

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
филиал в г. Миассе  
факультет Электротехнический  
кафедра «Автоматика»  
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

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

Электроснабжение ТЭЦ предприятия АО «ММЗ» и северной части промзоны

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Руководитель проекта (должность)  
зам.начальника электроцеха \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Корнилов А.А. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Автор проекта  
студент группы МиЭт-446 \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Лаврентьева Д.А. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Нормоконтролер (должность)  
д.т.н., профессор \_\_\_\_\_

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

Миасс 2021

## АННОТАЦИЯ

Лаврентьева Д.А. Проект электроснабжения ТЭЦ предприятия АО «ММЗ» и северной части промзоны – Миасс, ЮУрГУ; 2021, 101 с, 11 ил., 36 табл., библиогр. список – 10 наим., 5 листов чертежей ф. А1

В данной выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения ТЭЦ предприятия АО «ММЗ» и северной части промзоны.

В ходе проектирования, основываясь на технико-экономическом сравнении нескольких вариантов, был выбран наиболее экономичный и технически выгодный, обеспечивающий надежное электроснабжение группы цехов, расположенных рядом с ТЭЦ, и её собственных нужд. В проекте были определены расчетные нагрузки предприятия, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано оборудование и измерительные приборы. Также был произведен расчет компенсации реактивной мощности и релейной защит трансформатора

ГПШ.

					<b>13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР</b>					
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>Электроснабжение ТЭЦ предприятия АО «ММЗ» и северной части промзоны</b>					
Разраб.	Лаврентьева							Лит.	Лист	Листов
Пров.	Четошникова							Д	5	101
Н. контр.	Четошникова							ФГАОУ ВО «ЮУрГУ(НИУ)» Кафедра «Автоматика»		
Утв.	Четошникова									

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху .....	9
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию и потребителям северной части промзоны .....	14
1.2.1 Расчёт низковольтной электрической нагрузки.....	16
1.2.2 Расчёт высоковольтной электрической нагрузки .....	17
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия .....	20
2. ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	25
3. РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	32
3.1 Выбор рационального напряжения .....	32
3.2 Выбор трансформаторов на ГПП.....	34
4. ВЫБОР И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	36
4.1 Расчёт потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП .....	37
4.2 Расчёт линии электропередачи от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.....	37
4.3 Расчёт токов короткого замыкания .....	40
4.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.....	42
4.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения .....	47
5. ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ .....	53
5.1 Выбор величины напряжения .....	53
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	54
5.3 Расчёт питающих линий.....	54
6. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	59
7. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	71
7.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП .....	71
7.2 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП, выключателей, трансформаторов тока и напряжения .....	72
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках ГРУ .....	77
7.4 Выбор трансформаторов напряжения .....	79



## ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая программа России, разработанная на длительную перспективу, предусматривает ускоренное внедрение энергосберегающей техники и технологии.

Ускорение научно-технического прогресса предъявляет высокие требования к базовым отраслям экономики, одной из которых является энергетика. Производство, передача и оптимальное распределение электроэнергии приобретают все большее значение. В целях повышения всемирного технического уровня необходимо как можно быстрее добиться повышения уровня качества электроэнергии, повышения надежности электроснабжения. Это является определяющим фактором для решения задач проектирования и эксплуатации современных систем электроснабжения.

Большое значение имеет проблема оптимизации режимов потребления промышленными предприятиями. Она усложняется в связи с непрерывно возрастающими требованиями к качеству электроэнергии, особенно для энергоемких промышленных предприятий с высокой степенью энерговооруженности и автоматизации.

Главными задачами проектирования и эксплуатации современных систем электроснабжения промышленных предприятий являются:

- 1) правильное определение электрических нагрузок;
- 2) рациональная передача и распределение электроэнергии;
- 3) обеспечение необходимого качества электроэнергии;
- 4) экономия электроэнергии и других материальных ресурсов.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

# 1. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

## 1.1 Расчёт электрических нагрузок по турбинному цеху ТЭЦ

Суммарная мощность групп электроприемников  $i$ -го типа, имеющих одинаковые номинальные мощности, значение  $K_{и.а.}$  и  $\cos\varphi$ , находится по формуле:

$$P_{ни} = n_i \cdot p_{ни} \quad (1.1)$$

где  $n_i$  – число электроприемников  $i$ -го типа;

$p_{ни}$  - номинальная мощность одного электроприемника  $i$ -го типа.

Суммарная установленная мощность приведена в таблице 2.

Расчетные активная и реактивная нагрузки участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода, могут быть найдены по формулам:

$$P_p = K_{р.а.} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.а.і} \cdot P_{номі} \quad (1.2)$$

$$Q_p = K_{р.р.} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.а.і} \cdot P_{номі} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \quad (1.3)$$

где

$n$  - число групп электроприемников, подключенных к распределительному шинпроводу данного участка цеха, имеющих одинаковые номинальные мощности, значаение  $K_{и.а.}$  и  $\cos\varphi$  ;

$K_{р.а.}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ в зависимости от  $n$ , и  $K_{и}$ ;

$K_{и.а.і}$  - коэффициент использования электроприемников  $i$ -го типа, имеющих одинаковые номинальные мощности, значаение  $K_{и.а.}$  и  $\cos\varphi$ . Значения  $K_{и.а.і}$  приведены в таблице 1;

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

$\operatorname{tg}\varphi_i$  - средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников  $i$ -го типа, имеющих одинаковые номинальные мощности, значение  $K_{и.а}$  и  $\cos\varphi$ . Находится по средневзвешанному коэффициенту мощности  $\cos\varphi_i$ , приведен в таблице 1;

$n_э$  - эффективное число электроприемников, имеющих одинаковые номинальные мощности, значение  $K_{и.а}$  и  $\cos\varphi$  для участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода. Согласно:

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^m P_{Hi})^2}{\sum_{i=1}^m [n_i \cdot (P_{Hi})^2]} \quad (1.4)$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле:

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{иi} \cdot P_{Hi})}{\sum_{i=1}^m (P_{Hi})} \quad (1.5)$$

По рассчитанной  $K_{и}$  находим коэффициент расчётной нагрузки  $K_{р.а}$  по активной мощности.

По рассчитанной  $n_э$  находим коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности:

$$K_{р.р} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}} \quad (1.6)$$

Расчетные полную мощность и ток найдем по формулам:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2} \quad (1.7)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.8)$$

где  $U_H$  - номинальное напряжение сети 0,4 кВ.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

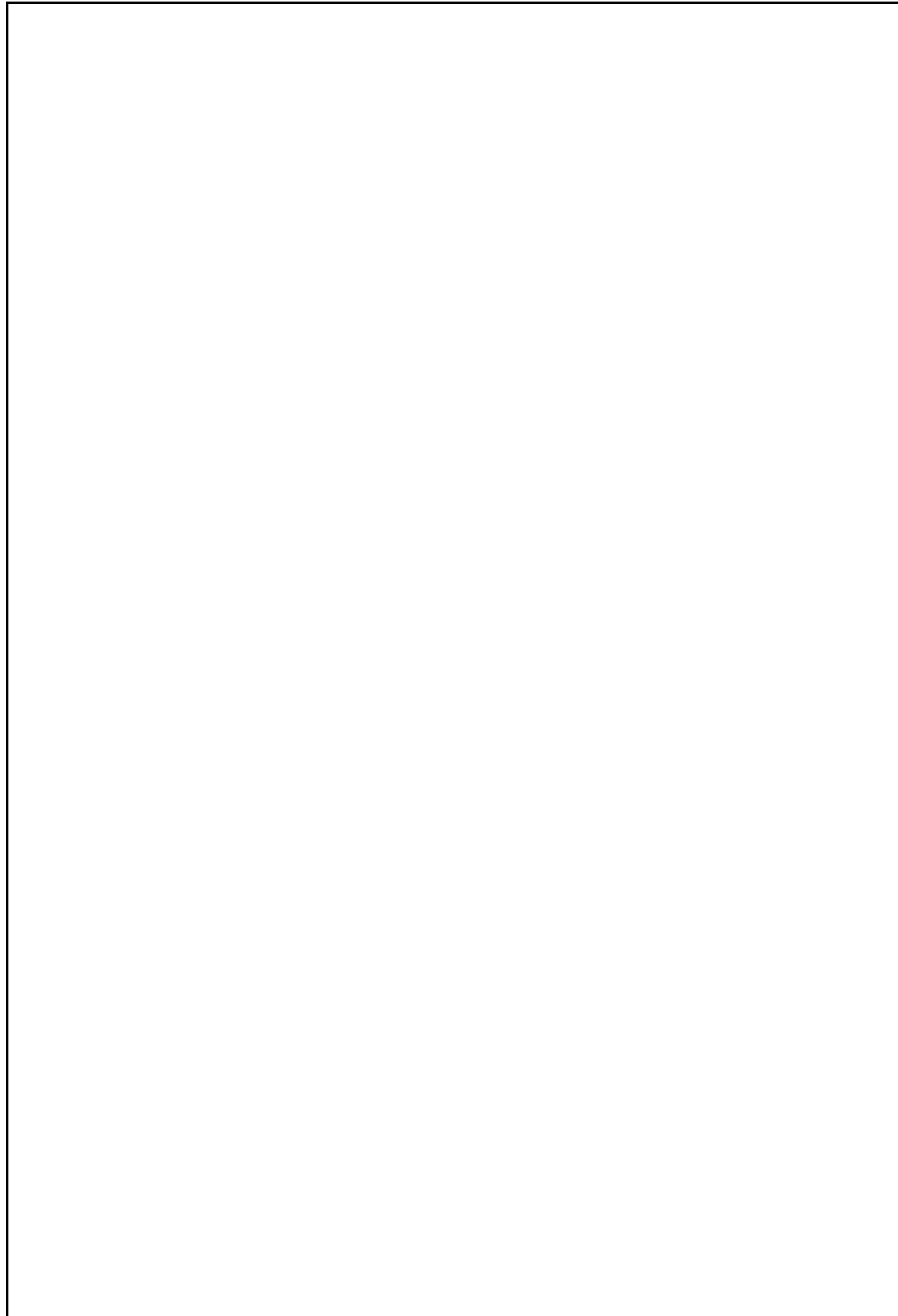
13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

11



Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность			$I_p/I_{пик}$			
по заданию технологов			Справочные			$k_{на} \cdot P_{ном}$	$k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi$	$n \cdot P_{ном}^2$	$n_э$	$K_{ра}$	$K_{pp}$	$P_p$	$Q_p$	$S_p$		
Наименование узлов СЭС и ЭП	$n$	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$											
		$P_{ном i}$				$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном i}$										
Турбинный цех ТЭЦ (0,4 кВ)																
ШР-1																
1. Перекачивающий насос	3	90	270	0,9	0,9	0,48	243	117,7	24300							
2. Маслонасос ЭНМ-32	4	4,5	18	0,65	0,75	0,88	11,7	10,3	81							
3. Перекачивающий насос 5НДВ	2	45	90	0,9	0,9	0,48	81	39,2	4050							
4. Перекачивающий насос 5НДВ	1	75	75	0,9	0,9	0,48	67,5	32,7	5625							
Итого по ШР-1	10	214,5	453	0,837			403,2	199,9	34056	6,02	1	1,17	403,2	233,9	466,1	673,6
ШР-2																
5. Конденсатный насос	2	30	60	0,7	0,85	0,62	42	26	1800							
6. Конденсатный насос	1	75	75	0,7	0,89	0,51	52,5	26,8	5625							
7. Конденсатный насос	1	100	100	0,7	0,9	0,48	70	33,9	10000							
Итого по ШР-2	4	205	235	0,7			164,5	86,82	17425	3,169	1,14	1,16	187,5	100,7	212,8	307,6
ШР-3																
8. Дренажный насос ЗКМВ	4	15	60	0,2	0,8	0,75	12	9	900							
9. Центрифуга	2	3	6	0,65	0,84	0,64	3,9	2,52	18							
10. Насос технической воды	2	20	40	0,8	0,85	0,62	32	19,83	800							
Итого по ШР-3	8	38	106	0,55			47,9	31,35	1718	6,54	1,14	1,16	54,6	36,36	65,6	94,8
ШР-4																
11. Вентилятор	2	30	60	0,7	0,7	1,02	42	42,84	1800							
12. Переносной вентилятор	1	3	3	0,15	0,8	0,75	0,45	0,34	9							
Итого по ШР-4	3	33	63	0,42			42,45	43,18	1809	2,19	1,14	1,16	48,39	50,09	69,65	100,6



