого по ШР-4</b>		<b>15</b>		<b>74,8</b>	<b>0,127</b>	<b>0,518</b>	<b>1,65</b>	<b>9,512</b>	<b>15,71276</b>	<b>519,24</b>	<b>10,78</b>	<b>1,85</b>	<b>17,597</b>	<b>16,51</b>	<b>24,1</b>	<b>36,662</b>				
<b>Заготовительное отделение (ШР-5)</b>																				
30	Пресс-ножницы	3	9,5	28,5	0,15	0,6	1,33	4,275	5,7	270,75										
31	Вальцы	1	9	9	0,12	0,4	2,29	1,08	2,474591	81										
32	Станок вертикально-сверлильный	4	9,6	38,4	0,12	0,4	2,29	4,608	10,55825	368,64										
33	Ножницы гильотинные	3	9	27	0,17	0,65	1,17	4,59	5,366305	243										
34	Преобразователь сварочный	2	14	28	0,3	0,35	2,68	8,4	22,48199	392										
35	Трансформатор сварочный ПВ=60	3	15	45	0,3	0,35	2,68	13,5	36,13177	675										
36	Кран-балка	2	16,5	33	0,15	0,2	4,9	4,95	24,24995	544,5										
<b>Итого по ШР-5</b>		<b>18</b>		<b>208,9</b>	<b>0,198</b>	<b>0,361</b>	<b>2,58</b>	<b>41,403</b>	<b>106,9629</b>	<b>2574,89</b>	<b>16,95</b>	<b>1,4</b>	<b>57,964</b>	<b>111,3</b>	<b>125</b>	<b>190,65</b>				
<b>Кузнечное отделение (ШР-6)</b>																				
37	Печь термическая	1	90	90	0,6	0,95	0,33	54	17,74894	8100										
38	Молот	2	35	70	0,24	0,65	1,17	16,8	19,64138	2450										
39	Станок гибочный	3	1,7	5,1	0,17	0,65	1,17	0,867	1,013635	8,67										
40	Станок продольно-строгальный	1	46	46	0,17	0,65	1,17	7,82	9,142593	2116										
41	Установка термообработки колёс	1	25	25	0,7	0,35	2,68	17,5	46,83748	625										
42	Кран укосина ПВ=25%	3	1	3	0,05	0,5	1,73	0,15	0,259808	3										
<b>Итого по ШР-6</b>		<b>11</b>		<b>239,1</b>	<b>0,406</b>	<b>0,716</b>	<b>0,97</b>	<b>97,137</b>	<b>94,64384</b>	<b>13302,67</b>	<b>4,298</b>	<b>1,03</b>	<b>100,05</b>	<b>102,3</b>	<b>143</b>	<b>217,36</b>				
<b>Термический участок (ШР-7)</b>																				
43	Однофазная нагрузка	9		200				200,82	180,36	5550										
44	Тельфер ПВ=25%	3	2	6	0,05	0,5	1,73	0,3	0,519615	12										
45	Печь термическая	2	30	60	0,6	0,98	0,2	36	7,310112	1800										
46	Вентилятор	2	7	14	0,65	0,8	0,75	9,1	6,825	98										
<b>Итого по ШР-7</b>		<b>16</b>		<b>280</b>	<b>0,879</b>	<b>0,784</b>	<b>0,79</b>	<b>246,22</b>	<b>195,0147</b>	<b>7460</b>	<b>10,51</b>	<b>0,9</b>	<b>221,6</b>	<b>205</b>	<b>302</b>	<b>458,7</b>				

№		Исходные данные					Расчетные величины					Расчетные мощности				
		По заданию технологов					Справочные					Кра	Pрас (кВт)	Qрас (кВар)	Iрас (А)	
		Кол-во ЭП на уч- ке	Кол-во прив. к дл.реж. ПВ=100%	Киа	cos(φ)	tg(φ)	Рс=Киа* Рном (кВт)	Qс=Киа* Рн*tg(φ) (кВар)	п*Р <sup>2</sup> -ном (кВт)	пэф ЭП						
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
1	2															
<b>Слесарный участок (ШР-8)</b>																
47	Станок универсально заточный	5	1	5	0,17	0,65	1,17	0,85	0,9945	5						
48	Станок вертикально фрезерный	2	5,6	11,2	0,12	0,4	2,29	1,344	3,07776	62,72						
49	Наждак	2	2,8	5,6	0,12	0,4	2,29	0,672	1,53888	15,68						
50	Станок сверлильный	4	1	4	0,12	0,4	2,29	0,48	1,0992	4						
51	Станок токарно-винторезный	2	11	22	0,12	0,4	2,29	2,64	6,0456	242						
52	Станок горизонтально фрезерный	4	8,8	35,2	0,12	0,4	2,29	4,224	9,67296	309,76						
53	Наждак	2	2,8	5,6	0,12	0,4	2,29	0,672	1,53888	15,68						
<b>Итого по ШР-8</b>		<b>21</b>		<b>88,6</b>	<b>0,123</b>	<b>0,413</b>	<b>2,2</b>	<b>10,882</b>	<b>23,96778</b>	<b>654,84</b>	<b>11,99</b>	<b>1,8</b>	<b>19,588</b>	<b>25,12</b>	<b>31,9</b>	<b>48,399</b>
<b>Итого по цеху без освещения</b>		<b>164</b>		<b>1778</b>	<b>0,31</b>	<b>0,65</b>	<b>1,17</b>	<b>551</b>	<b>644</b>	<b>42778,3</b>	<b>74</b>	<b>0,7</b>	<b>385,7</b>	<b>450,8</b>	<b>593,3</b>	<b>901,4</b>

Таблица 2 - Расчет однофазной нагрузки

Наименование узлов СЭС и эл.приемников	R <sub>ном</sub>	п	P <sub>с ном</sub>	мощности эл.приемников, подкл. на U <sub>л</sub>			коэффициенты приведения активной и реактивной мощности			Мощности эл.приемников, подключенных на U <sub>ф</sub>			K <sub>та</sub>	cosφ	tgφ	средние мощности							
				ab	bc	ca	к фазе	к	q	а	b	с				активные			реактивные				
																а	б	с	а	б	с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
<b>Термический участок (ШР-7)</b>																							
ЭП, подкл. на U <sub>л</sub>																							
Печь сопротивления	20	2	800	40			b	0,57	-0,175				0,8	0,95	0,33		18,24				-5,6		
							c	0,43	0,415														
Печь шахтная	25	2	1250	50			b	0,57	-0,175				0,8	0,95	0,33		22,8				22,8		
							c	0,43	0,415														
Печь индукционная	40	2	3200	40			a	1,285	1,08				0,7	0,35	2,68		35,98				30,24		
							b	-0,285	1,66														
Всех ЭП, подкл на U <sub>л</sub>	170,0	6	5250				b	1,285	1,08				0,7	0,35	2,68		-7,98				35,98		
							c	-0,285	1,66														
ЭП, подкл. на U <sub>ф</sub>																							
Электропечь ванная	10	3	300										0,8	0,95	0,33		8	16	0		2,63	5,26	0,00
Всех ЭП, подкл на U <sub>ф</sub>	30	3	300										0,8	0,95	0,33		8	16	0		2,63	5,26	0,00
Итого по ШР-7:	200,0	9	5550										36,00	49,06	66,94	76,72	28	33,06	66,94	76,72	63,68	60,12	60,12
Наиболее загружена фаза С																							
Полная мощность по фазам	a	87,13																					
	b	84,61																					
	c	89,97																					

## 1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Сначала определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов точно так же, как и для ремонтно-механического цеха [2].

Расчетная осветительная нагрузка  $P_{p\text{ осв}}$  цеха вычисляется учитывая площади производственной поверхности пола  $F_{ц}$  цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки  $P_{уд\text{ осв}} = 0,01 \dots 0,025 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$  и коэффициента спроса на освещение  $K_{с\text{ осв}}$  [1].

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

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

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

Складываем найденные активные и реактивные расчётные мощности и определяем полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

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

После определения нагрузок по всем цехам, рассчитывается строка «Итого по нагрузке до 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности  $P_n$ , средние активные  $P_{ср}$  и реактивные  $Q_{ср}$  нагрузки и расчетные показатели нагрузок по освещению  $P_{p\text{ осв}}$ .

Исходные данные и результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок занесены в таблицу 3.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		15
м.	т	документа	сь	а		

Далее находим расчётную высоковольтную нагрузку. Высоковольтные потребители есть в цехах 8 и 9, в этих цехах установлены: синхронные двигатели и преобразователи. Результаты расчёта нагрузок высоковольтных электроприёмников сведены в таблицу 3.

Таблицу завершает строка «Предприятие», где заносятся суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки и средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Далее расчетные данные по отдельным цехам используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные показатели по предприятию с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах применяются при определении видов трансформаторов на главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
						16
Из	Лис	№	Подпи	Дат		
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 3 - Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов	P <sub>ном</sub> , кВт		I <sub>ном</sub> , кВт		па	К <sub>на</sub>	cos φ	tg φ	P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , кВт	K <sub>ра</sub>	P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , кВт	F <sub>и</sub> , м <sup>2</sup>	P <sub>уд.обр.</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	cos φ <sub>обр</sub>	tg φ <sub>обр</sub>	K <sub>обр.</sub>	P <sub>р.обр.</sub> , кВт	Q <sub>р.обр.</sub> , кВт	P <sub>р+P<sub>р.обр.</sub></sub> , кВт	Q <sub>р+Q<sub>р.обр.</sub></sub> , кВт	S <sub>р</sub> , кВА	
	2	3	4	5																				6
1																								
Нагрузка 0,4 кВ																								
1. Гальванический цех	1780	45	0,60	0,75	0,88	1068	942	0,85	907,8	800,6	1795	0,015	0,7	1,02	0,95	25,6	26,1	933,4	826,7	1247				
2. Склад 1	100	15	0,20	0,65	1,17	20	23	1,25	25,0	24,4	269	0,01	0,7	1,02	0,6	1,6	26,6	26,0	37					
3. Склад 2	120	16	0,25	0,65	1,17	30	35	1,13	33,9	36,5	976	0,01	0,7	1,02	0,6	5,9	6,0	39,8	42,5	58				
4. Сталелитейный цех	5730	100	0,70	0,80	0,75	4011	3008	0,8	3208,8	2406,6	4319	0,015	0,7	1,02	0,95	61,5	62,8	3270,3	2469,4	4098				
5. Деревообрабатывающий цех № 1	700	45	0,40	0,70	1,02	280	286	0,75	210,0	214,2	729	0,015	0,7	1,02	0,95	10,4	10,6	220,4	224,8	315				
6. Деревообрабатывающий цех № 2	750	50	0,40	0,70	1,02	300	306	0,7	210,0	214,2	438	0,015	0,7	1,02	0,95	6,2	6,4	216,2	220,6	309				
7. Станкостроительный цех	4050	160	0,55	0,75	0,88	2227,5	1964	0,77	1715,2	1512,6	9424	0,015	0,7	1,02	0,95	134,3	137,0	1849,5	1649,6	2478				
8. Бытовой комплекс	450	25	0,35	0,65	1,17	157,5	184	0,75	118,1	138,1	976	0,025	0,7	1,02	0,95	23,2	23,6	141,3	161,8	215				
9. Механосборочный цех	9450	190	0,55	0,75	0,88	5197,5	4584	0,77	4002,1	3529,5	6182	0,015	0,7	1,02	0,95	88,1	89,9	4090,2	3619,4	5462				
10. Насосная станция	1205	12	0,80	0,85	0,62	964	597	0,9	867,6	537,7	841	0,015	0,7	1,02	0,95	12,0	12,2	879,6	549,9	1037				
11. Компрессорная станция	1490	10	0,75	0,80	0,75	1117,5	838	0,9	1005,8	754,3	1851	0,015	0,7	1,02	0,95	26,4	26,9	1032,1	781,2	1294				
12. Вентиляционная станция	840	30	0,65	0,75	0,88	546	482	0,85	464,1	409,3	841	0,015	0,7	1,02	0,95	12,0	12,2	476,1	421,5	636				
13. Очистные сооружения	340	10	0,70	0,80	0,75	238	179	0,9	214,2	160,7	729	0,015	0,7	1,02	0,95	10,4	10,6	224,6	171,3	282				
14. Кислородная станция	460	15	0,75	0,85	0,62	345	214	0,9	310,5	192,4	1823	0,015	0,7	1,02	0,95	26,0	26,5	336,5	218,9	401				
15. Административный корпус	120	35	0,35	0,70	1,02	42	43	1	42,0	44,1	673	0,025	0,7	1,02	0,95	16,0	16,3	58,0	60,4	84				
16. Механический цех	1778	74	0,31	0,65	1,17	551,8	644	0,7	385,8	451,1	2244	0,015	0,7	1,02	0,95	32,0	32,6	417,8	483,7	639				
17. Комбинат питания	430	50	0,60	0,75	0,88	258	228	0,8	206,4	182,0	841	0,025	0,7	1,02	0,95	20,0	20,4	226,4	202,4	304				
18. Градирня	80	8	0,65	0,80	0,75	52	39	1,01	52,5	41,3	729	0,01	0,7	1,02	0,6	4,4	4,5	56,9	45,8	73				
19. Склад 3	20	8	0,25	0,65	1,17	5	6	1,33	6,7	6,2	841	0,01	0,7	1,02	0,6	5,0	5,2	11,7	11,3	16				
20. Склад 4	55	10	0,25	0,65	1,17	13,75	16	1,26	17,3	16,9	639	0,01	0,7	1,02	0,6	3,8	3,9	21,2	20,8	30				
21. Освещение территории											172439	0,002	0,7	1,02	1	344,9	352							
Итого (0,4 кВ):	29948	908	0,58	0,77	0,84	17424	14618		14004	11673						870	887	14873	12560	19467				
Нагрузка 10 кВ																								
4. Сталелитейный цех (СД)	630	1260	2	0,75	0,9	-0,48	945	-458	1	945	-458										945	-458	1050	
4. Сталелитейный цех (ДСП)	1700	3400	2	0,7	0,8	0,75	2380	1785	1	2380	1785										2380	1785	2975	
14. Кислородная станция (АД)	630	1260	2	0,75	0,9	0,62	945	586	1	945	586										945	586	1112	
Итого (10 кВ):		5920	6	0,72	0,91	0,45	4270	1913		4270	1913										4270	1913	4679	
Предприятие		35868		0,60	0,80	0,76	21694	16531		18274	13586										19143	14473	23999	



### 1.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок – это размещенные на генеральном плане окружности, центры которых указывают на центры нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением ниже 1 кВ, электроприемников с напряжением выше 1 кВ и электрического освещения.

С определения масштаба площадей картограммы нагрузок начнем расчет картограммы:

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

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

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

Затем определяем радиус каждой окружности:

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

где  $P_{p i}$  – расчётная активная нагрузка всего цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

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

где  $P_{p n i}$  – расчетные активные нагрузки электроприемников до 1 кВ.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		18
м.	т	документа	сь	а		

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

Центр электрических нагрузок предприятия представляет собой символический центр потребления электроэнергии (активной мощности) предприятия, координаты которого определяются по выражениям:

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

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

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

Предпочтительное размещение ГПП в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её, при необходимости, в сторону источника питания – подстанции энергосистемы [2].

Результаты расчётов картограммы электронагрузок заносим в таблицу 4.

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

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		19
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 4 - Построение картограммы нагрузок

Наименование цеха, отделения, участка	P <sub>р</sub> , кВт	P <sub>р.нв</sub> , кВт	P <sub>р.вв</sub> , кВт	P <sub>р.осв</sub> , кВт	X, м	Y, м	m	R, мм	α <sub>нв</sub>	α <sub>вв</sub>	α <sub>осв</sub>
1. Гальванический цех	933,4	907,8	0	25,6	73,4	544,7	0,15	44,7	350,1	0	9,9
2. Склад 1	26,6	25,0	0	1,6	304,3	516,3	0,15	7,5	338,1	0	21,9
3. Склад 2	39,8	33,9	0	5,9	352,9	498,6	0,15	9,2	307,0	0	53,0
4. Сталелитейный цех	6595,3	3208,8	3325	61,5	77,0	448,8	0,15	118,7	175,1	181	3,4
5. Деревообрабатывающий цех № 1	220,4	210,0	0	10,4	174,1	476,1	0,15	21,7	343,0	0	17,0
6. Деревообрабатывающий цех № 2	216,2	210,0	0	6,2	174,1	433,4	0,15	21,5	349,6	0	10,4
7. Станкостроительный цех	1849,5	1715,2	0	134,3	77,0	236,8	0,15	62,9	333,9	0	26,1
8. Бытовой комплекс	141,3	118,1	0	23,2	142,1	245,1	0,15	17,4	300,9	0	59,1
9. Механосборочный цех	4090,2	4002,1	0	88,1	210,8	245,1	0,15	93,5	352,2	0	7,8
10. Насосная станция	879,6	867,6	0	12,0	284,2	212,0	0,15	43,4	355,1	0	4,9
11. Компрессорная станция	1032,1	1005,8	0	26,4	335,1	267,6	0,15	47,0	350,8	0	9,2
12. Вентиляционная станция	476,1	464,1	0	12,0	176,4	170,5	0,15	31,9	350,9	0	9,1
13. Очистные сооружения	224,6	214,2	0	10,4	332,8	170,5	0,15	21,9	343,3	0	16,7
14. Кислородная станция	1281,5	310,5	945	26,0	67,5	81,7	0,15	52,3	87,2	265	7,3
15. Административный корпус	58,0	42,0	0	16,0	142,1	75,8	0,15	11,1	260,7	0	99,3
16. Механический цех	417,8	385,8	0	32,0	198,9	65,1	0,15	29,9	332,4	0	27,6
17. Комбинат питания	226,4	206,4	0	20,0	309,1	73,4	0,15	22,0	328,2	0	31,8
18. Градирия	56,9	52,5	0	4,4	71,1	22,5	0,15	11,0	332,3	0	27,7
19. Склад 3	11,7	6,7	0	5,0	195,4	15,0	0,15	5,0	204,6	0	155,4
20. Склад 4	21,2	17,3	0	3,8	286,6	29,6	0,15	6,7	294,7	0	65,3
					Координаты центра						
					144,4	314,6					

## 2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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

Цеховые ТП необходимы для трансформации напряжения до 0,4кВ необходимых для питания большинства электроприёмников на предприятии. Они состоят из комплектных распределительных устройств и трансформаторов.

Выбор цеховых ТП сводится к решению некоторых задач:

- определение типа трансформаторов;
- определение единичной мощности трансформаторов;
- определение количества трансформаторов на ТП;
- определение числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- расчет мощности батарей конденсаторов на ТП;
- определение места расположения ТП.

В справочной литературе ищем максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности ( $N_{T\min}^H$ ) равно 2 для 1-ой группы, для 2-ой группы - 2 и допускается 1 трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для 3-ей группы допускается установка 1-ого трансформатора [2].

Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{эТ}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приблизительно предоставлена в таблице 5[2].

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		21
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 5 - Связь между  $S_{ЭТ}$  и  $\sigma$

$\sigma$ , кВ·А/м <sup>2</sup>	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{ЭТ}$ , кВ·А	250	400	500	630	800
$\sigma$ , кВ·А/м <sup>2</sup>	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	>0,5
$S_{ЭТ}$ , кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

Методика расчета по выбору трансформаторов цеховых ТП приведена в литературе [2].

Найдем число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Определяем плотность цеховой нагрузки:

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

где:  $S_p$  - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;  $F_{ц}$  - площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Находим экономически целесообразную единичную мощность  $S_{ЭТ}$  из таблицы 5.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов вычисляется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{K_{з\text{т доп}} \cdot S_{ЭТ}} + \Delta N_T, \quad (2.2)$$

где  $P_p$  - расчётная активная нагрузка цеха;  $K_{з\text{т доп}}$  - допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха:  $K_{з\text{т доп}} = 0,65 \dots 0,7$  - для 1-ой

категории,  $K_{з\ T\ доп} = 0,7 \dots 0,8$  – для 2-ой категории,  $K_{з\ T\ доп} = 0,9 \dots 0,95$  – для 3-ей категории,  $\Delta N_T$  – добавка до ближайшего целого числа [2].

Из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности определяется минимальное число трансформаторов в цехе:

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

Оптимальное число трансформаторов в цехе высчитываем по формуле:

$$N_T^{ОПТ} = N_{T\ min} + m, \quad (2.4)$$

где  $m$  - добавка до оптимального числа,  $m = f(N_{T\ min}; K_{з\ T\ доп}; \Delta N_T)$ , берется из справочной литературы [2]. При условии  $N_{min}^{ЭК} < N_{T\ min}^H$  принимается  $N_T^{ОПТ} = N_{T\ min}$  и единичная мощность трансформаторов находится по формуле:

$$S_{T\ ном} \geq \frac{P_p}{K_{з\ T\ доп} \cdot N_T^{ОПТ}}. \quad (2.5)$$

От условий эксплуатации зависит выбор типа трансформаторов устанавливаемых на ТП.

Для того, чтобы снизить загруженность цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС применяют устройства компенсации (конденсаторные батареи).

Находим мощности компенсирующих устройств непосредственно на каждой ТП.

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{ОПТ} \cdot K_{з\ T\ доп} \cdot S_{T\ ном})^2 - P_p^2}, \quad (2.6)$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		23
м.	т	документа	сь	а		

где  $N_T^{опт}$  – число трансформаторов цеховой ТП;  $K_{з\ T\ доп}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме;  $S_{T\ ном}$  – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;  $P_p$  – расчетная активная нагрузка на ТП.

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

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

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

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1. \quad (2.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з\ T\ норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{опт} \cdot S_{T\ ном}}; \quad (2.9)$$

$$K_{з\ T\ п/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{T\ в\з\ рез}}{N_T^{опт} \cdot (N_{T\ в\з\ рез} - 1) \cdot S_{T\ ном}}; \quad (2.10)$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		24
м.	т	документа	сь	а		

где  $N_{Т\text{взрез}}$  – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{зТ\text{норм}}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}), \quad (2.11)$$

где  $n$  - число ТП в цехе;  $\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода в трансформаторе;  $K_{зТ\text{норм}}$  – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;  $\Delta P_{КЗ}$  – потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{Т\text{ном}}}{100} \cdot (I_{XX} + K_{зТ\text{норм}}^2 \cdot U_{КЗ}), \quad (2.12)$$

где  $I_{XX}$  – ток холостого хода;  $S_{Т\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора;  $U_{КЗ}$  – напряжение короткого замыкания.

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

В нашем случае в цехах №2, №3, №6 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать их от цеха №5; так же цех №8 запитаем от цеха №4; цеха №13, №20 запитать от цеха №17; цеха №15, №19 запитать от цеха №16; цех №18 запитаем от цеха №14. Однако питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполнить условие:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (2.13)$$

где  $S_p$  – полная расчетная нагрузка цеха,  $l$  – расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии). Проверку этого условия выполним в таблице 6.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		25
м.	т	документа	сь	а		



Таблица 6 – Расчет экономической выгоды установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер низковольтного НРП	Произведение $S_p \cdot I$ , кВА·м
3	1	$309 \cdot 39 = 12051$
	2	$37 \cdot 180 = 6660$
	3	$58 \cdot 189 = 10962$
4	4	$215 \cdot 60 = 12900$
10	5	$282 \cdot 50 = 14100$
	6	$30 \cdot 48 = 1440$
11	7	$73 \cdot 51 = 3723$
12	8	$84 \cdot 42 = 3528$
	9	$16 \cdot 51 = 816$

Из таблицы видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме на подстанциях № 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11 в связи с выходом одного трансформатора из строя нужно отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе. Их мощность определим по формуле:

$$1,4 \cdot S_{T \text{ ном}} = \sqrt{(P_p - P_{p \text{ откл}})^2 + (Q_1 - Q_{p \text{ откл}})^2} ; \quad (2.14)$$

$$Q_{p \text{ откл}} = P_{p \text{ откл}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_p ; \quad (2.15)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_p}{P_p} . \quad (2.16)$$

Таблица 7 - Результаты расчёта по отключаемой нагрузке

№ ТП	$S_{\text{НОМ Т}}$ , кВА	$P_p$ , кВт	$Q_1$ , кВар	$\text{tg}\varphi_p$	$P_{p.\text{откл}}$ , кВт	$Q_{p.\text{откл}}$ , кВар
ТП №1	630	933	148	0,16	62,2	9,8
ТП №2	2500	3270	1851	0,57	224,4	127,0
ТП №3	400	503	327	0,65	33,5	21,8
ТП №4	630	617	583	0,94	23,7	22,4
ТП №5	1600	1849	1532	0,83	124,4	103,0
ТП №8	630	880	345	0,39	58,6	23,0
ТП №9	800	1032	612	0,59	68,8	40,8
ТП №10	400	472	370	0,78	31,5	24,7
ТП №11	400	487	350	0,72	32,5	23,3

Освещение территории предприятия производится с ближайших цеховых ТП. Это возможно из-за того, что мощность освещения невелика, оно включается вечером, когда некоторая часть оборудования уже отключена.

Все расчеты по выбору числа и мощности трансформаторов заносим в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор числа и мощности трансформаторов

Номера цехов и подразделений	Катег. по надлежн.	N <sup>н</sup> <sub>т min</sub>	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	F	q	S <sub>гр</sub>	ТИП ТР-ра	K <sub>з</sub> по норм	N <sup>3</sup> <sub>т min</sub>	ΔN <sub>т</sub>	N <sub>т min</sub>	m	N <sub>т opt</sub>	S <sub>т ном</sub>	№ II/CT	Q <sub>ip</sub>	Q <sub>кв</sub>	K <sub>з т норм</sub>	K <sub>з т п/ав</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Гальванический цех	II	2	933	827	1247	1795	0,69	2500	ТМГ	0,75	1,00	0,50	2	0	2	630	1	148	148	679	0,75	1,4*
4. Сталелитейный цех	II	2	3270	2469	4098	4319	0,95	2500	ТМГ	0,75	2,00	0,26	2,0	0	2	2500	2	1851	1851	618	0,75	1,4*
5. Деревообрабатывающий цех № 1	II		220	225	315	729	0,43										ТП					
6. Деревообрабатывающий цех № 2	II		216	221	309	438											НПП					
2. Склад 1	III		27	26	37	269											НПП2					
3. Склад 2	III		40	43	58	976											НПП3					
Итого:	II	2	503	514	719	2412	0,43	2000	ТМГ	0,75	1,00	0,66	2	0	2	400	3	327	327	187	0,75	1,4*
8. Бытовой комплекс	II		141	162	215	976											НПП4					
12. Вентиляционная станция	II		476	422	636	841	0,76										ТП					
Итого:	II	2	617	583	849	1817	0,76	2500	ТМГ	0,75	1,00	0,67	2	0	2	630	4	715	583	0	0,67	1,35
7. Станкостроительный цех	II	2	1849	1650	2478	9424	0,26	1600	ТМГ	0,75	2,00	0,46	2,0	0	2	1600	5	1532	1532	118	0,75	1,4*
9. Механосборочный цех	II	2	4090	3619	5462	6182	0,88	2500	ТМГ	0,75	3,00	0,82	3,0	0	4	1600	7	2512	2512	1107	0,75	1
10. Насосная станция	II	2	880	550	1037	841	1,23	2500	ТМГ	0,75	1,00	0,53	2	0	2	630	8	345	345	204	0,75	1,4*
Итого:	II	2	1032	781	1294	1851	0,70	2500	ТМГ	0,75	1,00	0,45	2	0	2	800	9	612	612	169	0,75	1,4*
13. Очистные сооружения	II		225	171	282	729											НПП5					
17. Комбинат питания	II		226	202	304	841	0,36										ТП					
20. Склад 4	III		21	21	30	639											НПП6					
Итого:	II	2	472	395	615	2210	0,36	2000	ТМГ	0,75	1,00	0,69	2	0	2	400	10	370	370	24	0,75	1,4*
14. Кислородная станция	II		336	219	401	1823	0,22										ТП					
18. Градирия	II		57	46	73	729											НПП7					
Итого:	II	2	393	265	474	2552	0,22	1250	ТМГ	0,75	1,00	0,58	2	0	2	400	11	453	265	0	0,59	1,2
15. Административный корпус	II		58	60	84	673											НПП8					
16. Механический цех	II		418	484	639	2244	0,28										ТП					
19. Склад 3	III		12	11	16	841											НПП9					
Итого:	II	2	487	555	739	3758	0,28	2000	0	0,75	1,00	0,68	2	0	2	400	12	350	350	206	0,75	1,4*

\* в послеварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе

Продолжение таблицы 8

Номера цехов и подразделений	U <sub>кз</sub> , %	P <sub>кз</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>тп</sub> , кВт	ΔQ <sub>тп</sub> , квар	P <sub>п</sub> +ΔP <sub>тп</sub> , кВт	Q <sub>1</sub> +ΔQ <sub>тп</sub> , квар	S <sub>п</sub> , кВА
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32
1. Гальванический цех	5,5	0,80	6,75	1,6	9	59	943	207	965
4. Сталелитейный цех	6,5	2,40	24	0,8	32	223	3302	2074	3900
5. Деревообрабатывающий цех № 1									
6. Деревообрабатывающий цех № 2									
2. Склад 1									
3. Склад 2									
Итого:	4,5	0,61	4,6	1,8	6	35	509	362	625
8. Бытовой комплекс									
12. Вентиляционная станция									
Итого:	5,5	0,80	6,75	1,6	8	52	625	635	891
7. Станкостроительный цех	6	1,75	15	1	20	140	1870	1672	2508
9. Механосборочный цех	6	1,75	15	1	41	280	4131	2792	4986
10. Насосная станция	5,5	0,80	6,75	1,6	9	59	889	405	977
11. Компрессорная станция	5,5	1,10	10,5	1,2	14	69	1046	681	1248
13. Очистные сооружения									
17. Комбинат питания									
20. Склад 4									
Итого:	4,5	0,61	4,6	1,8	6	35	479	405	627
14. Кислородная станция									
18. Градирня									
Итого:	4,5	0,61	4,6	1,8	4	27	398	292	493
15. Административный корпус									
16. Механический цех									
19. Склад 3									
Итого:	4,5	0,61	4,6	1,8	6	35	494	384	626

ИЗ	Лис	№	Подпи	Дат
м.	т	документа	сь	а

ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ

## 3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

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

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

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{рп}}}, \text{ кВ} \quad (3.1)$$

где  $L$  – длина питающей ГПП линии, км;  $P_{\text{рп}}$  – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{рп}} = (P_{\text{рн/в}} + P_{\text{рв/в}} + \Delta P_{\text{тс}}) \cdot K_{\text{ом}} + P_{\text{ро}}, \quad (3.2)$$

где  $P_{\text{рн/в}}$  – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия;  $P_{\text{рв/в}}$  – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.;  $P_{\text{ро}}$  – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		30
м.	т	документа	сь	а		

наружное освещение;  $\Delta P_{T\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;  $K_{om}$  – коэффициент одновременности максимумов.

$$K_{om} = f(m; K_{ia}) = 0,9, \quad (3.3)$$

где  $m$ -число графиков, из которых формируется график нагрузки рассматриваемого узла.