					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

Продолжение таблицы 1

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность			$I_p/I_{пик}$				
по заданию технологов			Справочные			$k_{на} \cdot P_{ном}$	$k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi$	$n \cdot P_{ном}^2$	$n_э$	$K_{ра}$	$K_{pp}$	$P_p$		$Q_p$	$S_p$		
Наименование узлов СЭС и ЭП	$n$	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт		$k_{на}$	$\cos\varphi$								$tg\varphi$				
		$P_{ном i}$	$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном i}$														
Турбинный цех ТЭЦ (0,4 кВ)																	
ШР-5																	
13. Дренаж котла	1	4	4	0,7	0,9	0,48	2,8	1,35	16								
14. Дренажный насос кабельного туннеля	1	4	4	0,2	0,8	0,75	0,8	0,6	16								
15. Дренажный насос слива масла	1	18,5	18,5	0,2	0,8	0,75	3,7	2,77	342,25								
16. Циркуляционный насос	2	160	320	0,9	0,9	0,48	288	139,4	51200								
Итого по ШР-5	5	186,5	346,5	0,5			295,3	144,2	51574,25	2,33	1	1,17	295,3	168,7	340,1	491,5	
ШР-6																	
17. Мостовой кран	1	94	94	0,3	0,5	1,73	28,2	48,84	8836								
Итого по ШР-6	1	94	94	0,3	0,5	1,73	28,2	48,84	8836	1	2,67	1,1	75,29	53,73	92,49	133,66	
Турбогенератор №1																	
18. Маслонасос	2	14	28	0,65	0,75	0,88	18,2	16,05	392								
19. Насос уплотнения	2	2,8	5,6	0,7	0,83	0,67	3,92	2,63	15,68								
20. Компрессор	1	4	4	0,67	0,98	0,2	2,68	0,54	16								
21. Валопоорт	1	22	22	0,2	0,82	0,69	4,4	3,07	484								
22. Эксгаустер	1	1	1	0,7	0,76	0,85	0,7	0,59	1								
23. Кондесатный насос	1	75	75	0,7	0,89	0,51	52,5	26,89	5625								
24. Кондесатный насос	1	90	90	0,7	0,9	0,48	63	30,51	8100								
25. Пусковой маслонасос турбины	1	160	160	0,65	0,75	0,88	104	91,71	25600								
Итого турбогенератор №1	10	368,8	385,6	0,62			249,4	172	40233,68	3,69	1,12	1,16	279,32	199,5	343,2	496	

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 1

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			$I_p/I_{пик}$
по заданию технологов				Справочные			$k_{на} \cdot P_{ном}$	$k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi$	$n \cdot P_{ном}^2$				$n_э$	$K_{ра}$	$K_{pp}$	
Наименование узлов СЭС и ЭП	$n$	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт		$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$										
		$P_{ном i}$	$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном i}$													
Турбинный цех ТЭЦ (0,4 кВ)																
Турбогенератор №2																
26. Маслонасос	2	14	28	0,65	0,75	0,88	18,2	16,05	392							
27. Насос уплотнения	2	3	6	0,7	0,83	0,67	4,2	2,82	18							
28. Сливной насос	2	15	30	0,7	0,9	0,48	21	10,17	450							
29. Сливной насос	1	17	17	0,7	0,9	0,48	11,9	5,76	289							
30. Компрессор	1	4	4	0,67	0,98	0,2	2,68	0,54	16							
31. Валоповорот	1	13	13	0,2	0,82	0,69	2,6	1,81	169							
32. Эксгаустер	1	1,5	1,5	0,7	0,76	0,85	1,05	0,89	2,25							
33. Пусковой маслонасос турбины	1	160	160	0,65	0,75	0,88	104	91,71	25600							
Итого турбогенератор №2	11	227,5	259,5	0,62			165,6	129,7	26936,25	2,49	1,33	1,14	220,28	147,9	265,36	383,47
Итого (0,4 кВ)			1942,6	0,57			1396	856,1	182588	27,45	1,31	1,15	1564	991	1855,	681,3
Турбинный цех ТЭЦ (6 кВ)																
34. Резервный возбудитель	1	400	400	0,3	0,89	0,51	120	61,47	160000							
35. Питательный электронасос	3	2000	6000	0,7	0,89	0,51	4200	2152	12000000							
36. Сетевой насос	4	630	2520	0,7	0,89	0,51	1764	903,7	1587600							
Итого (6 кВ)	8	3030	8920	0,56			6084	3117	13747600	5,782	1,06	1,16	6449,04	3615	7393,43	712,27

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР



Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	$P_{\text{НОМ}}$ , кВт	$n_3$	$K_{\text{и.а}}$	$\cos\varphi$
16	Завод периметральных ограждений «Егоза»	630	-	0,6	0,8

Таблица 3 - Дополнительные данные

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	$P_{\text{НОМ}}$ , кВт	$n$ , шт	$k_{\text{и.а}}$	$\cos\varphi$
17	Турбинный цех (ПЭН 1-2, СН 1-4, РВ)	Питательные электронасосы, сетевые насосы, резервный возбуждатель	8920	7	0,62	0,87
18	Котельный цех (Д1-2)	Асинхронные двигатели	900	9	0,67	0,88

Таблица 4 – Дополнительные данные (2)

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		2
Существующие уровни напряжений на подстанции энергосистемы, кВ		110, 10, 6
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	$U_1$	3000
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	21,1
	почвы (на глубине 0,7 м)	15,5
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Есть
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Нет

Также занесем в таблицу внешних потребителей электроэнергии ТЭЦ, питающихся от генераторного напряжения 10 кВ. Далее будем называть их «фидерная нагрузка».

### 1.2.1 Расчёт низковольтной электрической нагрузки

$$P_p = K_{p.a.} \cdot K_{и.а.} \cdot P_{ном} \quad (1.9)$$

$$Q_p = K_{p.a.} \cdot K_{и.а.} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi \quad (1.10)$$

где  $K_{и.а.}$  – коэффициент использования по активной мощности;  $K_{p.a.}$  – коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности;  $P_{ном}$  – номинальная мощность.

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса.

$$P_{p.осв} = K_{с.осв} \cdot P_{уд.осв} \cdot F_{ц} \quad (1.11)$$

где  $K_{с.осв}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{уд.осв}$  – удельная осветительная нагрузка на 1 м<sup>2</sup> производственной поверхности пола цеха;

$F_{ц}$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>.

При отсутствии данных допускается:

- удельная осветительная нагрузка  $P_{уд.ном}$  задаётся в пределах 5-20 Вт/м<sup>2</sup>;
- $\cos\varphi$  осветительных приёмников принимается в пределах 0,7-0,9;
- коэффициент спроса освещения принимается в пределах 0,85-0,95.

Определяем суммарную низковольтную активную нагрузку по цеху:

$$P_{p.ц.} = P_p + P_{p.осв} \quad (1.12)$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		18

Определяем суммарную низковольтную реактивную нагрузку по цеху:

$$Q_{p.ц.} = Q_p + Q_{p.осв} \quad (1.13)$$

Расчётная полная мощность для каждого цеха находится по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_{p.осв} + P_p)^2 + (Q_{p.осв} + Q_p)^2} \quad (1.14)$$

Результаты расчётов полной расчётной мощности для каждого цеха представлены в таблице 5.

### 1.2.2 Расчёт высоковольтной электрической нагрузки

Высоковольтная нагрузка представлена в виде питательных электронасосов, сетевых насосов, вентильных разрядников и асинхронных двигателей.

Расчётные мощности:

$$P_p = K_{o.m.} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{ни} \quad (1.15)$$

$$Q_p = K_{o.m.} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{ни} \cdot tg\varphi_i \quad (1.16)$$

где  $K_{o.m.}$  – коэффициент одновременности максимумов в зависимости от средневзвешанного коэффициента  $K_{и}$  и числа присоединений к рассчитываемому узлу.

Результаты расчётов для каждого цеха представлены в таблице 5.



Таблица 5 – Расчёт электрических нагрузок по предприятию

№ п/п	Наименование цехов и узлов СЭС	$n_э$	$P_{ном\Sigma}$ , кВт	$K_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{ср}$ , кВт	$Q_{ср}$ , квар	$K_{ра}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$F_{ц}$ , м <sup>2</sup>	$P_{уд.сов}$ , кВт/м <sup>2</sup>	$\cos\varphi_{сов}$	$tg\varphi_{сов}$	$K_{с.сов}$	$P_{p.сов}$ , кВт	$Q_{p.сов}$ , квар	$P_p + P_{p.сов}$ , кВт	$Q_p + Q_{p.сов}$ , квар	$S_p$ , кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1	Турбинный цех	21	1942,6	0,62	0,87	0,56	1204,41	682,57	0,85	1023	580	3487	0,015	0,9	0,48	0,95	49,6	24	1254	706,63	1439,4
2	Котельный цех	16	2728	0,67	0,88	0,53	1827,76	986,52	0,9	1644	887,8	5604	0,015	0,9	0,48	0,9	75,6	36,6	1903	1023,16	2160,9
3	Химводоочистка	34	634	0,5	0,7	1,02	317	323,4	0,8	253,6	258,7	3156	0,012	0,7	1,02	0,85	32,1	32,8	349	356,24	498,84
4	Ремонтно-механический цех	24	186	0,3	0,67	1,1	55,8	61,82	0,85	47,43	52,55	1296	0,012	0,7	1,02	0,85	13,2	13,4	69	75,31	102,15
5	Административный корпус	45	170	0,45	0,75	0,88	76,5	67,46	0,75	57,37	50,59	932	0,015	0,7	1,02	0,85	11,8	12,1	88,3	79,58	118,93
6	Насосная	15	166	0,7	0,87	0,56	116,2	65,85	0,9	104,5	59,26	289	0,013	0,85	0,62	0,9	3,38	2,09	119	67,94	137,53
7	Мазутонасосная	10	190	0,65	0,7	1,02	123,5	125,99	0,9	111	113,3	405	0,013	0,85	0,62	0,9	4,73	2,93	128	128,93	181,84
8	Новая мазутонасосная	14	393	0,69	0,85	0,61	271,17	168,05	0,9	244	151,2	803	0,013	0,85	0,62	0,9	9,39	5,82	280	173,87	330,07
9	Маслохозяйство	7	80	0,4	0,85	0,61	32	19,83	0,94	30,08	18,64	128	0,013	0,7	1,02	0,85	1,41	1,44	33,4	21,27	39,61
10	Склад	6	60	0,3	0,5	1,73	18	31,17	1,28	23,04	39,9	204	0,012	0,7	1,02	0,85	2,08	2,12	20,1	33,29	38,88
11	«Номас»		535,5	0,5	0,7	1,02	267,75	273,15	0,9	240,9	245,8	3724	0,015	0,9	0,48	0,95	53,1	25,7	320	298,86	438,45
12	ООО «Завод СпецАгрегат»		850	0,7	0,8	0,75	595	446,25	0,9	535,5	401,6	481	0,012	0,7	1,02	0,85	4,90	5	599	451,25	750,67
13	ООО «Пластик Лэнд»		340	0,5	0,7	1,02	170	173,43	0,9	153	156	887	0,013	0,8	0,75	0,85	9,8	7,35	179	180,78	254,97
14	ООО «Сапфир»		340	0,5	0,75	0,88	170	149,92	0,9	153	134,9	1266	0,014	0,85	0,62	0,9	15,9	9,88	185	159,81	245,18
15	Миасский завод специализированных автомобилей		850	0,7	0,8	0,75	595	446,25	0,9	535,5	401,6	2252	0,015	0,9	0,48	0,95	32,1	15,5	627	461,79	778,77