Тогда:

$$P_{pn} = (14004 + 4270 + 157) \cdot 0,9 + 870 = 17458 \text{ кВт},$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2,5 + 0,016 \cdot 17458} = 72,9 \text{ кВ}$$

Для выбора необходимо сравнить 2 варианта внешнего электроснабжения предприятия: 10 и 110 кВ.

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

$$S_{pn} = \sqrt{P_{pn}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.гпп})^2}, \quad (3.4)$$

где  $Q_{эс}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы;  $\Delta Q_{т.гпп}$  – реактивная мощность потребляемая трансформаторами на ГПП.

$$Q_{эс} = P_{pn} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.5)$$

где  $\text{tg}\varphi$  коэффициент реактивной мощности находится по таблице 9.

Расчёты по формулам 3.1.5 заносим в таблицу 9

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		31
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 9

Напряжение сети, кВ	10	110
tgφ	0,4	0,5
Q <sub>эс</sub> , квар	6983	8729

Реактивную мощность потребляемую трансформаторами на ГПП находим по формуле:

$$\Delta Q_{Т.ГПП} \approx 0,07 \sqrt{P_P^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (3.6)$$

для 110 кВ:

$$\Delta Q_{Т.ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{17458^2 + 8729^2} = 1366 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия

для 110 кВ:

$$S_{рп} = \sqrt{17458^2 + (8729 - 1366)^2} = 18947 \text{ кВар,}$$

для 10 кВ:

$$\sqrt{17458^2 + 6983^2} = 18803 \text{ кВар.}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{P_{рп}^2 + (Q_{ЭС} - \Delta Q_{Т.ГПП})^2}}{(N_T - 1) \cdot K_{пер. доп. (п/ав)}}, \quad (3.7)$$

где  $N_T = 2$  – число трансформаторов ГПП;  $K_{пер. доп. (п/ав)} = 1,3$  – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

Тогда для 110 кВ:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{17458^2 + (8729 - 1366)^2}}{(2 - 1) \cdot 1,3} = 14575 \text{ кВА.}$$

Заносим все полученные результаты в таблицу 10 и выберем трансформаторы.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		32
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 10 – Выбор трансформатора ГПП

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность, кВар	8729
Полная расчетная нагрузка, кВА	19519
Мощность трансформаторов ГПП, кВА	14575
Тип трансформаторов на ГПП	ТДН
Номинальная мощность трансформатора, кВА	16000
Напряжение на высокой стороне, кВ	115
Напряжение на низкой стороне, кВ	11
Потери холостого хода, кВт	18
Потери короткого замыкания, кВт	85
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Ток холостого хода, %	0,55
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,6
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	1,2

Варианты схем электроснабжения на 110 кВ и 10 кВ представлены на рисунках 1 и 2.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		33
м.	т	документа	сь	а		



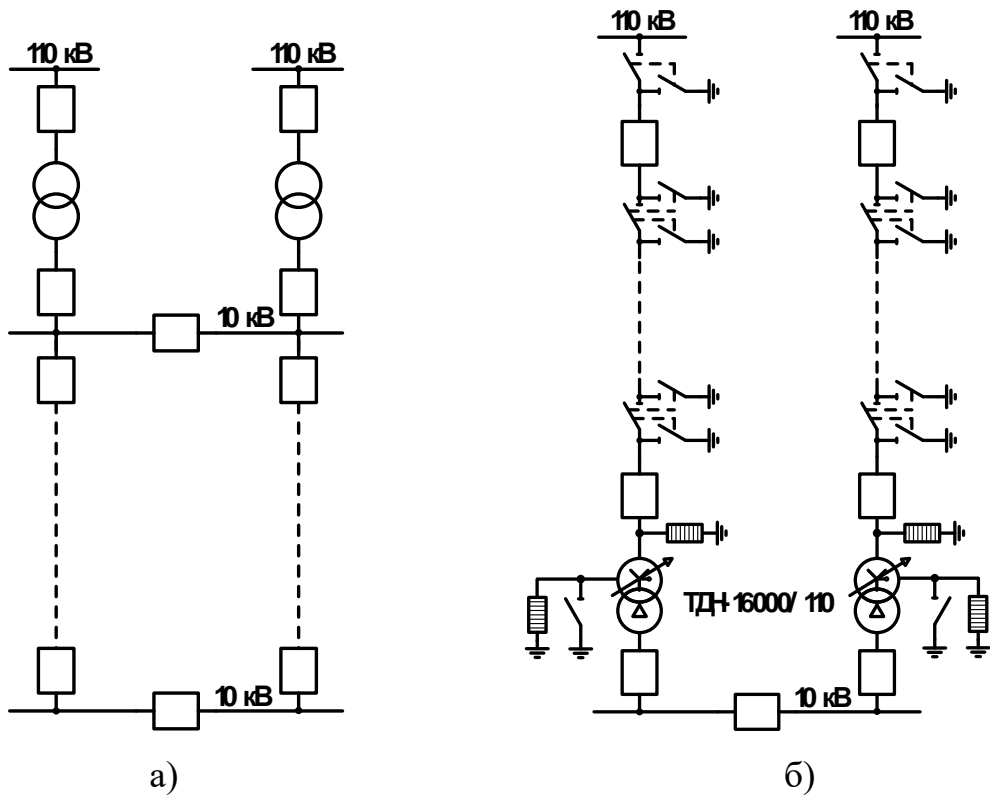


Рисунок 1 – Варианты схем внешнего электроснабжения предприятия на напряжение: а) 10 кВ и б) 110 кВ.

### 3.2 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения

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

1. Определить потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (18 + 0,6^2 \cdot 85) = 99 \text{ кВт}, \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= \frac{n \cdot S_{T \text{ норм}}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{кз}) = \frac{2 \cdot 16000}{100} \cdot (0,55 + 0,6^2 \cdot 10,5) \\ &= 1426 \text{ квар}. \quad (3.9) \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (3.10)$$

где  $\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (3.11)$$

где  $T_M$  – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки;  $T_T$  – годовое число часов работы предприятия.

Тогда:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{6300}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4980,2.$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		35
м.	т	документа	сь	а		

$$\Delta W_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,61^2 \cdot 85 \cdot 4980,2) = 630349 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

2. Рассчитать линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_T)^2 + Q_{3c}^2} = \sqrt{(17458 + 99)^2 + 8729^2} = 19608 \text{ кВА} \quad (3.12)$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{19608}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 51 \text{ А.} \quad (3.13)$$

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

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p.l} = 2 \cdot 51 = 102 \text{ А.} \quad (3.14)$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{p.l}}{j_{э}} = \frac{51}{1} = 51 \text{ мм}^2 \quad (3.15)$$

где  $j_{э} = 1$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов 110 кВ должно быть не менее 70 мм<sup>2</sup>, то выбираем провод АС 70/11. Провод имеет длительно допустимый ток  $I_{д доп} = 265$  А и удельные сопротивления:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		36
м.	т	документа	сь	а		

$$r_0 = 0,428 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad \text{и} \quad x_0 = 0,444 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д, доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{п/ав}} = 102 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{л}} &= n \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 51^2 \cdot 0,428 \cdot 2,5 \cdot 4980) \\ &= 84656 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}. \end{aligned} \quad (3.16)$$

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

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 2.

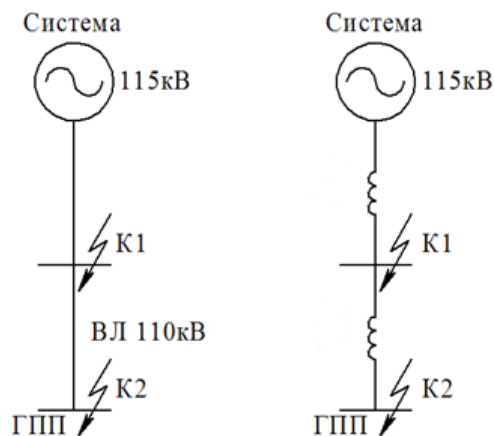


Рисунок 2 - Схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания  $S_c = 3000 \text{ МВА}$  и базисной мощности  $S_b = 1000 \text{ МВА}$  за базисное

напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно,  $U_6 = 115$  кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз\ K1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{4000 \text{ МВА}} = 0,25 \quad (3.17)$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,444 \cdot 2,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,08 \quad (3.18)$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п|0|K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,25} = 20,1 \text{ кА}. \quad (3.19)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|K1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 20,1 = 48,3 \text{ кА}.$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{п|0|K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_{c*} + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,25 + 0,08)} = 15 \text{ кА}. \quad (3.20)$$

Ударный ток короткого замыкания:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		38
м.	т	документа	сь	а		

$$i_{y K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0| K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15 = 38,3 \text{ кА.} \quad (3.21)$$

4. Выбрать коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

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

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

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

$$I_{раб\ max} = \frac{1,4 \cdot S_{Т\ НОМ}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

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

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

г) по номинальному току отключения

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

- асимметричному:  $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{a\ t} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{НОРМ}}{100}\right)$

где  $\beta_{НОРМ}$  – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

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

$$B_k = I_{пт}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) \leq B_{к\ доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

где  $t_3 = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты;  $t_B$  – собственное время отключения выключателя по каталогу;  $T_a$  – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

4.1. Выбираем выключатели:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		39
м.	т	документа	сь	а		

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110П-40/2500 УХЛ1. Это элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118 \text{ А.} \quad (3.22)$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.} \quad (3.23)$$

где  $t_{3 \text{ min}}$  – минимальное время срабатывания защиты;  $t_{\text{св}}$  – собственное время срабатывания выключателя.

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

$$i_{a \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п|0|К1}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 6,6 \text{ кА.} \quad (3.24)$$

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

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a \text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 \text{ кА} = 22,6 \text{ кА.} \quad (3.25)$$

где  $\beta_{\text{норм}}$  – нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		40
м.	т	документа	сь	а		

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_k = I_{п|0|к1}^2 \cdot (t_z + t_{св} + T_a) = 20,1^2 \cdot (0,01 + 0,035 + 0,03) = 30,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.26)$$

$$W_{к\text{ доп}} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (3.27)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости для выбранного выключателя;  $t_{тер}$  – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	118	2500
Номинальный ток отключения, кА	20,1	40
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	48,3	102
Тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	30,3	4800

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

#### 4.2. Выбираем разъединители:

Разъединители выбираются по:

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

б) номинальному длительному току:  $I_{раб\ утяж} \leq I_{ном}$

в) электродинамической стойкости:  $i_{у\ max} \leq I_{дин}$

г) термической стойкости:  $W_k \leq W_{к\ доп}$

К установке намечаем разъединители типа РДЗ-2-110/1000 УХЛ1.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		41
м.	т	документа	сь	а		



Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	118	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	48,3	80
Тепловой импульс, кА <sup>2</sup> · с	30,3	2976

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям

#### 4.3. Выбор ограничителей перенапряжения:

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

В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений. ОПН-110/56 УХЛ1. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений в нейтрали трансформатора.

5. Определить технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{г\sum} = E_{н\sum} \cdot K_{\sum} + C_{\varepsilon} + Y + П_{плата за \varepsilon}, \quad (3.28)$$

где  $E_{н\sum}$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности  $E_n=0,12$ , отчислений на

амортизацию  $E_{ai}$  и расходов на обслуживание  $E_{oi}$ , для силового оборудования принимается равным 0,193;  $K_{\Sigma}$  – сумма капитальных затрат  $i$ –й группы одинаковых элементов. Определяется по прейскурантам;  $C_{\Sigma}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии;  $P_{плата за \varepsilon}$  – плата за электроэнергию потребленную в течении одного года;  $Y$  – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Несмотря на это в проекте ущерб рассчитывать не будем в виду ограниченного объема времени, отпущенного на проектирование.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\Sigma} = (\Delta W_T + \Delta W_L) \cdot C_0, \quad (3.28)$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (3.29)$$

где:  $\alpha=1418,69 \cdot 12=17024,28$  руб/кВт·год – основная ставка тарифа;  $\beta=1,448$  руб/кВт·ч - стоимость одного кВт·ч электроэнергии;  $K_M = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Delta P_M} \approx 1$  – отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_{\Sigma}$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;  $\delta$  - поправочный коэффициент, приближенно равный 1,03 для сетей напряжением 110 кВ и выше.

Плату за электроэнергию, потреблённую в течение одного года рассчитаем по формуле:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		43
м.	т	документа	сь	а		

$$P_{\text{плата за э}} = C_0 \cdot P_p \cdot T_r \quad (3.30)$$

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,03 \cdot \left( \frac{17024,28 \cdot 1}{4980} + 1,448 \right) = 5,01 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}).$$

Плата за электроэнергию, потреблённую в течение одного года:

$$P_{\text{плата за э}} = \frac{(5,01 \cdot 17458 \cdot 6300)}{1000} = 551289 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = \frac{(630349 + 84656)}{1000} \cdot 5,01 = 3584 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{\text{г}\Sigma} = 37800 + 3584 + 551289 = 592753 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем расчеты в таблицу 13

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		44
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 13 – Техничко-экономические показатели схемы 110кВ

№	Наименование оборудования, тип	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.		Загрязн., тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнерг., тыс. руб.
						Итого				
1	Трансформатор силовой	шт	2	20898	41796	0,193	8067	630349	3 160	
	ТРДН 16000/110 УХЛ1									
2	ВЛ 110 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах	км	2,5	5589	13973	0,152	2124	84656	424	
	АС-70/11									
3	Выключатель	шт	4	35478	141912	0,193	27389	-	-	
	ВЭБ-УЭТМ-110П-40/2500 УХЛ1									
4	Разъединитель	3 полюса с приводом	6	188	1128	0,193	218	-	-	
	РДЗ-2-110/1000 УХЛ1									
5	ОПН	шт	6	39	234	0,193	45	-	-	
	ОПНп-110/73 УХЛ1									
6	ОПН	шт	2	39	78	0,193	15	-	-	
	ОПНн-110/56 УХЛ1									
7	ЗОН-110 УХЛ1	полюс	2	58	116	0,193	22	-	-	
ИТОГО					199121		37880	715005	3583,9	

Цены на трансформатор, ВЛ-110, элегазовый выключатель взяты с [9]; цены на ОПН, разъединитель, ЗОН-110 взяты с [8].

Произведем расчет для схемы с напряжением 10 кВ.

1. Рассчитаем кабельную линию от районной подстанции энергосистемы до ЦРП 10кВ предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p\text{ кл}} = \sqrt{P_{p\text{ п}}^2 + Q_{3\text{ с}}^2} = \sqrt{17458^2 + 6983^2} = 18803 \text{ кВА.}$$

Выбираем прокладку кабелей в траншее т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. По условиям задания на курсовую работу примем марку кабеля ААШв - это кабель с алюминиевыми токопроводящими жилами с бумажной изоляцией, пропитанной вязким маслоканифольным составом, в алюминиевой оболочке, наружный покров из поливинилхлорида.

Методика расчета сечений КЛ [2]:

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

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p\text{ кл}} = \frac{S_{p\text{ кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{18803}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10,5} = 517 \text{ А.} \quad (3.31)$$

где  $S_{p\text{ кл}}$  – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p\text{ кл}}}{j_{\text{э}} \cdot n_{\text{кл}}} = \frac{517}{1,2 \cdot 3} = 144 \text{ мм}^2 \quad (3.32)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока[5], зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки;  $n_{\text{кл}} = 3$  количество кабелей в одной цепи.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		46
м.	т	документа	сь	а		

Намечаем к прокладке кабель ААШв 3х240 с длительно допустимым током 355 А прокладываемого в земле, удельные сопротивления кабеля

$$r_0 = 0,129 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ и } x_0 = 0,075 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р кл}}}{n_{\text{кл}}} \quad (3.33)$$

$$I'_{\text{доп}} = 0,81 \cdot 1,03 \cdot 355 > \frac{517}{3} = 172$$

$$296 > 172 \text{ А.}$$

где  $k_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей,  $k_{\text{п}} = 0,81$  для 6 параллельно проложенных кабелей с расстоянием между кабелями 200мм в свету[5];  $k_{\text{т}}=1,03$  поправочный коэффициент на температуру среды[5], в которой прокладывается кабель;  $n_{\text{кл}}=3$  количество кабелей в одной цепи.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{кл}}} = \frac{2 \cdot I_{\text{р кл}}}{n_{\text{к}}} \quad (3.34)$$

$$I'_{\text{ав}} = 1,25 \cdot 296 > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{кл}}} = \frac{2 \cdot 517}{3}$$

$$370 > 345 \text{ А.}$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		47
м.	т	документа	сь	а		

где  $k_{ав}=1,25$  коэффициент перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_{кЛ} \cdot U_{ном}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (3.35)$$

$$\Delta U = \frac{17458 \cdot 0,129 \cdot 2,5 + 6983 \cdot 0,075 \cdot 2,5}{3 \cdot 10,5^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%$$

$$1,16\% \leq 5\%$$

где  $P_p, Q_p$  – расчетные активная и реактивная нагрузки;  $x_0, r_0$  – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля.

Потери электроэнергии в КЛ определяются:

$$\Delta W_{кЛ} = n \cdot (3 \cdot I_{р\ кЛ}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot \left( 3 \cdot 172^2 \cdot \frac{0,129}{3} \cdot 2,5 \cdot 4980 \right) \\ = 95379 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}} \quad (3.36)$$

Рассчитаем сечение КЛ 10, расчет сведем в таблицу 14.

Выбранный кабель подходит.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		48
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 14 - Расчет кабельных линий для питания ЦРП 10кВ завода

Конечные пункты КЛ	Р <sub>к</sub> , кВт	Q <sub>к</sub> , квар	S <sub>к</sub> , кВА	I <sub>к</sub> , А	F <sub>3</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип кабеля	Уч	Способ прокладки	Нагрузка, А		I <sub>доп</sub> , А	К <sub>п</sub> , о.е.	К <sub>т</sub> , о.е.	I <sub>доп</sub> , А	Кав, о.е.	I <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %	ΔW, кВт*час/год	N <sub>линий</sub>	ΔW*N <sub>линий</sub> , кВт*час/год
										норм реж.	п/а реж.													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
ПС 110/10 - ЦРП 10	8729	3492	9401	172	144	240	ААШв	3	транш	172	345	355	0,81	1,03	296	1,25	370	2,5	0,129	0,075	1,16	47689	2	95379



3. Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ЦРП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 3.

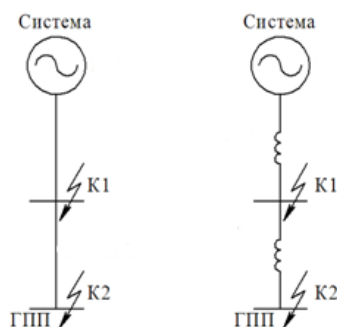


Рисунок – 3 Схема замещения

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

Сопротивление до точки К1 в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз\ К1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{200 \text{ МВА}} = 5$$

Сопротивление кабельной линии 10 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2 \cdot n_{кл}} = \frac{0,075 \cdot 2,5 \cdot 1000}{10,5^2 \cdot 3} = 0,57$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		50
м.	т	документа	сь	а		

$$I_{п|0|к1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_{с*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5} = 11 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|к1} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 11 = 30 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{п|0|к2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_{с*} + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot (5 + 0,57)} = 10 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yк2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|к2} = \sqrt{2} \cdot 0,01 \cdot 10 = 0,14 \text{ кА.}$$

Произведем проверку кабелей 10 кВ на термическую стойкость.

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{mc} = \frac{I_{п|0|к1} \cdot \sqrt{t_3 + t_{св} + T_a}}{C} = \frac{11000 \cdot \sqrt{2 + 0,04 + 0,12}}{100} = 161,7 \text{ мм}^2$$

$$240 > 161,7$$

где  $C=100$  – коэффициент, зависящий от марки кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Выбранный кабель термически устойчив.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		51
м.	т	документа	сь	а		

4. Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ЦРП.

4.1. Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ЦРП и в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы выключатели типа ВВ/TEL-10-31,5/1250 У2. Это вакуумный выключатель.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.мах}} = 517 \cdot 2 = 1034 \text{ А.}$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{z \text{ min}} + t_{\text{св}} + \Delta t_{\text{мтз}} = 0,01 + 0,04 + 2 = 2,05 \text{ с.}$$

где  $t_{z \text{ min}}$  - минимальное время срабатывания защиты;  $t_{\text{св}}$  - собственное время срабатывания выключателя.

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

$$i_{a \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}|0| \text{К1}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11 \cdot e^{-\frac{2,05}{0,12}} = 0,0006 \text{ А}$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

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

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_k = I_{\text{п}|0| \text{К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 11^2 \cdot (2,05 + 0,12) = 263 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		52
м.	т	документа	сь	а		

$$B_{к доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВ/TEL-10– 31,5/1250 У2
$U_c \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1034 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{п t} \leq I_{откл}$	$I_{n  0 } = 11 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a \tau} \leq i_{a норм}$	$i_{a \tau} = 0,0006 \text{ А}$	$i_{a норм} = 17,8 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 30 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq B_{к доп}$	$B_k = 263 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к доп} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

Разъединители в ячейках КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВ/TEL-10– 31,5/1250 У2. Проверка разъединителей КРУ не производится.

5. Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,07 \cdot \left( \frac{25099,56 \cdot 1}{4980} + 1,465 \right) = 6,96 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

где:  $\alpha=2091,63 \cdot 12=25099,56$  руб/кВт·год – основная ставка тарифа;  $\beta=1,465$  руб/кВт·ч - стоимость одного кВт·ч электроэнергии;  $K_M = \frac{\Delta P_{\alpha}}{\Delta P_M} \approx 1$  – отношение

потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_э$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_м$  активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;  $\delta$  - поправочный коэффициент, приближенно равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 10 кВ.

Плату за электроэнергию, потреблённую в течение одного года рассчитаем по формуле:

$$P_{\text{плата за э}} = \frac{(6,96 \cdot 17458 \cdot 6300)}{1000} = 765522 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_э = 95 \cdot 6,96 = 664 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Годовые приведенные затраты:

$$Z_r = 6913 + 664 + 765522 = 773099 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем расчеты экономических показателей в таблицу 16.

Таблица 16 – Техничко-экономические показатели схемы 10кВ

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		54
м.	т	документа	сь	а		

№	Наименование оборудования, тип	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.		Загрязн., тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнерг., тыс. руб.
						Итого				
1	КЛ 10 кВ в траншее	км	2,5	8797	43983	0,152		6685	95379	664
	3*ААШВ 3х240									
2	Ячейка КРУ с ВВ	шт	2	590	1180	0,193		228	-	-
	КРУ-10									
ИТОГО					45163			6913	95379	664

Цены на КЛ-10 взяты с [9]; цены на КРУ – 10 взяты с [8].

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Сравнение технико-экономических показателей

Вариант	$K_{\Sigma}$ , тыс. руб.	$E_{н \Sigma} \cdot K_{\Sigma}$ , тыс. руб.	$\Delta W_{\Sigma}$ , кВт·ч.	$C_{\Sigma}$ , тыс. руб.	Плата за э', тыс. руб.	$Z_{г \Sigma}$ , тыс. руб.
10 кВ	45 163	6 913	95 379	664	765522	773099
110 кВ	199 121	37 880	715 005	3 584	551289	592 753

Таким образом, выбираем вариант схемы с напряжением 110 кВ, так как в нашем случае вариант на 10 кВ дороже на 23,3% варианта на 110 кВ, и согласно ПУЭ в таких случаях следует отдавать предпочтение варианту 110 кВ.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		55
м.	т	документа	сь	а		

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

### 4.1 Выбор величины напряжения

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

В задании сказано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, значит, внутреннее электроснабжение предприятия будем осуществлять напряжением 10 кВ.

### 4.2 Построение схемы внутренней электрической сети

Распределение электроэнергии по цехам осуществляется по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от степени надежности и расположения подстанций на генплане предприятия.

В работе электроснабжение цеховых ТП будем осуществлять по радиально-магистральной схеме. Электроприемники 10кВ будем запитывать по радиальной схеме.

Схема внутреннего электроснабжения завода представлена на рисунке 4.

### 4.3 Конструктивное выполнение электрической сети

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

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		56
м.	т	документа	сь	а		

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. По условиям задания на курсовую работу примем марку кабеля ААШв - это кабель с алюминиевыми токопроводящими жилами с бумажной изоляцией, пропитанной вязким маслоканифольным составом, в алюминиевой оболочке, наружный покров из поливинилхлорида.

#### 4.4 Расчет питающих линий

Методика расчета сечений КЛ приведена в пункте 3.

Исходные данные и результаты расчетов сведем в таблицу 18.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		57
м.	т	документа	сь	а		