Продолжение таблицы 5

№ п/п	Наименование цехов и узлов СЭС	$n_э$	$P_{номΣ},$ кВт	$K_{иa}$	$cosφ$	$tgφ$	$P_{ср},$ кВт	$Q_{ср},$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц},$ м <sup>2</sup>	$P_{уд.сов},$ кВт/м <sup>2</sup>	$cosφ_{сов}$	$tgφ_{сов}$	$K_{с.осв}$	$P_{р.осв},$ кВт	$Q_{р.осв},$ квар	$P_p+P_{р.осв},$ кВт	$Q_p+Q_{р.осв},$ квар	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
16	Завод периметральных ограждений «Егоза»		535,5	0,6	0,8	0,75	321,3	240,975	0,9	289,2	216,8	4630	0,015	0,9	0,48	0,95	65,9	31,9	387	272	473,7
17	Освещение территории											29544	0,015	0,8	0,73	0,89	394	290	394	290	490
	Итого 0,4 кВ		10000				6161,39	4262,69		5447	3769						780	519	5687	4782	8480
Высоковольтная нагрузка (6 кВ)																					
18	Турбинный цех (ПЭН 1-2, СН 1- 4, РВ)	7	8920	0,62	0,87	0,56	5530,4	3134,22	0,92	5087	2883										
19	Котельный цех (Д1-2)	9	900	0,67	0,88	0,53	603	325,46	0,9	542,7	292,9										
20	Итого 6 кВ	16	9820	0,64			6133,4	3459,68		5630	3176										
Высоковольтная нагрузка (10 кВ)																					
21	Фидерная нагрузка		44450	0,6	0,85	0,62	26670	16529	1	26670	16529										
21	Итого 10 кВ		44450	0,6	0,85	0,62	26670	16529		26670	16529										
23	Итого по предприятию		64271				38964,7	24251,3		37747	23474										

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

21

### 1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма электрических нагрузок представляет собой совокупность круговых диаграмм, центры которых располагаются в символическом центре электрических нагрузок цеха, здания и т.п.

Расчёт картограммы ведётся в табличном виде (см.табл.6)

Расчетная мощность по цеху:

$$P_{p\Sigma} = P_{p.в} + P_{p.н} + P_{p.осв} \quad (1.17)$$

Определим цех с наименьшей активной нагрузкой  $\min \{P_{p\Sigma i}\}$ , для которого рекомендуется принять радиус круговой диаграммы  $R_{\min} = 5$  мм. По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляют склады.

Масштаб картограммы электрических нагрузок определяется по выражению  $m$  (кВт/мм<sup>2</sup>):

$$m = \frac{\min\{P_{p\Sigma i}\}}{\pi \cdot R_{\min}^2} = \frac{114}{\pi \cdot 5^2} = 1,45 \text{ кВт/мм}^2 \quad (1.18)$$

где  $R_{\min}$  - радиус круговой диаграммы для цеха с минимальной суммарной активной нагрузкой, мм.

Радиусы круговых диаграмм для остальных цехов  $R_i$  определяются по формуле:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\pi \cdot m}} \quad (1.19)$$

Доля высоковольтной, силовой низковольтной и осветительной нагрузки определяется по следующим выражениям:

$$\alpha_{B_i} = 360^\circ \cdot \frac{P_{P.B_i}}{P_{p\Sigma i}} \quad (1.20)$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

$$\alpha_{H_i} = 360^\circ \cdot \frac{P_{P.H_i}}{P_{p\Sigma i}} \quad (1.21)$$

$$\alpha_{O_i} = 360^\circ \cdot \frac{P_{P.O_i}}{P_{p\Sigma i}} \quad (1.22)$$

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

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} \quad (1.23)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} \quad (1.24)$$

где  $x_i$  - координата центра электрических нагрузок  $i$ -го цеха по оси абсцисс, м;  $y_i$  - координата центра электрических нагрузок  $i$ -го цеха по оси ординат, м;  $P_{p\Sigma i}$  - суммарная расчётная активная нагрузка  $i$ -го цеха, кВт.

$$X = \frac{(89,5 \cdot 6161,4) + \dots + (297,9 \cdot 355,1)}{6161,4 + \dots + 355,1} = 126,7 \text{ м}$$

$$Y = \frac{(62,5 \cdot 6161,4) + \dots + (219,1 \cdot 355,1)}{6161,4 + \dots + 355,1} = 95,14 \text{ м}$$

При выборе местоположения ОРУ, помимо расположения центра электрических нагрузок, необходимо учесть следующие факторы:

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

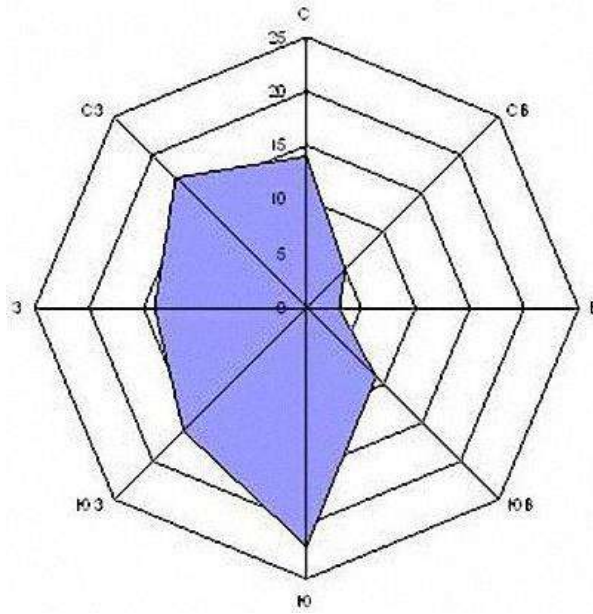


Рисунок 1 – Роза ветров

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Таблица 6 - Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{P\Sigma}$ кВт	$P_{P.H}$ , кВт	$P_{P.O}$ ,кВт	$P_{P.B}$ , кВт	х, м	у, м	R, мм	$\alpha_{Hi}$ , град	$\alpha_{oi}$ град	$\alpha_{Bi}$ град
1.Турбинный цех	6161,41	1023,75	49,68	5087,96	89,5	62,5	78,3	59,8	2,9	297,3
2.Котельный цех	2263,33	1644,98	75,65	542,7	124,2	67,2	47,5	261,6	12	86,3
3.Химводоочистка	285,79	253,6	32,19		170,5	43	16,8	319,4	40,5	
4.Ремонтно-механический цех	60,64	47,43	13,21		144,5	25,5	7,7	281,5	78,4	
5.Административный корпус	69,25	57,37	11,88		105,5	96,5	8,3	298,2	61,7	
6.Насосная	107,96	104,58	3,38		63,5	153,5	10,3	348,7	11,3	
7.Мазутонасосная	115,88	111,15	4,73		122,8	130	10,7	345,3	14,7	
8.Новая мазутонасосная	253,44	244,053	9,39		99,5	132,5	15,8	346,6	13,3	
9.Маслохозяйство	31,49	30,08	1,41		168,5	96,5	5,6	343,8	16,2	
10.Склад	25,120	23,04	2,08		135,5	94	5	330,2	29,8	
11.«Номас»	294,042	240,97	53,06		372	223,8	17,1	295	64,9	
12.ООО «Завод СпецАгрегат»	540,41	535,5	4,91		252,7	203,5	23,1	356,7	3,2	
13.ООО «Пластик Лэнд»	162,8	153	9,8		79,3	210,6	12,7	338,3	21,6	
14.ООО «Сапфир»	168,95	153	15,95		185,3	196,8	12,9	326	33,9	
15.Миасский завод специализированных автомобилей	567,59	535,5	32,09		183,1	250,4	23,7	339,6	20,3	
16.Завод периметральных ограждений «Егоза»	355,14	289,17	65,97		297,9	219,1	18,8	293,1	66,8	

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

25

Продолжение таблицы 6

Наименование цеха	$P_{P\Sigma}$ кВт	$P_{P.H}$ , кВт	$P_{P.O}$ ,кВт	$P_{P.B}$ , кВт	х, м	у, м	R, мм	$\alpha_{Hi}$ , град	$\alpha_{oi}$ град	$\alpha_{Bi}$ град
Итого	11463,3				126,7	95,2				

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

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

Задача выбора цеховых трансформаторов является достаточно многогранной и состоит из ряда таких подзадач, как:

- целесообразность установки ТП;
- выбор типа трансформаторов;
- выбор схемы соединения обмоток трансформатора;
- выбор мощности трансформаторов;
- выбор количества трансформаторов;
- выбор местоположения ТП.

Плотность нагрузки цеха определяется по выражению

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

где  $S_p$  – полная расчётная мощность цеха, кВ·А;

$F_{\text{ц}}$  – производственная площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Определяем экономически обоснованную единичную мощность трансформатора.

Рассчитываем экономически оправданное число трансформаторов

$$N_{\text{т.э.}} = \frac{P_{\text{р.ц.}}}{k_{\text{з.т.д.}} \cdot S_{\text{т.э.}}} + \Delta N_{\text{т}} \quad (2.2)$$

где  $P_{\text{р.ц.}}$  – расчётная нагрузка цеха, кВт;  $k_{\text{з.т.д.}}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;  $\Delta N_{\text{т}}$  – добавка до целого числа.

Величина допустимого коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме  $k_{\text{з.т.д.}}$  зависит от таких факторов как:

- категория надёжности потребителя;
- состав нагрузки;



- температура окружающей среды;
- характер графика нагрузки;
- тип изоляции;
- условия эксплуатации.

Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформатора в зависимости от категории надёжности потребителя:

1 категория –0,5–0,7;

2 категория –0,7–0,85;

3 категория –0,9–0,95.

Определяем оптимальное число трансформаторов по экономическим соображениям  $N_{Т.опт}$

$$N_{Т.опт} = N_{Т.э} + m \quad (2.3)$$

где  $m$  – добавка до оптимального числа трансформаторов.

Определяем добавку до оптимального числа трансформаторов  $m$ .

Определяем число трансформаторов с учётом требований надёжности.

$$N_{Т} = \max(N_{Т.мин}^H, N_{Т.опт}) \quad (2.4)$$

где  $N_{Т.мин}^H$  – минимальное число трансформаторов, определяемое требованиями надёжности к электроснабжению.

Если  $N_{Т.мин}^H > N_{Т.опт}$ , то принимаем  $N_{Т} = N_{Т.мин}^H$  и уточняем мощность трансформаторов

$$S_{Т.ном} \geq \frac{P_{р.ц.}}{k_{з.т.д.} N_{Т}} \quad (2.5)$$

Отметим, что мощность трансформаторов для промышленных предприятий выбирается по расчётной активной мощности, а не по полной. Это обусловлено тем, что:

- для промышленной нагрузки характерен низкий коэффициент мощности;
- удельная установленная мощность трансформатора (кВ·А) для пропуска единицы реактивной мощности (квар) стоит дороже, чем установка низковольтной батареи конденсаторов для компенсации той же по величине реактивной мощности.

Рассчитываем предельное значение реактивной мощности  $Q_{1p}$ , которую может пропустить трансформатор, по формуле:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T k_{з.т.д.} S_{Т.ном})^2 - P_{р.ц.}^2} \quad (2.6)$$

Примечание. Если при расчёте  $Q_{1p}$  под корнем получается отрицательное значение, то это означает, что трансформатор не пропускает реактивную мощность. Иначе говоря,  $Q_{1p} = 0$ .