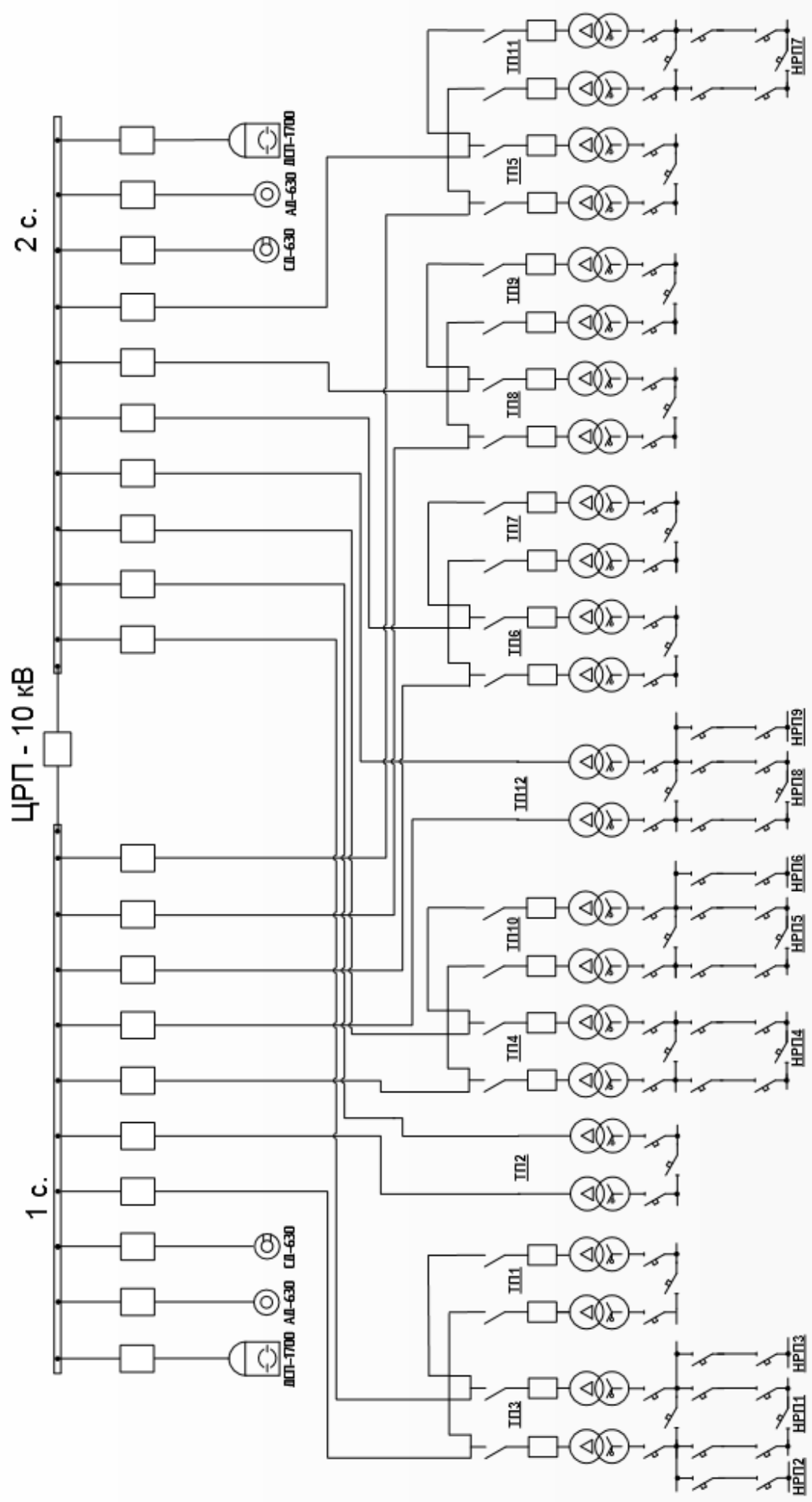


Рисунок – 4 Схема внутреннего электроснабжения завода

ИЗ	Лист	№	Подпи	Дат
м.	т	документа	сь	а

ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ

Таблица 18 - Расчет кабельных линий

Цех	Конечные пункты КЛ	P <sub>к</sub> , кВт	Q <sub>к</sub> , квар	S <sub>к</sub> , кВА	I <sub>к</sub> , А	F <sub>к</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>з</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип кабеля	Жд	Способ прокладки	Нагрузка, А		Длпн, А	Кп, о.е.	Кт, о.е.	I доп, А	Кав, о.е.	I ав, А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %
											норм реж.	п/а реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Кабельные линии 10 кВ																						
5	ГПП-ТП3	726	284	780	43	36	35	ААШв	1	транш	43	86	115	0,92	1,03	109	1,25	136	0,15	0,890	0,095	0,10
1	ТП3-ТП1	471	103	483	27	22	16	ААШв	1	транш	27	53	75	0,92	1,03	71	1,25	89	0,29	1,940	0,113	0,26
4	ГПП-ТП2	1651	1037	1950	107	89	120	ААШв	1	т/лотов	107	214	185	1	1,07	198	1,25	247	0,12	0,258	0,081	0,06
12	ГПП-ТП4	552	520	758	42	35	35	ААШв	1	транш	42	83	115	0,84	1,03	99	1,25	124	0,17	0,890	0,095	0,09
17	ТП4-ТП10	239	202	313	17	14	16	ААШв	1	транш	17	34	75	0,84	1,03	65	1,25	81	0,27	1,940	0,113	0,13
7	ГПП-ТП5	1134	982	1500	82	69	70	ААШв	1	т/лотов	82	165	130	1	1,07	139	1,25	174	0,14	0,443	0,086	0,08
14	ТП5-ТП11	199	146	247	14	11	16	ААШв	1	т/лотов	14	27	46	1	1,07	49	1,25	62	0,34	1,940	0,113	0,14
9	ГПП-ТП6	2065	1396	2493	137	114	150	ААШв	1	т/лотов	137	274	210	1	1,07	225	1,25	281	0,13	0,206	0,079	0,07
9	ТП6-ТП7	1033	698	1246	69	57	50	ААШв	1	лотов	69	137	105	1	1,07	112	1,25	140	0,04	0,620	0,090	0,03
16	ГПП-ТП2	247	192	313	17	14	16	ААШв	1	транш	17	34	75	0,84	1,03	65	1,25	81	0,31	1,940	0,113	0,15
10	ГПП-ТП8	967	543	1109	61	51	50	ААШв	1	транш	61	122	140	0,84	1,03	121	1,25	151	0,20	0,620	0,090	0,13
11	ТП8-ТП9	523	340	624	34	29	25	ААШв	1	транш	34	69	90	0,92	1,03	85	1,25	107	0,04	1,240	0,099	0,03
4	ГПП-СД	473	-229	525	29	24	16	ААШв	1	транш	29	-	75	0,81	1,03	63	-	-	0,08	1,940	0,113	0,07
4	ГПП-ДСП	1190	893	1488	82	68	50	ААШв	1	транш	82	-	140	0,81	1,03	117	-	-	0,13	0,620	0,090	0,11
14	ГПП-АД	473	293	556	31	25	16	ААШв	1	т/лотов	31	-	46	1	1,07	49	-	-	0,34	1,940	0,113	0,32
Кабельные линии 0,4 кВ																						
6	ТП3-НРП1	108	110	154	111	-	95	ААШв	2	т/лотов	111	223	170	1	1,07	182	1,25	227	0,04	0,326	0,060	0,51
2	ТП3-НРП2	27	26	37	54	-	25	ААШв	1	т/лотов	54	-	75	1	1,07	80	-	-	0,18	1,240	0,060	3,89
3	ТП3-НРП3	40	43	58	84	-	35	ААШв	1	т/лотов	84	-	90	1	1,07	96	-	-	0,19	0,890	0,060	4,48
8	ТП4-НРП4	71	81	107	155	-	120	ААШв	1	транш	155	310	270	0,92	1,03	256	1,25	320	0,06	0,258	0,060	0,87
13	ТП10-НРП5	112	86	141	102	-	95	ААШв	2	т/лотов	102	204	170	1	1,07	182	1,25	227	0,06	0,326	0,060	0,78
20	ТП10-НРП6	21	21	30	43	-	16	ААШв	1	т/лотов	43	-	60	1	1,07	64	-	-	0,05	1,940	0,060	1,27
18	ТП11-НРП7	28	23	37	53	-	16	ААШв	1	т/лотов	53	-	60	1	1,07	64	-	-	0,05	1,940	0,060	1,80
15	ТП12-НРП8	29	30	42	60	-	25	ААШв	1	транш	60	121	115	0,92	1,03	109	1,25	136	0,04	1,240	0,060	0,99
19	ТП12-НРП9	12	11	16	24	-	16	ААШв	1	транш	24	-	60	0,92	1,03	57	-	-	0,05	1,940	0,060	0,75

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

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

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

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

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

Принципиальная электрическая схема СЭС завода изображена на рисунке 5. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 6. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		60
м.	т	документа	сь	а		

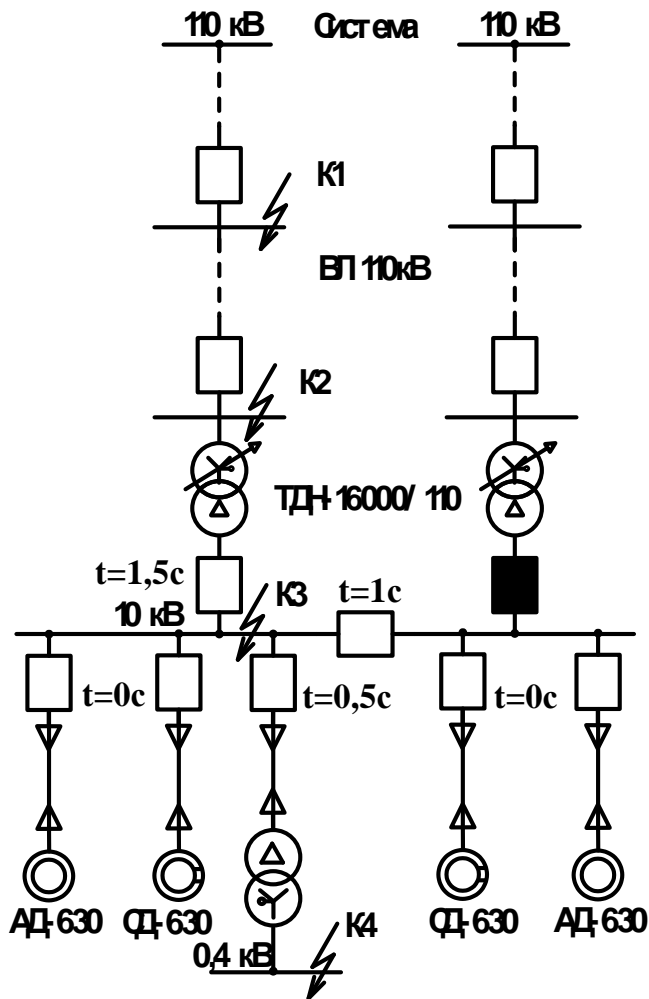


Рисунок 5 - Принципиальная электрическая схема СЭС

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		61
м.	т	документа	сь	а		

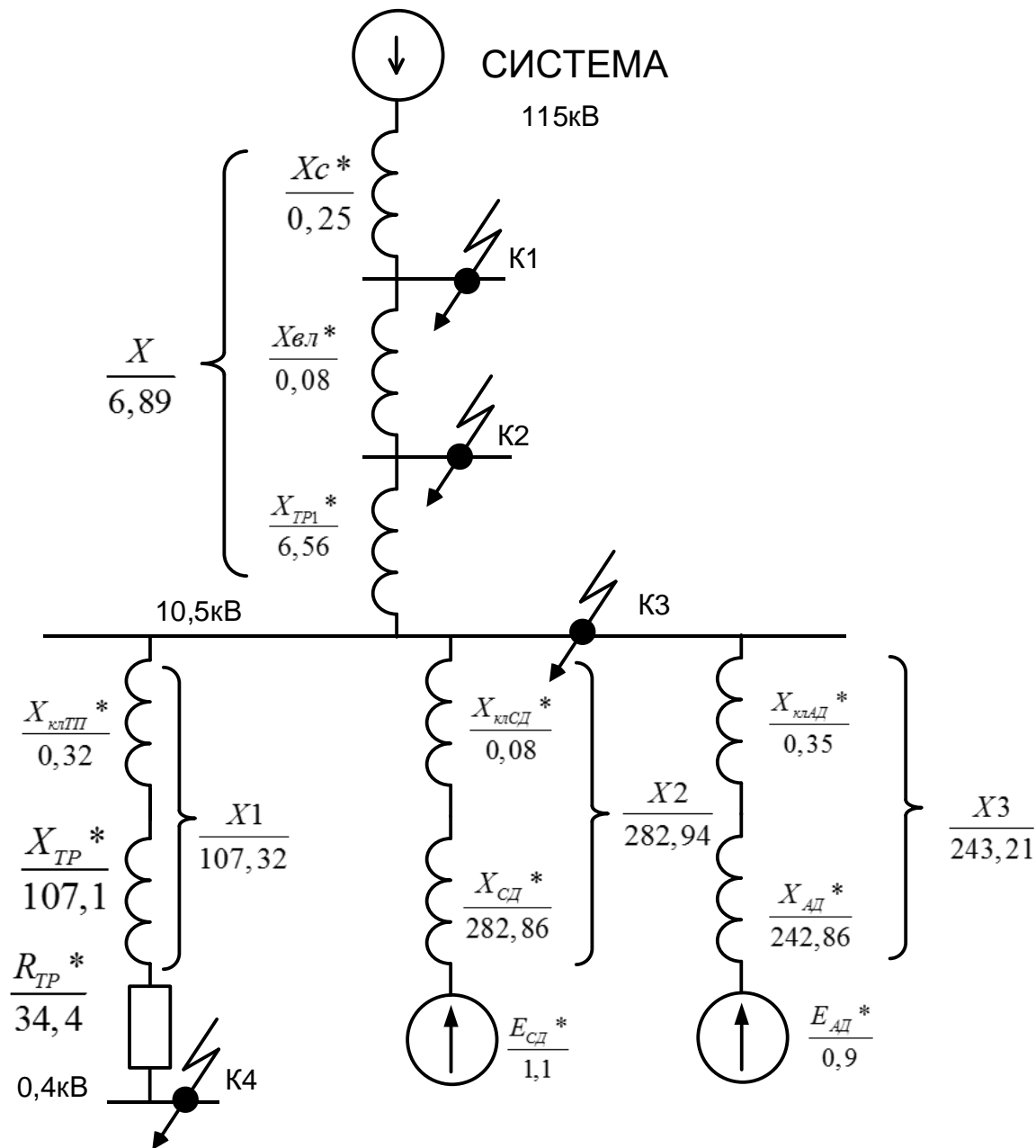


Рисунок 6 - Схема для расчёта токов К3

В подпитке точки К<sub>3</sub> участвуют все синхронные двигатели и асинхронные, подключенные к секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов К<sub>3</sub> в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока К<sub>3</sub> в точке К<sub>4</sub> в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току К<sub>3</sub> производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		62
м.	т	документа	сь	а		

электрооборудования НРП напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Определим токи КЗ в точках К3 и К4:

Мощность короткого замыкания системы  $S_{кз} = 4000$  МВА, базисная мощность

$S_б = 1000$  МВА,  $U_{б1} = 115$  кВ,  $U_{б2} = 10,5$  кВ,  $U_{б3} = 0,4$  кВ,  $U_{ном1} = 110$  кВ,  $U_{ном2} = 10$  кВ,  $U_{ном3} = 0,38$  кВ,  $X_{с*} = 0,25$  о. е.,  $X_{вл*} = 0,08$  о. е.

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_{тр1*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном ГПП}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ о. е.} \quad (5.1)$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-Д:

$$X_{кл сд*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,113 \cdot 0,08 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,08 \text{ о. е.} \quad (5.2)$$

$$X_{кл ад*} = \frac{0,113 \cdot 0,34 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,35 \text{ о. е.}$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-ТП12:

$$X_{кл тп*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,113 \cdot 0,31 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,32 \text{ о. е.}$$

Сопротивления цехового трансформатора на ТП12 (ТМГ-400) находим по формулам:

$$Z_{т*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном тп}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5 \text{ о. е.}, \quad (5.3)$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		63
м.	т	документа	сь	а		

$$R_{T*} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{НОМ ТП}} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ ТП}} = \frac{0,0055}{0,4} \cdot \frac{1000}{0,4} = 34,4 \text{ о. е.}, \quad (5.4)$$

$$X_{T*} = \sqrt{Z_{T*}^2 - R_{T*}^2} = \sqrt{112,5^2 - 34,4^2} = 107,1 \text{ о. е.} \quad (5.5)$$

Найдём сверхпереходные сопротивления двигателей:

СД 630кВт:  $\cos\varphi = 0,9$ ;  $\eta = 0,9$ ;  $X''_d = 0,22$

АД 630кВт:  $\cos\varphi = 0,85$ ;  $\eta = 0,9$ ;  $X''_d = 0,2$

$$X_{д*} = X''_d \cdot \frac{S_6}{P_{НОМ}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi, \quad (5.6)$$

$$X_{сд*} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{630 \cdot 10^3} \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 282,86 \text{ о. е.}$$

$$X_{ад*} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{630 \cdot 10^3} \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 242,86 \text{ о. е.}$$

где:  $X''_d$  – сверхпереходное сопротивление двигателя,  $P_{НОМ Д}$  – номинальная мощность двигателя,  $\eta$  – КПД двигателя,  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности двигателя.

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

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС при КЗ в точке 3:  $X = 6,89$ ,  $X_2 = 282,94$ ,  $X_3 = 243,21$ , а при КЗ в точке 4:  $X_4 = 114,21$ .

Упрощенные схемы замещения для определения токов кз представлены на рисунке 7.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		64
м.	т	документа	сь	а		

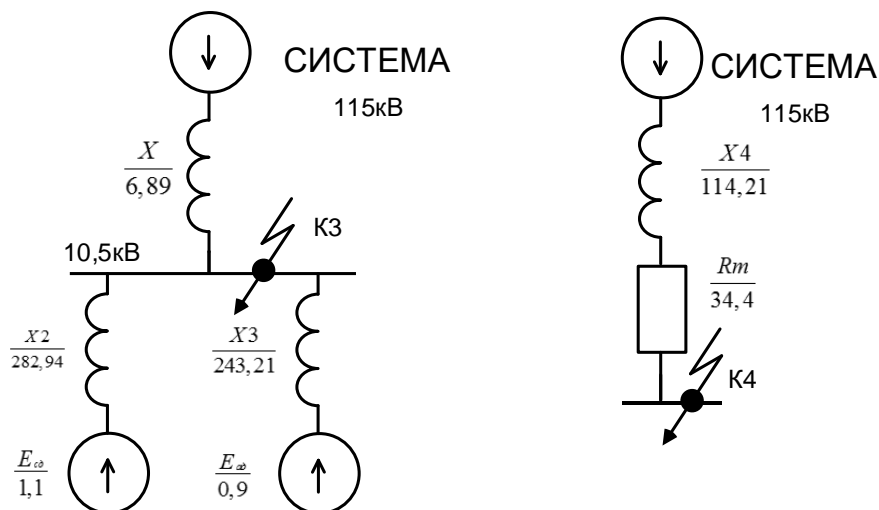


Рисунок 7 - Упрощенные схемы замещения

Точка 3:

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} = 2 \cdot \frac{E_{\text{сд}*}}{X_2} + 2 \cdot \frac{E_{\text{ад}*}}{X_3} + \frac{E_{\text{с}}}{X}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} = 2 \cdot \frac{1,1}{282,94} + 2 \cdot \frac{0,9}{243,21} + \frac{1}{6,89} = 0,16 \text{ о. е.}$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} \cdot I_{\text{б}} = I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}, \quad (5.8)$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = 0,16 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 8,8 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{\text{а КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 8,8 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,12}} = 11,5 \text{ кА}, \quad (5.9)$$



где  $T_a = 0,12$  с для данной ступени СЭС,  $\tau = 0,01$  с – в данный момент наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п}|0|}^{(3)} + i_{a\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 8,8 + 11,5 = 23,9 \text{ кА.} \quad (5.10)$$

Точка 4:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{К4 п}|0|*}^{(3)} = \frac{E_c}{X_4} = \frac{1}{114,21} = 0,009 \text{ о. е.} \quad (5.11)$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4 п}|0|}^{(3)} = I_{\text{К4 п}|0|*}^{(3)} \cdot I_6 = 0,009 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 13 \text{ кА.} \quad (5.12)$$

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

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – Токи КЗ

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Токи, кА		$S_{\text{КЗ ст}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{п} 0 }$ , МВА
		$I_{\text{п} 0 }$	$i_y$	
К1	115	20,1	48,3	4004
К2	115	15	38,3	2988
К3	10,5	8,8	23,9	160
К4	0,4	13	-	9

### 6.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

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

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{Т СН} = 0,5\% \cdot S_{НОМ Т}, \quad (6.1)$$

$$S_{Т СН} = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМГ – 63/10 подсоединяем между выводом 10 кВ трансформатора и сборными шинами 10 кВ ЗРУ.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{Т СН НОРМ} = \frac{0,7 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,4 \text{ А.} \quad (6.2)$$

$$I_{Т СН П/АВ} = \frac{1,4 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,8 \text{ А.} \quad (6.3)$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101-10-5-12,5 УЗ с номинальным током  $I_{НОМ} = 5 \text{ А.}$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		67
м.	т	документа	сь	а		

## 6.2 Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понизительной подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения

Ток нагрузки на секции шин в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}} = \frac{K_{з\text{тнорм}} \cdot S_{\text{тгпп ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 616 \text{ А.} \quad (6.4)$$

Ток нагрузки на секции шин в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{K_{з\text{тп/ав}} \cdot S_{\text{тгпп ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ А.} \quad (6.5)$$

Распределительное устройство 10 кВ на ГПП принимаем комплектным из шкафов серии КУ 10Ц-20 УЗ, с номинальным током главных цепей ( $I_{\text{ном}} = 1600\text{А}$ ). Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВР-10;
- трансформаторы тока ТЛК-10;
- трансформаторы напряжения НАМИТ– 10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 20.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		68
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 20 – Выбор типа распределительного устройства 10кВ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КУ 10Ц-20 УЗ
$U_c \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{раб max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1232 А$	$I_{ном} = 1600 А$
$i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 23,9 кА$	$i_{дин} = 51 кА$
$B_k \leq B_{к доп}$	$B_k = 99 кА^2 \cdot с$	$B_{к доп} = 1200кА^2 \cdot с$

Ударный ток указан в таблице для точки короткого замыкания КЗ.

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{св} + \Delta t_{мтз} = 0,01 + 0,042 + 1,5 = 1,552 с. \quad (6.6)$$

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_k = I_{п|0|КЗ}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,8^2 \cdot (1,552 + 0,12) = 130 кА^2 \cdot с, \quad (6.7)$$

$$B_{к доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 \cdot с. \quad (6.8)$$

Выключатели выбираются по рассмотренным выше условиям.

Подробный выбор выключателей на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 21.

Секционные выключатели принимаются того же типа, что и вводные.

ВР1-10-20/1000 У2 имеет собственное время отключения не более  $t_{св} = 0,042 с$ .

Амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , определяется по формуле:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n|0|K3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,8 \cdot e^{-\frac{1,552}{0,12}} = 0,03 \text{ A.} \quad (6.9)$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  по формуле:

$$i_{a\text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА.} \quad (6.10)$$

Таблица 21 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВР1 – 10 – 20/1250 У2
$U_c \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 1232 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п t}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_{n 0 } = 8,8 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a\tau} \leq i_{a\text{ норм}}$	$i_{a\tau} = 0,03 \text{ А}$	$i_{a\text{ норм}} = 11,3 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{дин}}$	$i_y = 23,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq B_{\text{к доп}}$	$B_k = 130 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к доп}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители в ячейках КРУ типа КУ 10Ц-20 У3 встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВР1 – 10 – 20/1250 У2. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выберем трансформаторы тока типа ТЛК-10. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1500/5 УЗ
$U_c \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{раб max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1232 А$	$I_{ном} = 1500 А$
$i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 23,9 кА$	$i_{дин} = 81 кА$
$B_k \leq B_{к доп}$	$B_k = 130 кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 кА^2 \cdot с$

Трансформаторы тока также проверяют по допустимой нагрузке, при которой гарантируется класс точности. К вторичной обмотке трансформатора тока присоединим следующие приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии и мощности.

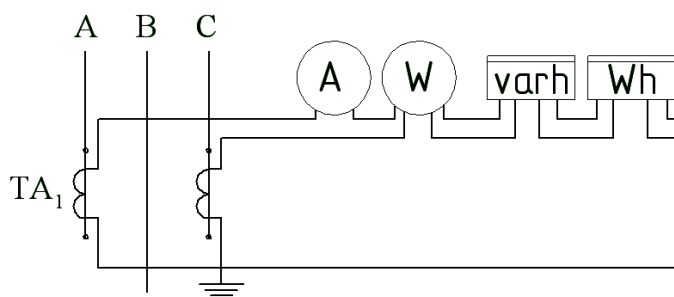


Рисунок 8 - Схема вторичных токовых цепей трансформатора тока

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 23.

Таблица 23- Вторичная нагрузка трансформатора тока

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

Из таблицы 23 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,044 \text{ Ом}, \quad (6.11)$$

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

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом}, \quad (6.12)$$

где  $z_{2 \text{ ном}}$  - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом;  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,256} = 0,7 \text{ мм}^2, \quad (6.13)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода ( $\rho = 0,0175$ ).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 9.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		72
м.	т	документа	сь	а		

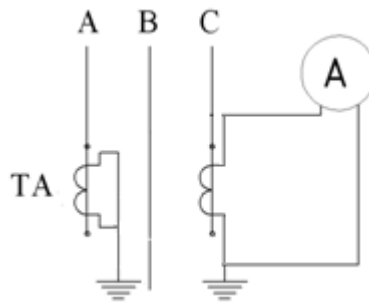


Рисунок 9 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя

Проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 24.

Таблица 24 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Нагрузка, ВА, фазы		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1	0	0	0,5
Итого			0	0	0,5

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

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

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

Допустимое значение сопротивления проводов:



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

где  $z_{2 \text{ ном}}$  - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом;  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ  $l = 6$  м.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,28} = 0,4 \text{ мм}^2,$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода ( $\rho = 0,0175$ ).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Для питания релейной защиты и измерительных приборов, имеющих катушку напряжения, используются трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке трансформатор типа НАМИТ-10-2 УХЛ2, с паспортными данными:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ,  $S_{2\text{ном}} = 200$  ВА, работающие в классе точности 0,5. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Перечень необходимых приборов устанавливается согласно [8]. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 26 для секции с большим числом отходящих линий.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		74
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 25 - Нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощности	
							P, Вт	Q, варр
Вольтметр	Э – 335	2	1	1	0	2	2	-
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	11	5,8	80,9
Итого							8,8	80,9

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{8,8^2 + 80,9^2} = 81 \text{ ВА} . \quad (6.14)$$

$S_{2\text{ном}} = 200 > S_{2\Sigma} = 81$  т.е. трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм<sup>2</sup>.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-10У3 (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

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

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 27.

Таблица 26 – Выбор выключателей и трансформаторов тока для отходящих линий с ГПП

Конечные пункты кабельной линии	U <sub>НОМ</sub> , кВ	I <sub>p</sub> , А	I <sub>утяжк</sub> , А	I <sub>п 0 </sub> , кА	i <sub>y</sub> , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП3, ТП1	10	43	86	8,8	23,9	ВР0 – 10 – 12,5/630 У2	ТЛК-10-100/5-У3
ГПП-ТП2	10	107	214				ТЛК-10-300/5-У3
ГПП-ТП4, ТП10	10	42	83				ТЛК-10-100/5-У3
ГПП-ТП5, ТП11	10	82	165				ТЛК-10-200/5-У3
ГПП-ТП6, ТП7	10	137	274				ТЛК-10-300/5-У3
ГПП-ТП12	10	17	34				ТЛК-10-50/5-У3
ГПП-ТП8, ТП9	10	61	122				ТЛК-10-150/5-У3
ГПП-СД	10	29	-				ТЛК-10-50/5-У3
ГПП-ДСП	10	82	-				ТЛК-10-100/5-У3
ГПП-АД	10	31	-				ТЛК-10-50/5-У3

Для кабелей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения осуществляется проверка на термическую стойкость к токам КЗ.

Произведем проверку сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ по выражению:

$$F_{mc} = \frac{I_{п|0|} \cdot \sqrt{t_3}}{C}, \quad (6.15)$$

где C=100 – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	I <sub>к</sub> , кА	t <sub>рз</sub> , с	t <sub>св</sub> , с	T <sub>a</sub> , с	В <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> · с	C, $\frac{A \cdot \sqrt{с}}{мм^2}$	F <sub>тс</sub> , мм <sup>2</sup>
ГПП-ТП	8,8	0,5	0,042	0,12	51,27	100	95
ГПП-Д	8,8	0	0,042	0,12	12,55	100	50
ТП-ТП	8,8	0,5	0,042	0,12	51,27	100	95

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически

устойчивого сечения, то сечение кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к  $F_{mc}$ . Запишем сечения кабелей с учетом Гстанд, в таблицу 28.

Таблица 28 – Термически устойчивые сечения кабелей

Конец и начало кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП3	35	95	ААШв(3х95)
ТП3-ТП1	16	95	ААШв(3х95)
ГПП-ТП4	35	95	ААШв(3х95)
ТП4-ТП10	16	95	ААШв(3х95)
ГПП-ТП5	70	95	ААШв(3х95)
ТП5-ТП11	16	95	ААШв(3х95)
ТП6-ТП7	50	95	ААШв(3х95)
ГПП-ТП12	16	95	ААШв(3х95)
ГПП-ТП8	50	95	ААШв(3х95)
ТП8-ТП9	25	95	ААШв(3х95)
ГПП-СД	16	50	ААШв(3х50)
ГПП-ДСП	50	95	ААШв(3х95)
ГПП-АД	16	50	ААШв(3х50)

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

В цеховых ТП применяем комплектные трансформаторные подстанции: КТП – 400, КТП – 630, КТП – 800, КТП – 1600 и КТП – 2500. РУВН КТП комплектуются вакуумными выключателями типа ВР0-10-12,5/630 У2.

Поскольку ТП2 и ТП12 запитаны по радиальной схеме для этих ТП не выбираем вакуумные выключатели для РУВН.