Определяем фактическое значение реактивной мощности  $Q_1$ , которая будет проходить через трансформатор

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

Рассчитываем необходимую мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК)  $Q_{НБК}$ , если трансформатор не может пропустить в полном объёме расчётную реактивную мощность  $Q_p$

$$Q_{НБК} = Q_p - Q_1 \quad (2.8)$$

Оцениваем коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме  $k_{з.т.н}$

$$k_{з.т.н} = \frac{\sqrt{P_{р.ц.}^2 + Q_1^2}}{N_T S_{Т.ном}} \quad (2.9)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов, установленных в цехе.

Оцениваем коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме ( $k_{з.т.а}$ )

$$k_{з.т.а} = \frac{N_{т.рез}}{(N_{т.рез} - 1)} \cdot \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T S_{т.ном}} \quad (2.10)$$

Рассчитываем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{xx} + k_{з.т.н}^2 \cdot \Delta P_{кз}) \quad (2.11)$$

$$\Delta Q_T = \frac{N_T \cdot S_{н.т}}{100} \cdot (I_{xx} + k_{з.т.н}^2 \cdot U_k) \quad (2.12)$$

Рассчитываем приведённые активную и реактивную мощности:

$$P_{т.пр} = P_{р.ц} + \Delta P_T \quad (2.13)$$

$$Q_{т.пр} = (Q_{р.ц} - Q_{нбк}) + \Delta Q_T \quad (2.14)$$

Таблица 7 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Наименование цехов, подразделений	Категория надёжности	P <sub>р.ц.</sub> , кВт	Q <sub>р.ц.</sub> , квар	S <sub>р.ц.</sub> , кВт·А	F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup>	σ, кВт·А/м <sup>2</sup>	S <sub>т.э.</sub> , кВт·А	N <sub>т.э.</sub> , шт	N <sub>т.мин.</sub> , шт	м, шт	N <sub>т.опт.</sub> , шт	S <sub>т.ном.</sub> , кВт·А	Кол-во т-ров в ТП	Номер ТП	к <sub>э.т.д.</sub>										
5.Административный корпус	3	88,3	79,58	118,93	932																				
6.Насосная	2	119	67,94	137,53	289																				
7.Мазутонасосная	2	128	128,93	181,84	405																				
8.Новая мазутонасосная	2	280	173,87	330,07	803																				
10.Склад	3	20,1	33,29	38,88	204																				
Итого:		635,4	483,6	807,2		0,31	1600	1	2	0	1	630	2	1	0,85										
1.Турбинный цех	2	1254	706,63	1439,4	3487																				
Итого:		1254	706,63	1439,4												0,41	2000	1	2	0	1	400	4	2	0,85
2.Котельный цех	2	1903	1023,16	2160,9	5604																				
Итого:		1903	1023,16	2160,9		0,38	2000	1	2	0	1	1250	2	3	0,85										
4.Ремонтно-механический цех	3	69	75,31	102,15	1296																				
3.Химводоочистка	2	349	356,24	498,84	3156																				
9.Маслохозяйство	3	33,4	21,27	39,61	128																				
Итого:		451,4	452,8	640,6		0,14	800	1	2	0	1	400	2	4	0,85										
11.«Номас»	3	320	298,86	438,45	3724																				
Итого:		320	298,86	438,45												0,12	800	1	1	0	1	630	1	5	0,95
12.ООО «Завод СпецАгрегат»	3	599	451,25	750,67	481																				
Итого:		599	451,25	750,67												1,56	2500	1	1	0	2	630	2	6	0,95

Продолжение таблицы 7

Наименование цехов, подразделений	Категория надёжности	$P_{р.ц.}$ , кВт	$Q_{р.ц.}$ , квар	$S_{р.ц.}$ , кВт·А	$F_{ц.}$ , м <sup>2</sup>	$\sigma$ , кВт·А/м <sup>2</sup>	$S_{т.э.}$ , кВт·А	$N_{т.э.}$ , шт	$N_{т.мин.}$ , шт	$m$ , шт	$N_{т.опт.}$ , шт	$S_{т.ном.}$ , кВт·А	Кол-во т-ров в ТП	Номер ТП	$k_{з.т.д.}$
13.000 «Пластик Лэнд»	3	179	180,78	254,97	887										
Итого:		179	180,78	254,97		0,28	1600	1	1	0	1	630	1	7	0,95
14.000 «Сапфир»	3	185	159,81	245,18	1266										
Итого:		185	159,81	245,18		0,19	1250	1	1	0	1	630	1	8	0,95
15.Миасский завод специализированных автомобилей	3	627	461,79	778,77	2252										
Итого:		627	461,79	778,77		0,34	1600	1	1	0	1	630	2	9	0,95
16.Завод периметральных ограждений «Егоза»	3	387	272	473,7	4630										
Итого:		387	272	473,7		0,1	630	1	1	0	1	630	1	10	0,95

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 7

Номер ТП	Тип трансформаторов	Q <sub>1р</sub> , квар	Q <sub>1</sub> , квар	Q <sub>НБК</sub> , квар	k <sub>з.т.н</sub>	k <sub>з.т.а</sub>	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	U <sub>к.з</sub> , %	ΔP <sub>т</sub> , кВт	ΔQ <sub>т</sub> , квар	P <sub>т.пр</sub> , кВт	Q <sub>т.пр</sub> , квар
ТП1	ТМГ-630	862,1	483,6	0	0,63	0,94	1,31	8,5	2	5,5	9,4	30,1	645	513,7
ТП2	ТМГ-630	1004	706,63	0	0,76	1,01	1,31	8,5	2	5,5	19,2	97,8	1273	804,4
ТП3	ТМГ-1250	945,6	945,6	77,56	0,85	1,27	2,2	13,5	1,2	5,5	23,9	129,3	1926,9	1452,4
ТП4	ТМГ-400	508,6	452,8	0	0,85	1,27	0,95	5,5	2,1	4,5	9,84	42,8	464	495,6
ТП5	ТМГ-630	505,8	298,86	0	0,69	1,38	1,31	8,5	2	5,5	5,3	29	325	327,8
ТП6	ТМГ-630	1036	451,25	0	0,59	0,88	1,31	8,5	2	5,5	8,5	49,1	607,8	500,3
ТП7	ТМГ-630	571,1	180,78	0	0,4	0,8	1,31	8,5	2	5,5	2,67	18,3	181,6	199
ТП8	ТМГ-630	569,2	159,81	0	0,39	0,78	1,31	8,5	2	5,5	2,6	17,9	187,6	177,7
ТП9	ТМГ-630	1020	461,79	0	0,62	0,93	1,31	8,5	2	5,5	9,1	51,6	636	513,4
ТП10	ТМГ-630	456,5	272	0	0,75	1,5	1,31	8,5	2	5,5	6,1	32,1	393	304

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

33

## 3. РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 3.1 Выбор рационального напряжения

Величина напряжения питания ОРУ предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ОРУ до этих источников, а также возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии.

Необходимо выбрать вариант, имеющий наилучшие технико-экономические показатели.

Для этого следует найти величину рационального напряжения. Воспользуемся формулой Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 0,016 \cdot P_{\text{р.п.}}} \quad (3.1)$$

где  $l = 2$  км – длина линии, питающей ОРУ;  $P_{\text{р.п.}}$  – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ОРУ, кВт.

Расчётная активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{р.п.}} = (P_{\text{р.н.}} + P_{\text{р.в.}} + P_{\text{т}\Sigma}) \cdot K_{\text{ом}} + P_{\text{р.о}} \quad (3.2)$$

где  $P_{\text{р.н.}}$  – расчетная активная низковольтная нагрузка цехов и других потребителей предприятия;

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

$P_{\text{р.о}}$  – суммарная активная расчётная мощность электроприёмников наружного и внутреннего освещения, кВт.;

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

$K_{\text{о.м.}}$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузки.

$$K_{\text{ом}} = f(m, K_{\text{и.а}}) \quad (3.3)$$

где  $m$  – число групп электроприёмников.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		34

Коэффициент использования по активной мощности в целом по предприятию рассчитывается по формуле:

$$K_{и.а} = \frac{P_{с.п}}{P_{ном.п}} \quad (3.4)$$

где  $P_{с.п}$  – сумма средних активных мощностей высоковольтных и низковольтных электроприёмников предприятию, кВт;  $P_{ном.п}$  – суммарная установленная мощность высоковольтных и низковольтных электроприёмников по предприятию, кВт.

Тогда

$$K_{и.а} = \frac{21461}{31780} = 0,67$$

Число присоединений по предприятию  $m = 16 + 16 = 32$ , а коэффициент одновременности будет равен  $K_{о.м.} = 0,9$ .

$$P_{р.п} = 0,85 \cdot (5687 + 32803,4 + 96,6) + 394 = 33193 \text{ кВт}$$

Найдём величину рационального напряжения:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 0,016 \cdot 33193} = 100,2 \text{ кВ}$$

Из расчёта видно, что рациональное напряжения близко к стандартному напряжению 110 кВ. Необходимо отметить преимущества получения питания на более высоком напряжении:

- Более низкий тариф на электроэнергию;
- Мощность короткого замыкания больше, что оказывает положительное влияние практически на все показатели электроэнергии на предприятии;
- К энергосистеме можно присоединить больше мощности, следовательно, увеличиваются возможности по расширению предприятия.



### 3.2 Выбор трансформаторов на ГПП

При выборе трансформаторов на ГПП поскольку необходимо учитывать множество различных факторов, таких как:

- климатические условия, в которых будет находиться трансформатор;
- характер нагрузки (равномерность графика нагрузки, наличие ударной нагрузки);
- состав потребителей по требованию к надёжности электроснабжения;
- требования энергосистемы (допустимая мощность присоединения к сетям, предельные значения коэффициента реактивной мощности);
- мощность потребителей.

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

$$S_{P.П} = \sqrt{P_{P.П}^2 + (Q_э - \Delta Q_{T.ГПП})^2} \quad (3.5)$$

где  $Q_э$  – предельное или экономически целесообразное значение реактивной мощности, которую будет передавать энергосистема, квар;  $\Delta Q_{T.ГПП}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах, установленных на ГПП, квар.

$$S_{P.П(110)} = \sqrt{33193^2 + (16596,5 - 2598)^2} = 36024 \text{ кВА}$$

$$S_{P.П(35)} = \sqrt{33193^2 + (14409 - 2598)^2} = 35231 \text{ кВА}$$

Предельное или экономически целесообразное значение реактивной мощности, которую будет передавать энергосистема, рассчитывается по выражению:

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		36

$$Q_3 = P_{P.П} \cdot \operatorname{tg} \varphi_3^{\text{пред}}, \text{ кВар} \quad (3.6)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_3^{\text{пред}}$  – предельное(нормируемое) значение коэффициента реактивной мощности.

110 кВ	35 кВ
16596,5 кВар	14409 кВар

Таблица 4.1 – Предельные (нормируемые) значения коэффициента реактивной мощности

Номинальное напряжение сети	$\operatorname{tg} \varphi_3^{\text{пред}}$
110 (150)	0,5
35	0,4
6 – 10	0,4
0,4	0,35

Значение экономически целесообразного (оптимальное) значения коэффициента реактивной мощности рассчитывается или берётся по справочным данным.

Значение потерь реактивной мощности в двух трансформаторах, установленных на ГПП, можно оценить по выражению:

$$\Delta Q_{T.ГПП} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_{P.П}^2 + Q_3^2} \quad (3.7)$$

Учитывая выше сказанное, определим номинальную мощность трансформаторов на ГПП.

110 кВ	35 кВ
2597 кВар	2532 кВар

Принимаем решение об установке двух трансформаторов на ГПП, тогда номинальная мощность каждого трансформатора выбирается из условия:

$$S_{T.НОМ} \geq \frac{S_{P.П}}{k_{з.Т.Н} N_T} \quad (3.8)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов, установленных на ГПП  $N_T = 2$ ;

$k_{з.Т.Н} = 0,7$  – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

110 кВ	35 кВ
25731 кВ · А	25165 кВ · А

Выберем два трансформатора типа ТРДН-25000/110 и ТРДНС - 25000/35.

Таблица 8 - Характеристики трансформаторов ГПП

Тип трансформатора	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_{кз}$ , %
ТРДН-25000/110	27	120	0,7	10,5
ТРДНС - 25000/35	25	115	0,5	9,5

Проверка трансформаторов ГПП на ударную нагрузку не требуется, так как отсутствуют дуговые сталеплавильные печи или прокатные станы.

#### 4. ВЫБОР И ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Согласно рекомендации [8, с. 157] выбираем схему ЗН – блок (линия – трансформатор) с выключателем).

Схемы электроснабжения 110 и 35 кВ представлены на рисунках 4 и 5.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

В данном разделе необходимо выбрать:

- 1) основное коммутационное оборудование (разъединители и выключатели);
- 2) измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- 3) питающую линию электропередачи.

#### 4.1 Расчёт потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Определим потери электроэнергии в трансформаторах ГПП за год:

$$\Delta W_T = N \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{\Gamma} + K_{3.н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) \quad (4.1)$$

где  $n$  – количество трансформаторов на ГПП;

$T_{\Gamma}$  – число часов в году,  $T_{\Gamma} = 8760$  ч;

$\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, определяется по выражению

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot T_{\Gamma} \quad (4.2)$$

где  $T_M$  – годовое число часов использования получасового максимум активной нагрузки,  $T_M = 4355$  ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2742 \text{ ч}$$

$K_{3.н}$  - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{3.н} = \frac{S_{P.П}}{N \cdot S_{н.Т}} \quad (4.3)$$

#### 4.2 Расчет линии электропередачи от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Найдём параметры ЛЭП от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии рассчитывается по формуле:

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

$$S_{p.l.} = \sqrt{(P_{P.П} + \Delta P_T)^2 + Q_3^2} \quad (4.4)$$

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

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + k_{3.H}^2 \cdot \Delta P_{к.з}) \quad (4.5)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{H.T} + K_{3.H}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{H.T} \right) \quad (4.6)$$

Ток в одной цепи линии определяется по формуле:

$$I_{p.l.} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} \quad (4.7)$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания предприятия по одной линии) найдём по формуле:

$$I_{п} = 1,4 \cdot I_{ном.т} \quad (4.8)$$

Сечение проводов в линии определим по экономической плотности тока

$$j_3 = 1,1:$$

$$F_3 = \frac{I_{p.l.}}{j_3} \quad (4.9)$$

Выбираем провод и проверяем его на нагрузку в послеаварийном режиме:

$$I_d > I_{п}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (4.10)$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		40

где  $\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, определяется по выражению (4.2).

Таблица 9 – Расчётные данные для вариантов 110 кВ и 35 кВ

	110 кВ	35 кВ
$\Delta W_T$ , кВт · ч	814188	764934
$S_{р.л.}$ , МВ · А	37370	33500
$\Delta P_T$ , кВт	178,4	169
$\Delta Q_T$ , кВАР	3072	2712
$I_{р.л.}$ , А	98,2	276
$I_{п.}$ , А	184	369,9
$F_3$ , мм <sup>2</sup>	89,3	171
Параметры провода	АС-95/16, длительно допустимы ток $I_D = 330$ А, удельные сопротивления $r_0 = 0,306$ Ом/км, $x_0 = 0,434$ Ом/км	АС-150/24, длительно допустимы ток $I_D = 450$ А, удельные сопротивления $r_0 = 0,198$ Ом/км, $x_0 = 0,406$ Ом/км.
Проверка по нагреву в послеаварийном режиме	$330 \text{ А} > 184 \text{ А}$	$450 \text{ А} > 369,9 \text{ А}$
$\Delta W_{л.}$ , кВт · ч	97094	496286

### 4.3 Расчет токов короткого замыкания

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

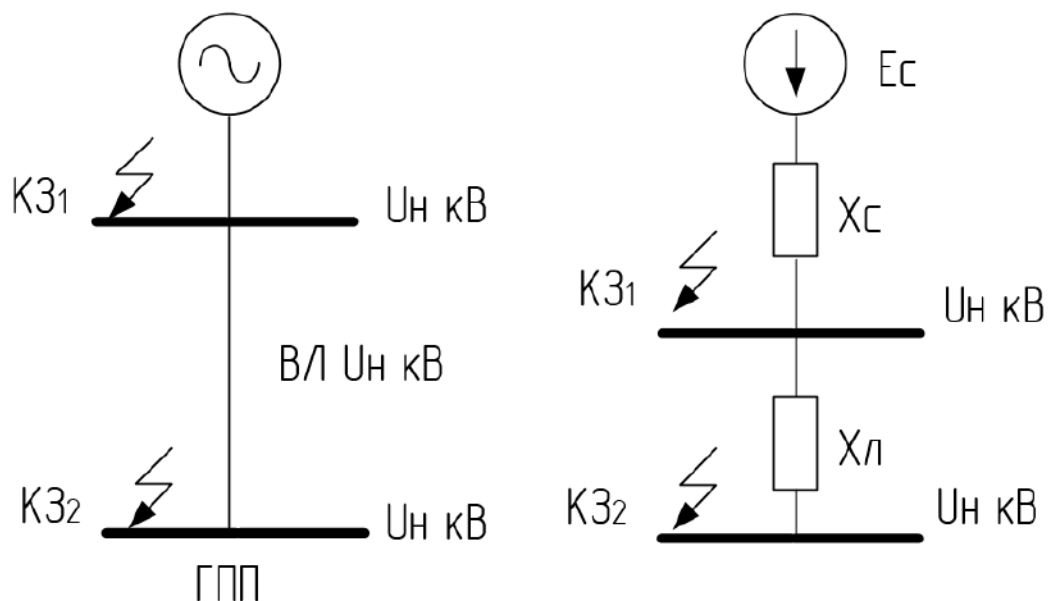


Рисунок 2 – Схема замещения

При мощности короткого замыкания энергосистемы

$S_C = 3000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и  $800 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и базисной мощности  $S_б = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  за базисное напряжение принимаем  $115 \text{ кВ}$  и  $37 \text{ кВ}$ .

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

42

Сопротивление системы

$$X_C = \frac{S_6}{S_C} \quad (4.11)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_L = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{U_{НОМ}^2} \quad (4.12)$$

Ток короткого замыкания в точке К<sub>1</sub>:

$$I_{K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot X_C} \quad (4.13)$$

$$I_{K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (X_C + X_L)} \quad (4.14)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yAK1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1} \quad (4.15)$$

$$i_{yAK2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} \quad (4.16)$$

где  $K_y = 1,72$  - ударный коэффициент.

Апериодическая составляющая:

$$I_{at1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (4.17)$$

$$I_{at2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (4.18)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В  $T_{aK1} = 0,03$  с и  $T_{aK2} = 0,05$  с;

$t$  – собственное время отключения выключателя,  $t = 0,03$  с.

Таблица 10 – Расчётные данные для вариантов 110 кВ и 35 кВ

	110 кВ	35 кВ
--	--------	-------





- асимметричному  $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$ , где  $\beta_H$  – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания. Определяется по зависимости  $\beta_H = f(\tau)$ , здесь  $\tau = t_{з.мин} + t_B$  – время от начала короткого замыкания до отключения выключателя,  $t_{з.мин}$  – минимальное время действия релейной защиты,  $t_B$  – собственное время отключения выключателя по каталогу.

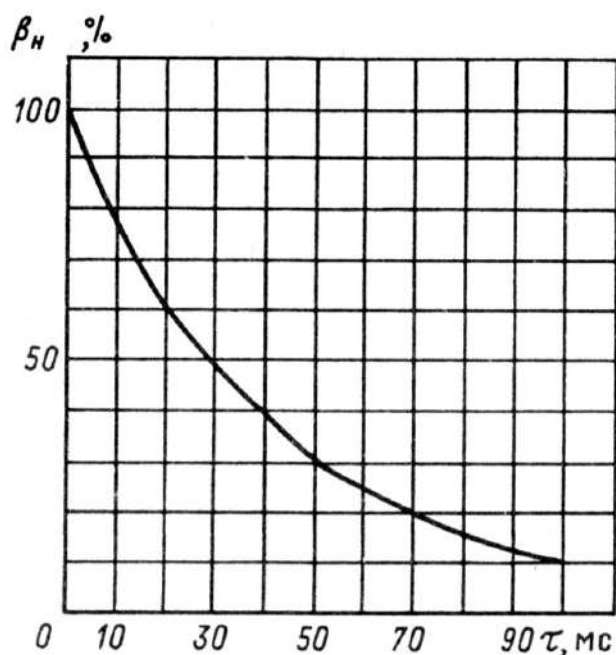


Рисунок 3 - Зависимость  $\beta_H = f(\tau)$

5) по номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости)  $B_K = I_{пт}^2 \cdot (t_з + t_B + T_a) \leq I_{тер}^2 t_{тер} = B_{К.доп}$ ,  $t_з$  – время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 с для выключателей ГПП и 2,1 с для выключателей подстанции энергосистемы).

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

45

Таблица 11 – Выбор выключателей

110 кВ	35 кВ
Элегазовый выключатель ВГБУ-110	Элегазовый выключатель ВГБЭ-35
$U_c \leq U_H$	
110 кВ = 110 кВ	35 кВ = 35 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	
184 А ≤ 2000 А	578 А ≤ 630 А
$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{дин}}$	
15,2 кА ≤ 40 кА	12,5 кА = 12,5 кА
12,7 кА ≤ 40 кА	8,5 кА ≤ 12,5 кА
$i_{\text{уд.макс}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин.макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}}$	
36,8 кА ≤ 101,52 кА	29,6 кА ≤ 31,7 кА
30,8 кА ≤ 101,52 кА	20,6 кА ≤ 31,7 кА
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}$	
15,2 кА ≤ 40 кА	12,5 кА = 12,5 кА
12,7 кА ≤ 40 кА	8,5 кА ≤ 12,5 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$	
29,3 кА ≤ 87,42 кА	24,1 кА ≤ 27,67 кА
27,7 кА ≤ 90,8 кА	18,5 кА ≤ 28,37 кА
$B_K = I_{\text{пт}}^2 \cdot (t_z + t_b + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = B_{\text{К.доп}}$	
499 кА <sup>2</sup> · с ≤ 4800 кА <sup>2</sup> · с	290,6 кА <sup>2</sup> · с ≤ 468,7 кА <sup>2</sup> · с

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

46

$303,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$157,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
---	--

Выбираем разъединители и производим их проверку.