Выбор выключателей, трансформаторов тока напряжением 10 кВ в РУВН КТП приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор выключателей и тр-ров тока в РУВН КТП

№ ТП	U <sub>НОМ</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>т 0 </sub> , кА	i <sub>у</sub> , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ТП3	10	16	31	8,8	23,9	ВР0-10-12,5/630 У2	ТЛК-10-50/5-У3
ТП1	10	26	48				ТЛК-10-50/5-У3
ТП4	10	26	48				ТЛК-10-50/5-У3
ТП10	10	16	31				ТЛК-10-50/5-У3
ТП6	10	66	123				ТЛК-10-150/5-У3
ТП7	10	66	123				ТЛК-10-150/5-У3
ТП8	10	26	48				ТЛК-10-50/5-У3
ТП9	10	33	62				ТЛК-10-75/5-У3
ТП5	10	66	123				ТЛК-10-150/5-У3
ТП11	10	16	31				ТЛК-10-50/5-У3

Выбор оборудования низковольтных распределительных пунктов (0,4 кВ) осуществляется по токам нагрузки в тяжёлом режиме. Результаты выбора сведем в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор автоматического выключателя и типа НРП

№ НРП	Место установки выключателя	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	Тип выключателя	Тип НРП
НРП1	Вводной	111	223	ВА88-35-250 3Р I <sub>НОМ</sub> =250А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =250А
НРП2	Вводной	54	-	ВА88-33-63 3Р I <sub>НОМ</sub> =63А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =100А
НРП3	Вводной	84	-	ВА88-33-100 3Р I <sub>НОМ</sub> =100А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =100А
НРП4	Вводной	155	310	ВА88-37-315 3Р I <sub>НОМ</sub> =315А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =400А
НРП5	Вводной	102	204	ВА88-35-250 3Р I <sub>НОМ</sub> =250А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =250А
НРП6	Вводной	43	-	ВА88-33-50 3Р I <sub>НОМ</sub> =50А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =100А
НРП7	Вводной	53	-	ВА88-33-63 3Р I <sub>НОМ</sub> =63А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =100А
НРП8	Вводной	60	121	ВА88-33-160 3Р I <sub>НОМ</sub> =160А, I <sub>откл</sub> =35кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =250А
НРП9	Вводной	24	-	ВА88-32-25 3Р I <sub>НОМ</sub> =25А, I <sub>откл</sub> =25кА	ПР11 I <sub>НОМ</sub> =100А

## 7 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

### Выдежки из ПУЭ 7:

**1.2.16.** Работа электрических сетей напряжением 3-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

в сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ - более 10 А;

в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи:

более 30 А при напряжении 3-6 кВ;

более 20 А при напряжении 10 кВ;

более 15 А при напряжении 15-20 кВ;

в схемах генераторного напряжения 6-20 кВ блоков генератор-трансформатор - более 5 А.

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух заземляющих реакторов.

Работа электрических сетей напряжением 110 кВ может предусматриваться как с глухозаземленной, так с эффективно заземленной нейтралью.

Электрические сети напряжением 220 кВ и выше должны работать только с глухозаземленной нейтралью.

**1.7.2.** Электроустановки в отношении мер электробезопасности разделяются на:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		79
м.	т	документа	сь	а		

электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с глухозаземленной или эффективно заземленной нейтралью (см. **1.2.16**);

электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью;

электроустановки напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью;

электроустановки напряжением до 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью.

**1.7.3.** Для электроустановок напряжением до 1 кВ приняты следующие обозначения:

система *TN* - система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников;

система *TN-C* - система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении ;

система *TN-S* - система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении;

система *TN-C-S* - система *TN*, в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания;

система *IT* - система, в которой нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые проводящие части электроустановки заземлены;

система *TT* - система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		80
м.	т	документа	сь	а		

**1.7.4.** Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью - трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети - отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

**1.7.5.** Глухозаземленная нейтраль - нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная непосредственно к заземляющему устройству. Глухозаземленным может быть также вывод источника однофазного переменного тока или полюс источника постоянного тока в двухпроводных сетях, а также средняя точка в трехпроводных сетях постоянного тока.

**1.7.6.** Изолированная нейтраль - нейтраль трансформатора или генератора, неприсоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств.

**1.7.57.** Электроустановки напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий и наружных установок должны, как правило, получать питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы *TN*.

Для защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с **1.7.78-1.7.79**.

Требования к выбору систем *TN-C*, *TN-S*, *TN-C-S* для конкретных электроустановок приведены в соответствующих главах Правил.

Найдем емкостной ток замыкания на землю в сети 10кВ.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		81
м.	т	документа	сь	а		



Емкостный ток замыкания на землю одной кабельной линии:

$$I_{ci} = I_{c0} \cdot L$$

Емкостной ток замыкания на землю в сети 10кВ:

$$I_c = \sum I_{ci}$$

Таблица 31

Сечение КЛ 10кВ	Суммарная длина КЛ, км	Удельный емкостный ток замыкания а землю , А/км	Емкостный ток замыкания а землю, А
150мм2	0,13	1,3	0,169
120мм3	0,12	1,16	0,1392
95мм4	1,95	1,04	2,028
50мм5	0,42	0,8	0,336
ИТОГО			2,67

Следовательно в курсовой работе:

- сети напряжением 0,4кВ выполним с глухозаземленной нейтралью;
- сети напряжением 10кВ выполним с изолированной нейтралью;
- сети напряжением 110кВ выполним с эффективно заземленной нейтралью.

## 8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 8.1 Описание схемы электроснабжения

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

К секциям сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели, асинхронные двигатели и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности приведена на рисунке 10.

В таблице 32 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено:  $S_{Tном i}$  – номинальная мощность трансформатора  $i$ -ой ТП;  $Q_{1i}$  и  $\Delta Q_{Ti}$  – реактивная нагрузка на трансформатор  $i$ -й ТП и потери реактивной мощности в нем;  $R_{Tpi}$  – активное сопротивление трансформатора  $i$ -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ;  $R_{ли}$  – активное сопротивление  $i$ -й кабельной линии.

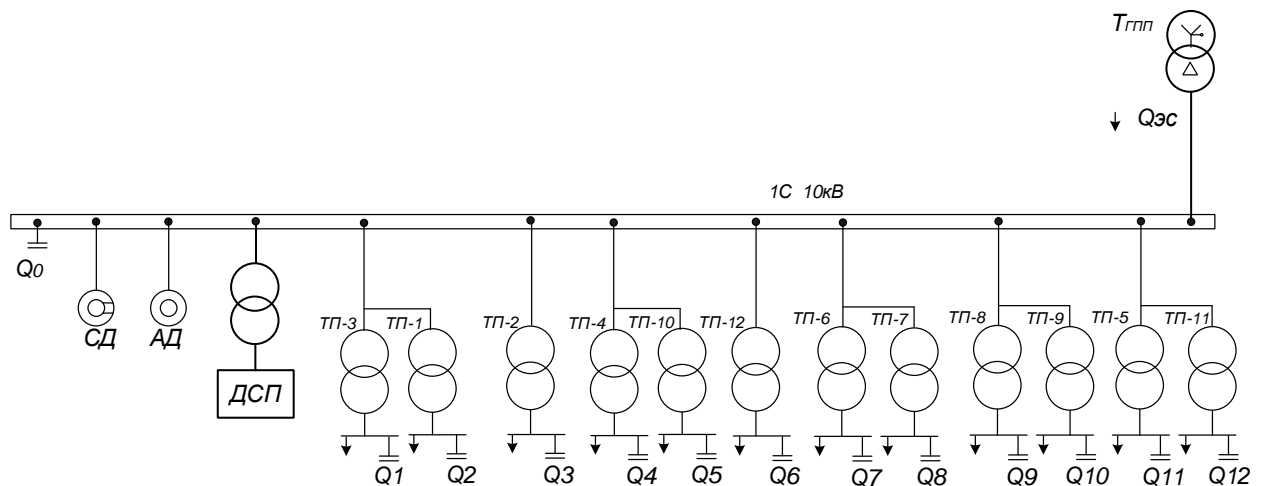


Рисунок - 10 Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		83
м.	т	документа	сь	а		

Таблица 32 – Исходные данные схемы

ТП	S <sub>тн</sub> , кВА	Q <sub>1i</sub> , квар	ΔQ <sub>тi</sub> , квар	R <sub>тi</sub> , Ом	R <sub>лi</sub> , Ом
ТП1	630	74	30	1,875	0,095
ТП2	2500	926	112	0,423	0,031
ТП3	400	164	18	3,170	0,049
ТП4	630	292	26	1,875	0,055
ТП5	1600	766	70	0,646	0,046
ТП6	1600	628	70	0,646	0,027
ТП7	1600	628	70	0,646	0,013
ТП8	630	173	30	1,875	0,065
ТП9	800	306	35	1,809	0,013
ТП10	400	185	18	3,170	0,088
ТП11	400	133	14	3,170	0,111
ТП12	400	175	18	3,170	0,101
ИТОГО		4 448	507		

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном Т}^2}, \quad (8.1)$$

где  $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора,  $S_{ном Т}$  – номинальная мощность трансформатора,  $U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_L = \frac{R_0 \cdot L}{n_L}, \quad (8.2)$$

где  $R_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км,  $L$  – длина линии, км,  $n_L$  – число параллельных кабельных линий.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 33, где обозначено:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		84
м.	т	документа	сь	а		

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

Таблица 33 – Справочные и исходные данные СД

Обозначение в схеме	$U_{ном}$ , кВ	$P_{ном сд i}$ , кВт	$Q_{ном сд i}$ , квар	$n$ , шт	$n_i$ , об /мин	$D_{1i}$ , кВт	$D_{2i}$ , кВт
СД	10	630	320	2	3000	2,07	3,44

Синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности  $\beta_{сд} = 0,95$ .

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{сд м i} = \alpha_{м i} \cdot N_i \cdot S_{сд i} = \alpha_{м i} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{ном сд i}^2 + Q_{ном сд i}^2}, \quad (8.3)$$

$$Q_{сд м} = 0,55 \cdot 2 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 777 \text{ квар},$$

где  $\alpha_{м i} = 0,55$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от  $\cos \varphi_{ном} = 0,85$ .

## 8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \tau \cdot \beta) \quad (8.4)$$

$$C_0 = 1,11 \cdot (17024,28 \cdot 1 + 4980,2 \cdot 1,448) = 26901,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год.}$$

где:  $\alpha = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28$  руб/кВт · год – основная ставка тарифа;

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		85
м.	т	документа	сь	а		

$\beta = 1,448$  руб/кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;  $K_M = \frac{\Delta P_{\text{э}}}{\Delta P_M} \approx 1$  – отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_{\text{э}}$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;  $\delta$  – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

### 8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{ГН}} = E \cdot K_{\text{НБК}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{НБК}} \quad (8.5)$$

$$Z_{\text{ГН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,9 \cdot 67 \cdot 1,2 + 26901,5 \cdot 4 = 632316 \text{ руб/ Мвар}$$

где  $E$  – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223;  $K_{\text{НБК}}$  – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК,  $\Delta P_{\text{НБК}}$  – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{\text{ГКВ}} = E \cdot K_{\text{КВ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{КВ}} \quad (8.6)$$

$$Z_{\text{ГКВ}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,9 \cdot 86 \cdot 1,2 + 26901,5 \cdot 2 = 316158 \text{ руб/ Мвар}$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1\text{Гсд}} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{ном сд } i}}, \quad (8.7)$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		86
м.	т	документа	сь	а		

$$Z_{1 \text{ ГСД}} = 26901,5 \cdot \frac{2,07}{0,32} = 174019 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

$$Z_{2 \text{ ГСД}} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{НОМ СД } i}^2}, \quad (8.8)$$

$$Z_{2 \text{ ГСД}} = 26901,5 \cdot \frac{3,44}{2 \cdot 0,32^2} = 451861 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

#### 8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

- для радиальных линий:



Рисунок 11 - Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по радиальной линии, расчет эквивалентных сопротивлений проводится следующим образом:

$$R_{\Sigma 1} = R_1 = R_{\text{Л1}} + R_{\text{Тр1}} \quad (8.9)$$

- для магистральных линий с двумя ответвлениями:

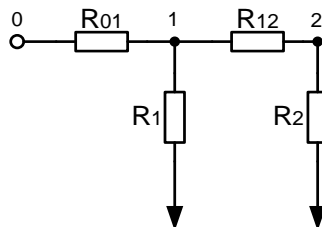


Рисунок 12 - Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$R_{01} = R_{л1}; \quad R_1 = R_{тр1}; \quad R_{12} = R_{л2}; \quad R_2 = R_{тр2}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{тр1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} \quad (8.10)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тр1}}\right) \cdot R_1 \quad (8.11)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тр1}}\right) \cdot (R_{12} + R_2) \quad (8.12)$$

- для магистральных линий с тремя ответвлениями:

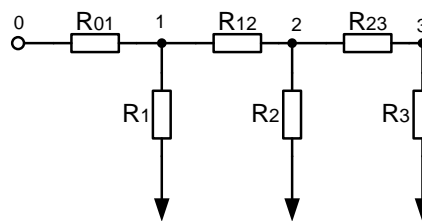


Рисунок 13 - Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$R_{01} = R_{л1}; \quad R_1 = R_{тр1}; \quad R_{12} = R_{л2}; \quad R_2 = R_{тр2}; \quad R_{23} = R_{л3}; \quad R_3 = R_{тр3}$$

Эквивалентная проводимость точки 2 и 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{\text{тр}2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{23} + R_3} \quad (8.13)$$

$$\frac{1}{R_{\text{тр}1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_{\text{тр}2}} \quad (8.14)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot R_1 \quad (8.15)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тр}2}}\right) \cdot R_2 \quad (8.16)$$

$$R_{\text{э}3} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тр}2}}\right) \cdot (R_{23} + R_3) \quad (8.17)$$

## 8.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{\text{с}i} = Q_{1i} + \Delta Q_{\text{т}i} + \frac{Z}{R_{\text{э}i}} \quad (8.18)$$

где

$$Z = \frac{3_{\text{ГКВ}} - 3_{\text{ГКН}}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{316158 - 632316}{2 \cdot 10 \cdot 26901,5} = -0,588 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом} \quad (8.20)$$

$$a = \frac{1000}{U_{\text{ном}}^2} = 10 \text{ кВ}^{-2} \quad (8.21)$$

Результаты расчетов эквивалентных сопротивлений и мощностей низковольтных БК сводим в таблицу 34.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		89
м.	т	документа	сь	а		



Таблица 34 - Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

Место установк и БК	R <sub>э</sub> , Ом	Q <sub>сi</sub> , Мвар		Q <sub>кi</sub> , квар	Q <sub>кi</sub> + Q <sub>сi</sub> , квар	Тип принятой стандартной БК	Q <sub>сгi</sub> , квар
		Расчет- ное	Приня- тое				
ТП1	2,000	-0,190	0,000	340	340	КРМ-0,4-360-30 У3	360
ТП2	0,454	-0,256	0,000	309	309	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП3	3,219	-0,002	0,000	94	94	КРМ-0,4-105-7,5 У3	105
ТП4	1,930	0,013	0,013	0	13	КРМ-0,4-12,6-7,2 У3	12,6
ТП5	0,692	-0,014	0,000	59	59	КРМ-0,4-64,8-7,2 У3	64,8
ТП6	0,673	-0,175	0,000	277	277	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП7	0,686	-0,158	0,000	277	277	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП8	1,940	-0,101	0,000	102	102	КРМ-0,4-105-7,5 У3	105
ТП9	1,885	0,029	0,029	85	113	КРМ-0,4-125-7,5 У3	125
ТП10	3,354	0,027	0,027	12	39	КРМ-0,4-39,6-3,6 У3	39,6
ТП11	3,512	-0,021	0,000	0	0	-	-
ТП12	3,271	0,013	0,013	103	116	КРМ-0,4-125-15 У3	125
ИТОГО	-	-	0,082	1656	1738	-	1837

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$Q_{сд} = \frac{3_{ГКВ} - 3_{1Гсд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эсд}}, \quad (8.22)$$

где  $R_{эсд}$  – эквивалентное сопротивление СД.