Таблица 12 – Выбор разъединителей

110 кВ	35 кВ
РГ-110/1000 УХЛ1	РГ-35.2/1000 УХЛ1
$U_c \leq U_H$	
110 кВ = 110 кВ	35 кВ = 35 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	
184 А ≤ 1000 А	370 А ≤ 1000 А
$i_{\text{уд.макс}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин.макс}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}}$	
36,8 кА ≤ 80 кА	29,6 кА ≤ 25,4 кА
30,8 кА ≤ 80 кА	20,6 кА ≤ 25,4 кА
$B_K = I_{\text{пт}}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = B_{K.\text{доп}}$	
499 кА <sup>2</sup> · с ≤ 2976,7 кА <sup>2</sup> · с	290,6 кА <sup>2</sup> · с ≤ 1875 кА <sup>2</sup> · с
303,2 кА <sup>2</sup> · с ≤ 2976,7 кА <sup>2</sup> · с	157,5 кА <sup>2</sup> · с ≤ 1875 кА <sup>2</sup> · с

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

47

Таблица 13 – Каталожные данные выбранного оборудования 110 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-110	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 184 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пк1} = 15,2 \text{ кА}$ $I_{пк2} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$I_{ат1} = 7,9 \text{ кА}$ $I_{ат2} = 9,8 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	-
$i_{удк1} = 36,8 \text{ кА}$ $i_{удк2} = 30,8 \text{ кА}$	$I_{тер} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_{к(к1)} = 499 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{к(к2)} = 303,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

48

Таблица 14 – Каталожные данные выбранного оборудования 35 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБЭ-35	Разъединитель РГ-35.2/1000 УХЛ1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 370 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пк1} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{пк2} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$I_{ат1} = 6,48 \text{ кА}$ $I_{ат2} = 6,57 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	-
$i_{удк1} = 29,6 \text{ кА}$ $i_{удк2} = 20,6 \text{ кА}$	$I_{тер} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} = 10 \text{ кА}$
$B_{к(к1)} = 290,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{к(к2)} = 157,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений принимается ограничитель перенапряжения: для 110 кВ – ОПН-110/80-10 11 УХЛ1, для 35 кВ – ОПН-35 УХЛ1.

#### 4.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		49

Определим годовые приведённые затраты варианта схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_{i\Sigma} \cdot K_i + C_{\text{э}}, \quad (4.19)$$

где  $E_{i\Sigma}$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E_{i\Sigma} = E_{\text{н}} + E_{oi} + E_{ai}, \quad (4.20)$$

$E_{\text{н}} = 0,12$  – нормативный коэффициент эффективности;

$E_{oi}$  – расходы на обслуживание;

$E_{ai}$  – отчисления на амортизацию

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

$C_{\text{э}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии.

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_{\text{Т}} + \Delta A_{\text{Л}}) \cdot C'_0 \quad (4.21)$$

где  $C'_0$  - удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по формуле

$$C'_0 = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_{\text{м}}}{\tau} + \beta \right) \quad (4.22)$$

где  $\delta$  – поправочный коэффициент, приближённо равный 1,03...1,06 для сетей напряжением 110 кВ и 1,02...1,08 для сетей напряжением 35 кВ;

$\alpha$  – основная ставка тарифа, руб/кВт·год;

$K_{\text{м}}$  – отношение потерь активной нагрузки энергосистемы предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия на основании графиков нагрузок;

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии.

Для 110 кВ:

$$C'_0 = 1,06 \cdot \left( \frac{1462,3 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,551 \right) = 8,42 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Для 35 кВ:

$$C'_0 = 1,08 \cdot \left( \frac{1743,4 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,538 \right) = 9,9 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчета экономических показателей схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Годовые затраты по варианту 110 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Количество, шт (км)	Стоимость, т.р	Капиталовложения, т.р	Отчисления, о.е/год	Затраты, т.р/год	Потери электроэнергии, кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб	Плата за годовую потребляемую энергию, тыс.руб./год
Ячейка трансформатора ТРДН-25000/110	шт	2	35171	70342	0,19	13365	$8,14 \cdot 10^5$	6854	899586
Ячейка выключателя ВГБУ-110	шт	4	34676	138704	0,19	26353	-	-	
Двухцепная ВЛ 110 кВ F=95 мм <sup>2</sup>	км	2	5697	11394	0,15	1709	$9,7 \cdot 10^4$	817	
Итого				220440		41427	$9,11 \cdot 10^5$	7671	
Годовые затраты, тыс.руб./год	907258								

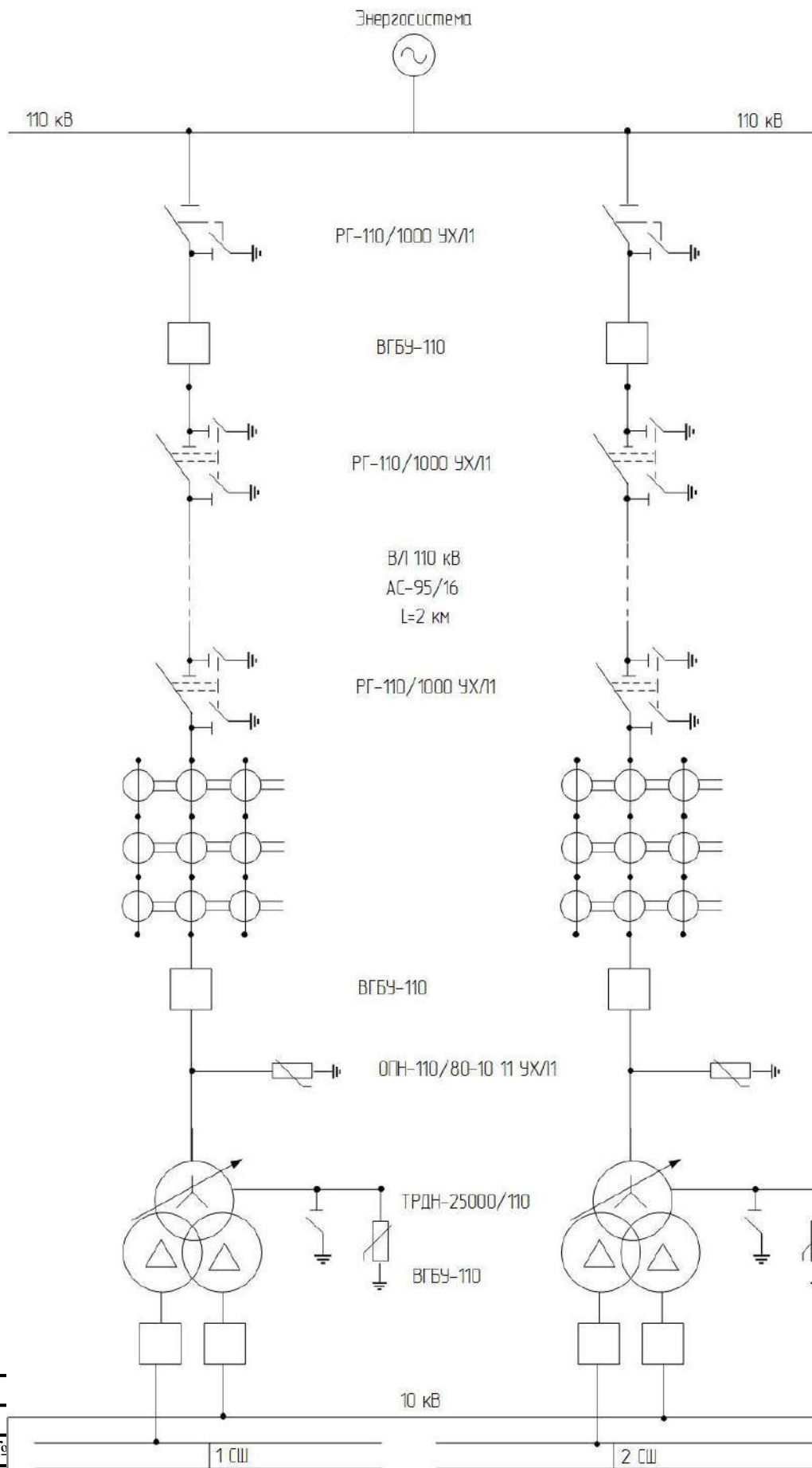
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

51





Изм	Лист	№

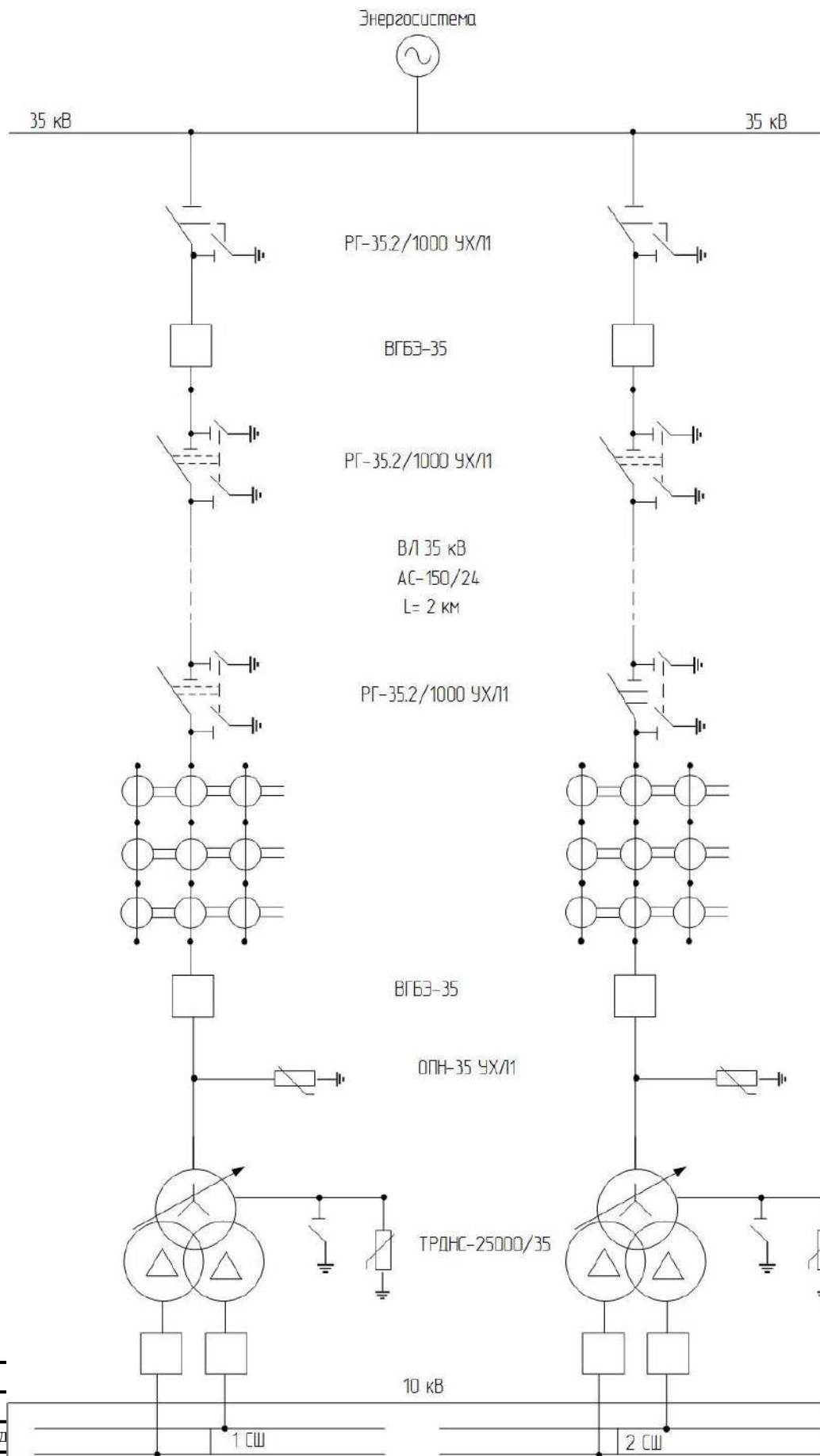
КР	Лист
	52

Определим годовые приведённые затраты варианта схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 кВ

Рисунок 4 - Схема внешнего электроснабжения предприятия 110 кВ

Таблица 16 – Годовые затраты по варианту 35 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Количество, шт (км)	Стоимость, т.р	Капиталовложения, т.р	Отчисления, о.е/год	Затраты, т.р/год	Потери электроэнергии, кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб	Плата за годовую потребляемую энергию, тыс.руб./год
Ячейка трансформатора ТРДНС-25000/35	шт	2	24769	49538	0,19	9412	$7,6 \cdot 10^5$	7524	1057708
Ячейка выключателя ВГБЭ-35	шт	4	9907	39628	0,19	7529	-	-	
Двухцепная ВЛ 110 кВ F=150 мм <sup>2</sup>	км	2	5844	11688	0,15	1753	$4,9 \cdot 10^5$	4851	
Итого				100854		18694	$12,5 \cdot 10^5$	12375	
Годовые затраты, тыс.руб./год	1070083								



Изм	Лист	№ д

ЭР	Лист
	54

Пр Рисунок 5 - Схема внешнего электроснабжения предприятия на 35 т907258 тыс.руб., затраты по варианту с напряжением 35 кВ –1070083тыс.руб.

Рациональное напряжение ближе к стандартному напряжению 110 кВ. Следует отметить следующие преимущества получения питания на более высоком напряжении:

- Ниже тариф на электроэнергию;
- Больше мощность короткого замыкания, что существенно влияет на практически все показатели качества электроэнергии на предприятии в сторону улучшения;
- Вероятно, больше возможности по присоединяемой мощности к энергосистеме, а, следовательно, больше возможностей по расширению предприятия. Напряжение 35 кВ является неперспективным напряжением.

Учитывая выше сказанное, принимаем в качестве рационального напряжения передачи электроэнергии напряжение 110 кВ.

## 5. ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

### 5.1 Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжений распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок 6 кВ и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		55

экономические показатели, в первую очередь приведённые затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

В данной работе согласно «НТП ЭПП-94» принимается напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 и 6 кВ.

## 5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Схема выбрана в соответствии с НТП ЭПП-94.

Схема выполняется одноступенчатая, распределение электроэнергии осуществляется по радиальным и магистральным схемам. Так как имеются потребители второй категории, то предусматривается секционирование во всех звеньях схемы. При радиальном питании применяется глухое присоединение цеховых трансформаторов, а при магистральной схеме питания подстанции перед цеховым трансформатором устанавливаются коммутационные аппараты.

## 5.3 Расчёт питающих линий

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

Результаты расчётов приведены в таблице 17.

Расчётный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (5.1)$$

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

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		56

$$F_3 = \frac{I_{p.k}}{j_3} \quad (5.2)$$

где  $j_3$  – экономическая плотность тока, для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки  $T_M = 4355$  ч/год равна  $1,4$  А/мм<sup>2</sup>.

По результату расчёта выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к  $F_3$ .

Допустимый ток кабеля с учётом условий его прокладки:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_t \cdot I_{доп} > I_{p.k}/n_k \quad (5.3)$$

где  $K_{п}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей,  $K_{п} = 0,84$ ;

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией  $65^{\circ}\text{C}$  и температуре почвы  $25^{\circ}\text{C}$   $K_t = 0,992$ ;

$n_k$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии,  $n_k = 4$ .

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

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{p.k} \quad (5.4)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} > I_{AB}/n_k \quad (5.5)$$

где  $K_{AB}$  – коэффициент перегрузки/

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100 \% \quad (5.6)$$

где  $P_p, Q_p$  – расчётные активная и реактивная нагрузки;

$r_0, x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		58

Таблица 17 – Расчёт питающих линий

№	Конечные пункты линий	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВар	S <sub>р.к.</sub> , кВА	I <sub>р.к.</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Кол-во кабелей	Тип кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>т</sub> , о.е.	Γ <sub>доп</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	Γ <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	Δ U, %
											в норм. реж.	в п/ав. реж.										
Потребители 0,4 кВ																						
1	ТП4 – НРП5	69	75,31	102	147,6	105,4	105,4	4	ААШпУ	Труба (воздух), траншея	73,8		90	0,84	0,992	137,4	1,25	171,8	0,049	0,62	0,083	0,03
2	ТП4-НРП6	33,4	21,27	39,5	57,2	40,8	40,8	4	ААШпУ	Траншея, лотки (воздух)	28,6		65	0,84	0,992	54	1,25	67,7	0,091	1,94	0,102	0,09
3	ТП1 – НРП1	88,3	79,58	118,8	171,7	122,6	122,6	4	ААШпУ	Траншея	85,8		90	0,84	0,992	166,6	1,25	208,3	0,095	0,62	0,083	0,09
4	ТП1 – НРП2	20,1	33,29	38,8	56	40	40,1	4	ААШпУ	Траншея	28		65	0,84	0,992	54	1,25	67,7	0,119	3,1	0,11	0,12
5	ТП1 – НРП3	128	128,93	181,6	262,5	187,5	120	4	ААШпУ	Траншея	131,2	262,5	270	0,84	0,992	224,9	1,25	281,2	0,06	0,25	0,076	0,04
6	ТП1 – НРП4	119	67,94	137	198	141,4	70	4	ААШпУ	Труба (воздух), траншея	99	198	200	0,84	0,992	166,6	1,25	208,3	0,118	0,44	0,08	0,1
Потребители 6 кВ																						
7	ТП2 – КРУ 6 кВ	1273	804,4	1505,8	145	103,6	50	4	ААШпУ	Лотки (воздух)	72,5	145	155	0,84	0,992	129	1,25	161,4	0,071	0,62	0,083	0,42
	КРУ 6 кВ – ТП4	464,2	495,6	679	65,4	46,7	16	4	ААШпУ	Траншея, труба, лотки (воздух)	32,7	65,4	80	0,84	0,992	66,6	1,25	83,3	0,161	1,94	0,102	2,3
8	КРУ 6 кВ – ТП1	645	513,7	824,5	79,4	56,7	16	4	ААШпУ	Траншея, труба, лотки (воздух)	39,7	79,4	80	0,84	0,992	66,6	1,25	83,3	0,185	1,94	0,102	1,6
9	КРУ 6 кВ – ТП3	1926,9	1452,4	2413	232,4	166	120	4	ААШпУ	Лотки (воздух)	116,2	232,4	260	0,84	0,992	216,6	1,25	270,8	0,054	0,258	0,076	0,2

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

59



Продолжение таблицы 17

№	Конечные пункты линий	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВар	S <sub>p.к.</sub> , кВА	I <sub>p.к.</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Кол-во кабелей	Тип кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>t</sub> , о.е.	Γ <sub>доп</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	Γ <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	Δ U, %
											в норм. реж.	в п/ав. реж.										
Кабельные линии 6 кВ																						
10	КРУ 6 кВ - АД1	350	189	397,77	38,32	27,37	10	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	38,32		60	0,84	0,992	49,9	1,25	62,4	0,071	3,1	0,11 <sup>0</sup>	0,54
11	КРУ 6 кВ - АД2	280	151,2	318,21	30,65	21,89	10	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	30,65		60	0,84	0,992	49,9	1,25	62,4	0,062	3,1	0,11	0,38
12	КРУ 6 кВ - ПЭН-1	1400	784	1604,57	154,58	110,41	16	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	154,58		80	0,84	0,992	129	1,25	161,4	0,016	1,94	0,102	0,31
13	КРУ 6 кВ - ПЭН-2	1400	784	1604,57	154,58	110,41	16	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	154,58		80	0,84	0,992	129	1,25	161,4	0,025	1,94	0,102	0,48
14	КРУ 6 кВ - ПЭН-3	1400	784	1604,57	154,58	110,41	16	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	154,58		80	0,84	0,992	129	1,25	161,4	0,046	1,94	0,102	0,89

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

15	КРУ 6 кВ - РВ	280	156,8	320,91	30,91	22,08	10	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	30,91		60	0,84	0,992	49,9	1,25	62,4	0,044	3,1	0,11	0,27
16	КРУ 6 кВ - СН-1	441	246,96	505,44	48,69	34,78	10	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	48,69		60	0,84	0,992	49,9	1,25	62,4	0,037	3,1	0,11	0,35
17	КРУ 6 кВ - СН-2	441	246,96	505,44	48,69	34,78	10	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	48,69		60	0,84	0,992	49,9	1,25	62,4	0,047	3,1	0,11	0,45
18	КРУ 6 кВ - СН-3	441	246,96	505,44	48,69	34,78	10	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	48,69		60	0,84	0,992	49,9	1,25	62,4	0,067	3,1	0,11	0,64
19	КРУ 6 кВ - СН-4	441	246,96	505,44	48,69	34,78	10	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	48,69		60	0,84	0,992	49,9	1,25	62,4	0,071	3,1	0,11	0,68

Продолжение таблицы 17

№	Конечные пункты линий	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВар	S <sub>р.к.</sub> , кВА	I <sub>р.к.</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Кол-во кабелей	Тип кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I <sub>доп.</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>т</sub> , о.е.	Γ <sub>доп.</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	Γ <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	Δ U, %
											в норм. реж.	в п/ав. реж.										
Кабельные линии 10 кВ																						
20	ГРУ 10 кВ – ТП7	181,67	199,1	269,5	15,5	11,1	16	4	ААШПУ	Траншея, труба, лотки (воздух)	7,7		75	0,84	0,992	62,4	1,25	78,12	0,292	1,94	0,113	0,27
21	ТП7 - ТП8	187,6	177,7	258,4	14,9	10,6	16	4	ААШПУ	Траншея, лотки (воздух)	7,4		75	0,84	0,992	62,4	1,25	78,12	0,298	1,94	0,113	0,28
22	ТП7 – ТП9	636,1	513,4	817,4	47,2	33,7	16	4	ААШПУ	Траншея, лотки (воздух)	23,6		75	0,84	0,992	62,4	1,25	78,12	0,386	1,94	0,113	1,24
23	ТП8 – ТП6	607,8	500,3	787,2	45,5	32,5	16	4	ААШПУ	Траншея, лотки (воздух)	22,7		75	0,84	0,992	62,4	1,25	78,12	0,19	1,94	0,113	0,58
24	ТП6 – ТП10	393	304,1	496,9	28,7	20,5	16	4	ААШПУ	Траншея, лотки (воздух)	14,3		75	0,84	0,992	62,4	1,25	78,12	0,208	1,94	0,113	0,41
25	ТП10 – ТП5	325	327	461	26,6	19	16	4	ААШПУ	Траншея, лотки (воздух)	13,3		75	0,84	0,992	62,4	1,25	78,12	0,28	1,94	0,113	0,46
26	ГРУ 10 кВ – ТП2	1273	804,4	1505,8	145	103,6	50	4	ААШПУ	Лотки (воздух)	72,5	145	155	0,84	0,992	129	1,25	161,4	0,071	0,62	0,083	0,42