Эквивалентное сопротивление СД:

$$R_{эсд} = \frac{R_{лсд1}}{n} + \frac{3_{2Гсд}}{a \cdot C_0}, \quad (8.23)$$

$$R_{эсд} = \frac{1,94 \cdot 0,08}{2} + \frac{451861}{10 \cdot 26901,5} = 1,76,$$

$$Q_{сд} = \frac{316158 - 174019}{2 \cdot 10 \cdot 26901,5 \cdot 1,76} = 0,15 \text{ Мвар} < Q_{сдм} = 0,777 \text{ Мвар}.$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		90
м.	т	документа	сь	а		

## 8.6 Определение мощности высоковольтной БК

Производится из условия баланса реактивных мощностей на секциях 10 кВ ГПП:

-для 1,2 С10кВ:

$$Q_0 = \sum_1^{12} (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{T \text{ ГПП}}}{2} + Q_{ki} + \frac{Q_B}{2} - \sum_1^{12} Q_{ci} - \frac{Q_{\text{эс}1}}{2} - \frac{Q_{\text{сд}}}{2} \quad (8.24)$$

где  $Q_{\text{эс}1}$  – экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{\text{эс}} = \alpha_1 \cdot P_p \quad \text{и} \quad Q''_{\text{эс}} = Q_p - \frac{0,7}{K_{\text{нр}}} \cdot Q_{\text{сд м}}, \quad (8.25)$$

где  $\alpha_1$  – расчетный коэффициент равный 0,5;  $P_p$  и  $Q_p$  – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;  $K_{\text{нр}}$  – коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,9;  $Q_{\text{сд}}$  – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

Расчетная реактивная нагрузки всего завода:

$$Q_p = 2 \cdot \left( \sum_1^{12} (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) \right) + \Delta Q_{T \text{ ГПП}} + \frac{Q_B}{2} = 2 \cdot (4448 + 507) + 1426 + 1785 + 586 = 13707 \text{ квар.} \quad (8.26)$$

$$Q'_{\text{эс}} = 0,5 \cdot 17458 = 8729 \text{ квар,}$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		91
м.	т	документа	сь	а		

$$Q''_{\text{эс}} = 13707 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 777 = 13103 \text{ квар.}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы:  $Q'_{\text{эс}} = 8729$  квар.

Определим значение коэффициента реактивной мощности  $\text{tg}\varphi_3$ , заданного предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{Q'_{\text{эс}}}{P_p} = \frac{8729}{17458} = 0,5.$$

Найдем реактивные мощности на секциях:

-для 1, 2С 10кВ:

$$Q_0 = \frac{13707}{2} + 1656 - 1837 - \frac{8729}{2} - \frac{150}{2} = 2233 \text{ квар.}$$

Установим на 1, 2С 10кВ по ТКРМ – 6,3/10к

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

$$\begin{aligned} \text{tg}\varphi_p &= \frac{Q_p + 2 \cdot (\sum_1^{12} Q_{\text{кi}}) - (2 \cdot (\sum_1^{12} Q_{\text{стнi}} + \sum_1^2 Q_{\text{ствi}}) + \sum_1^2 Q_{\text{сdi}})}{P_p} = \\ &= \frac{13707 + 2 \cdot 1656 - (2 \cdot 1837 + 2 \cdot 6300 + 150)}{17458} = 0,03 \end{aligned}$$

Определим резерв реактивной мощности:

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum_1^2 (Q_{\text{сдmi}} - Q_{\text{сди}})}{Q_p} \cdot 100\% = \frac{777 - 150}{17458} \cdot 100\% = 3,5\%$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		92
м.	т	документа	сь	а		

## 9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На заводе имеется группа высоковольтных электроприёмников, работа которых будет отрицательно сказываться на качестве электроэнергии. Такими электроприёмниками являются дуговые сталеплавильные печи (ДСП) их работа будет влиять на размахи колебаний напряжения.

Найдём  $\delta U_{t_{1и2}}$  на 1 и 2 секциях шин 10 кВ.

$$\delta U_{t_{1и2}} = \frac{S_{\text{НОМ ДСП}} \cdot \sqrt[4]{n}}{S_{\text{кз (10кВ)}}} \cdot 100\% = \frac{2 \cdot 10^6 \cdot \sqrt[4]{2}}{160 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 1,5\% > 1\%$$

где  $S_{\text{НОМ ДСП}}$  – полная мощность печного трансформатора ДСП равная 2 МВА;  
 $S_{\text{кз (10кВ)}}$  – мощность короткого замыкания на шинах 10кВ;  $n$  – количество печей ДСП.

По результатам расчета размахи колебаний напряжения на шинах 10кВ превышают нормированное значение. Для улучшения показателей качества электроэнергии на 1,2 секции 10кВ установим тиристорные компенсаторы реактивной мощности ТКРМ 6,3/10к.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		93
м.	т	документа	сь	а		

## 10 РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ЭЛЕКТРОПЕЧНОЙ УСТАНОВКИ

На предприятии имеются ДСП, примем что трансформатор электропечной установки имеет полную номинальную мощность  $S_{\text{номт.дсп}} = 2000 \text{кВА}$  и напряжение на стороне НН  $U_{\text{нн}} = 200 \text{В}$ , и параметры  $X_{\text{пт}} = 0,00375 \text{ Ом}$ ,  $X_{\text{кс}} = 0,00103 \text{ Ом}$  взяты из [10].

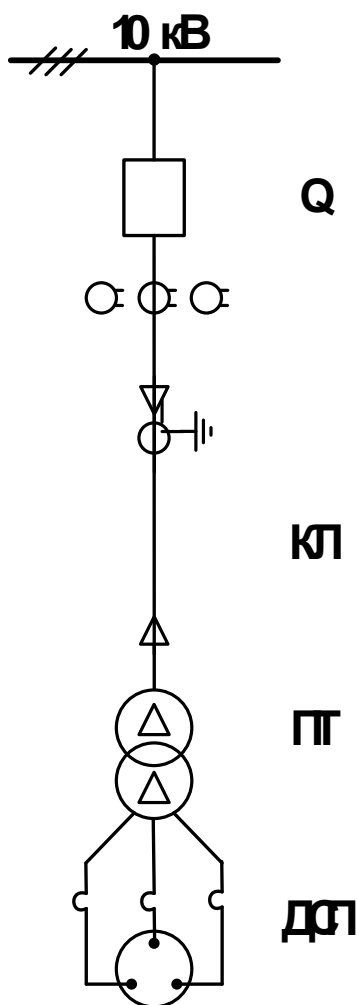


Рисунок 14 – Исходная схема сети

### 10.1 Расчет токов КЗ

Сопротивление системы:

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		94
м.	т	документа	сь	а		

$$X_c = \frac{U_{\text{срНН}}^2}{S_{\text{ВН}}^{\text{КЗ}}} = \frac{0,2}{160} = 0,00025 \text{ Ом} \quad (10.1)$$

где:  $S_{\text{ВН}}^{\text{КЗ}} = 160 \text{ МВА}$  мощность короткого замыкания на шинах 10кВ ГПП  
 взято с пункта 5;  $U_{\text{срНН}} = 0,2 \text{ кВ}$  среднее напряжение на стороне НН печного  
 трансформатора.

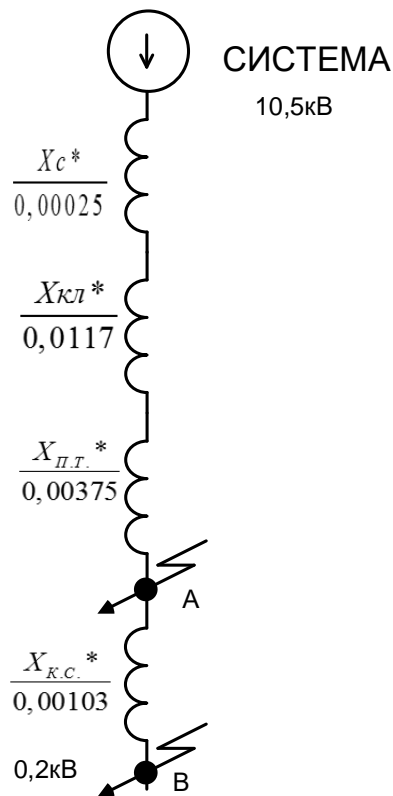


Рисунок 15 – Схема замещения

Сопrotивление кабельной линии ГПП-ДСП (параметры линии взяты с пункта 4):

$$X_{\text{кл}} = X_0 \cdot L = 0,13 \cdot 0,09 = 0,0117 \text{ Ом} \quad (10.2)$$

Найдем ток короткого замыкания в точке А (шины НН печного трансформатора):

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		95
м.	т	документа	сь	а		

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)A} = \frac{U_{\text{срНН}}}{X_c + X_{\text{КЛ}} + X_{\text{ПТ}}}, \quad (10.3)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)A} = \frac{200}{0,00025 + 0,0117 + 0,00375} = 12739\text{А}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)A} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12739 = 11032\text{А} \quad (10.4)$$

Найдем ток короткого замыкания в точке Б (КЗ после короткой сети между электродами и шихтой):

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)B} = \frac{U_{\text{срНН}}}{X_c + X_{\text{КЛ}} + X_{\text{ПТ}} + X_{\text{КС}}}, \quad (10.5)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)B} = \frac{200}{0,00025 + 0,0117 + 0,00375 + 0,00103} = 11954\text{А}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)B} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11954 = 10352\text{А}$$

Для трансформаторов электропечных установок предусматривают следующие виды защит [11]:

- токовую защиту без выдержки времени от многофазных коротких замыканий;
- токовую защиту от перегрузки;
- газовую защиту;
- защиту от однофазных коротких замыканий на землю.

## 10.2 МТЗ без выдержки времени [11]

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		96
м.	т	документа	сь	а		

МТЗ без выдержки времени в двухфазном, двух- или трехрелейном исполнении устанавливается со стороны питания с током срабатывания

$$I_{C3} = K_{OTC} I_{T.НОМ} , \quad (10.6)$$

где:  $K_{OTC}$  - коэффициент отстройки,  $K_{OTC} = 3,0 \dots 4,5$  для дуговых сталеплавильных печей.

Номинальный ток трансформатора электропечной установки:

$$I_{НОМ.Т.ДСП\ 10кВ} = \frac{S_{НОМДСП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,5 A \quad (10.7)$$

Выбираем трансформатор тока: ТЛК-10-У3 ( $U_{НОМ} = 10кВ$ ,  $I_1 = 150A$ ,  $I_2 = 5A$ ).

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{150}{5} = 30. \quad (10.8)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СР.З} = K_{OTC} I_{Т.НОМ} = 115,5 \cdot 4 = 462 A \quad (10.9)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{СР.Р} = \frac{I_{C3}}{n_T} = \frac{462}{30} = 15,4 A \quad (10.10)$$

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		97
м.	т	документа	сь	а		



где:  $n_T$  - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Выбираем реле РСТ 11-24-х ( $U$  – перемен,  $I_{уст} = 5-20A$ ).

Находим сумму уставок (выбираем уставки кратные 0,2) и ток уставки реле:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{15,4}{5} - 1 \approx 2$$
$$I_{уст} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(2 + 1) = 15A. \quad (10.10-10.11)$$

Ток срабатывания защиты с учетом тока уставки:

$$I_{CP.3} = 30 \cdot 15 = 450A,$$

Чувствительность защиты проверяется по двухфазному короткому замыканию в конце сети питания печи

Определяем коэффициент чувствительности защиты  $K_{\chi} \geq 1,2$ , по формуле:

$$K_{\chi} = \frac{I_{K3}^{(2)A}}{I_{CP.3}} > 1,2 \quad (10.12)$$

$$K_{\chi} = \frac{11032}{450} = 24,5.$$

Защита чувствительна.

### 10.3 Токовая защита от перегрузки [11]

Токовая защита от перегрузки включается через трансформаторы тока, установленные на стороне низшего напряжения. Если они отсутствуют, то

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		98
м.	т	документа	сь	а		

используют трансформаторы тока со стороны питания. Учитывая возможность несимметрии токов фаз, защиту от перегрузки выполняют трехфазной.

Ток срабатывания защиты отстраивается от наибольшего длительно допустимого тока ДСП:

$$I_{C3} = (1,4 \dots 1,5) \cdot I_{\text{ном.Т.ДСП } 10\text{кВ}} = 1,5 \cdot 115,5 = 173,3 \text{ А} \quad (10.13)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{I_{C3}}{n_T} = \frac{173,3}{30} = 5,8$$

Выбираем реле РСТ 11-19-х ( $U$  – перемен,  $I_{\text{уст}} = 1,5 - 6 \text{ А}$ ).

Находим сумму уставок (выбираем уставки кратные 0,2) и ток уставки реле:

$$\Sigma Q = \frac{I_{\text{ср.р}}}{I_{\text{мин}}} - 1 = \frac{5,8}{1,5} - 1 \approx 2,8$$

$$I_{\text{уст}} = I_{\text{мин}} (\Sigma Q + 1) = 1,5 (2,8 + 1) = 5,7 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты с учетом тока уставки:

$$I_{\text{ср.з}} = 30 \cdot 5,7 = 171 \text{ А},$$

Выдержка времени защиты отстраивается от времени подъема электродов (для дуговых печей) и составляет  $t_3 = 10 \text{ с}$ .

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		99
м.	т	документа	сь	а		

### 5.3 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.

Газовая защита является основной защитой трансформатора от между витков замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбирается реле типа ВР – 80/Q с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 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.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
						10
Из	Лис	№	Подпи	Дат		0
м.	т	документа	сь	а		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов Тюменского станкостроительного завода. В результате принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Так же решены вопросы компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов. В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике.

В прилагаемой графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображена электрическая схема ГПП и внутреннего электроснабжения завода.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		10
м.	т	документа	сь	а		1

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. М: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.
2. Ершов А.М., Петров О.А., Ситчихин Ю.В.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 57с.
3. Ершов А.М., Петров О.А.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 44с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.Л.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989 - 607с.
5. Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1999.
6. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1,2. М: Энергоатомиздат, 1986, 1987 – 568,592с.
7. Электротехника: Учебное пособие для студентов вузов. В 3-х книгах. Книга 3-я: Электроприводы. Электроснабжение /Под ред. Бутырина П.А., Гафиятуллина Р.Х., Шестакова А.Л. – Челябинск – Москва: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 640 с.
8. Цены на электрооборудование <https://chel.pulscen.ru/>
9. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. 2-е издание, М: НЦ ЭНАС, 2006 – 349с.
10. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.
11. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 72 с.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2020.059 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№	Подпи	Дат		10
м.	т	документа	сь	а		2