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

62

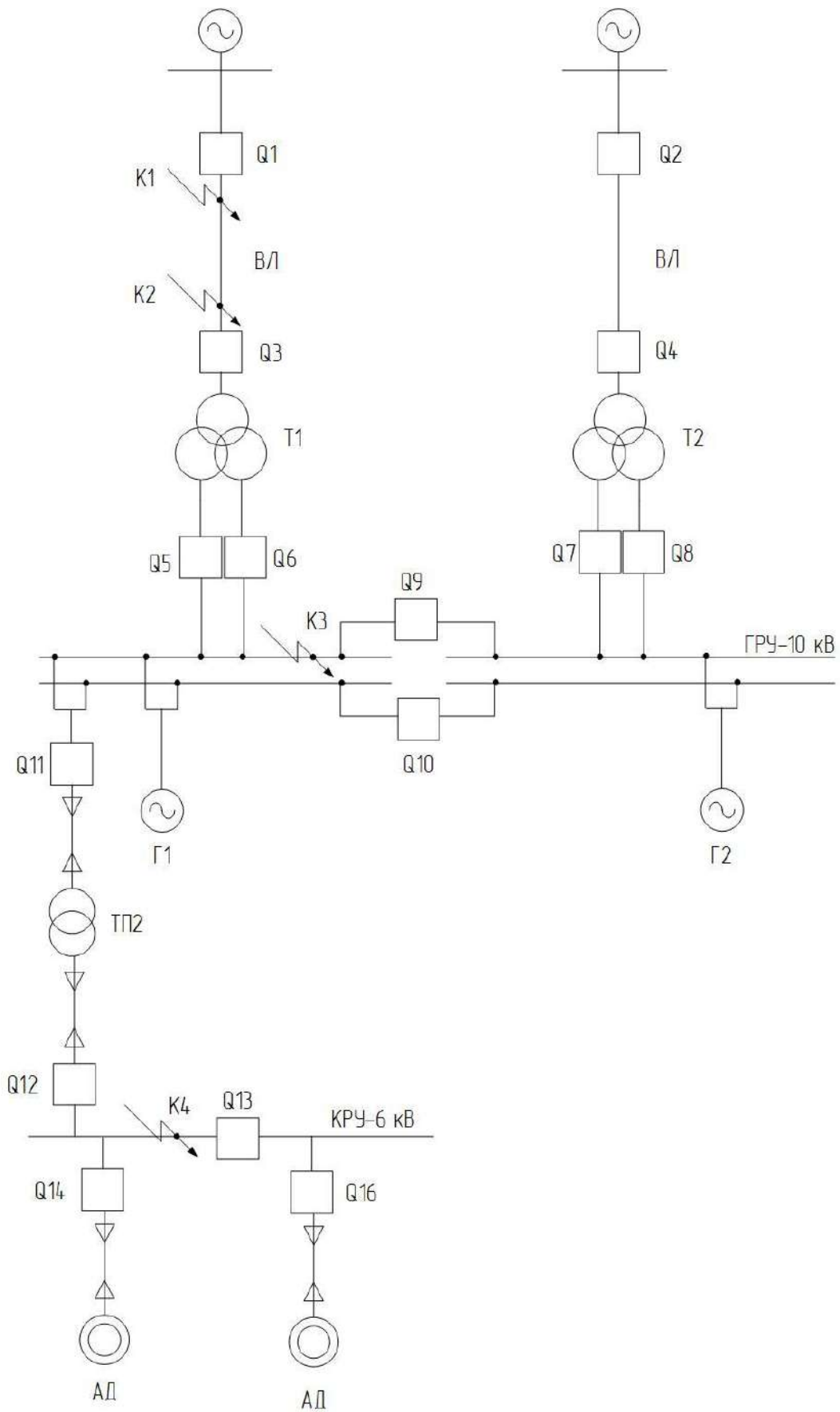
## 6. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производится для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения. При этом достаточно рассмотреть ток трехфазного КЗ в характерных точках СЭС и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети.

Так как мощность КЗ энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы принимать неизменной во времени:  $I_K = I_{П0} = I_{Пт}$ .

Для расчета токов КЗ составим расчетную электрическую схему.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		63



При  
 выборе расчетной точки для расчета токов КЗ  
 Рисунок 6 – Схема для расчета токов КЗ  
 эткого замыкания

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

рассчитывается режим, при котором воздействие токов КЗ на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 и 6 кВ, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора. Отметим, что даже при остановленных генераторах собственные нужды ТЭЦ остаются достаточно заметными, так как помимо выработки электроэнергии ТЭЦ обеспечивает население горячей водой и отоплением. Остаются в работе высоковольтные двигатели (сетевые насосы, дымососы и т. д.)

При определении токов КЗ в точках К1, К2 подпитку от электродвигателей можно не учитывать. В подпитке точки К3 участвуют генераторы, подключенные к секциям сборных шин. В подпитке точки К4 участвуют асинхронные двигатели. При определении тока КЗ в точке К5 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия составляется схема замещения.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		65

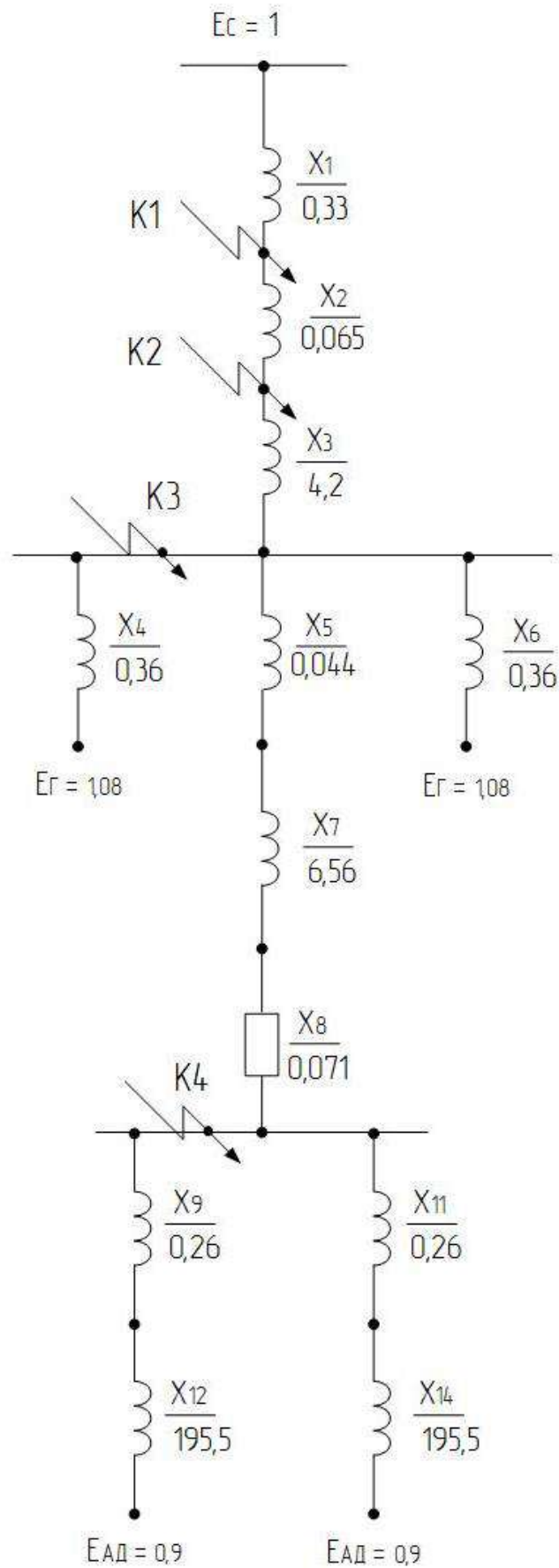


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

66

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_B = 1000$  МВА, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание. Сопротивления системы и ВЛ напряжением 110 кВ уже были определены (см. раздел 4):  $x_1 = x_C = 0,33$ ,  $x_2 = x_{Л} = 0,065$ .

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_3 = x_T = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{н.т}} \quad (6.1)$$

$$x_3 = x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2$$

Реактивное сопротивление генераторов можно найти по формуле:

$$x_4 = x_6 = \frac{x_d'' \cdot U_{ср.ст}^2 \cdot \cos \varphi}{P_G} \quad (6.2)$$

где  $x_d''$  – сверхпроводное сопротивление, для данного генератора равное 0,125;  $P_G$ ,  $\cos \varphi$  – справочные данные генератора, значения которых равны соответственно 30 МВт и 0,8.

$$x_4 = x_6 = \frac{0,125 \cdot 10,5^2 \cdot 0,8}{30} = 0,36$$

Сопротивление кабельных линий:

$$x_{кЛi} = x_{кЛ0i} \cdot l_{кЛi} \cdot \frac{S_B}{U_{ср2}^2} \quad (6.3)$$

$$x_5 = 0,11 \cdot 0,044 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,044$$

$$x_8 = 0,11 \cdot 0,071 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,071$$



Сопrotивление трансформатора 10/6 кВ определяется по выражению (6.1):

$$x_7 = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 9,52$$

Сопrotивление кабельных линий двигателей на I и II секциях шин:

$$x_9 = \frac{x_{\text{ПЭН-1}} + x_{\text{ПЭН-3}} + x_{\text{СН-1}} + x_{\text{СН-3}} + x_{\text{АД-1}} + x_{\text{СН-5}}}{6}$$

$$x_{11} = \frac{x_{\text{ПЭН-2}} + x_{\text{СН-2}} + x_{\text{СН-4}} + x_{\text{АД-2}} + x_{\text{СН-6}} + x_{\text{СН-7}} + x_{\text{РВ}}}{7}$$

$$x_9 = \frac{0,0551 + 0,1007 + 0,1796 + 0,1718 + 0,6671 + 0,7020 + 0,1391}{6} = 0,26$$

$$x_{11} = \frac{0,363 + 0,1014 + 0,0949 + 0,1474 + 0,1343 + 0,702}{7} = 0,26$$

Сопrotивление асинхронных двигателей на I и II секциях шин:

$$x_{12} = x_{\text{АД}} = x'' \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{P_{\text{нi}} / \cos \varphi_i}$$

$$x_{12} = x_{14} = 0,2 \cdot \frac{1000}{0,9 / 0,88} = 195,5$$

Точку К4 полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ цеховой ТП2.

Сопrotивление кабельной линии от КРУ-6кВ до ТП2:

$$x_{10} = 0,11 \cdot 0,044 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,12$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания. Токи КЗ в точках К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub> были определены в разделе 4.

$$I_{\text{К1}} = 15,2 \text{ кА}; I_{\text{К2}} = 12,7 \text{ кА}$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		68

Для расчета тока короткого замыкания в точке КЗ приведем схему замещения (см. рисунок) к виду, приведенному на рисунке

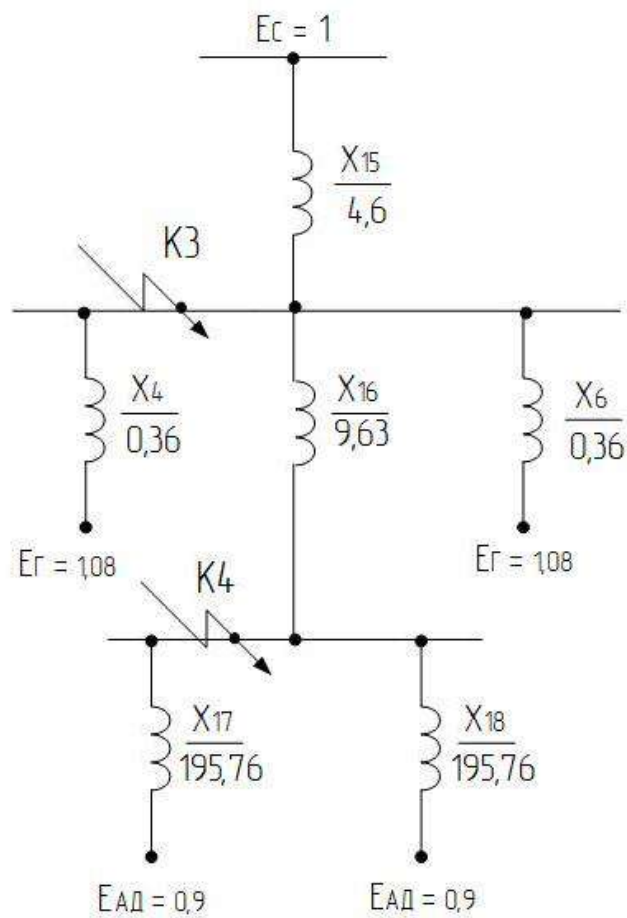


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке К<sub>3</sub>

Сопротивления на рисунке:

$$x_{15} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,33 + 0,065 + 4,2 = 4,6$$

$$x_{16} = x_5 + x_7 + x_8 = 0,044 + 0,071 + 9,52 = 9,63$$

$$x_{17} = x_9 + x_{12} = 0,26 + 195,5 = 195,76$$

$$x_{18} = x_{11} + x_{14} = 0,26 + 195,5 = 195,76$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

69

Выполним преобразования в схеме (рисунок):

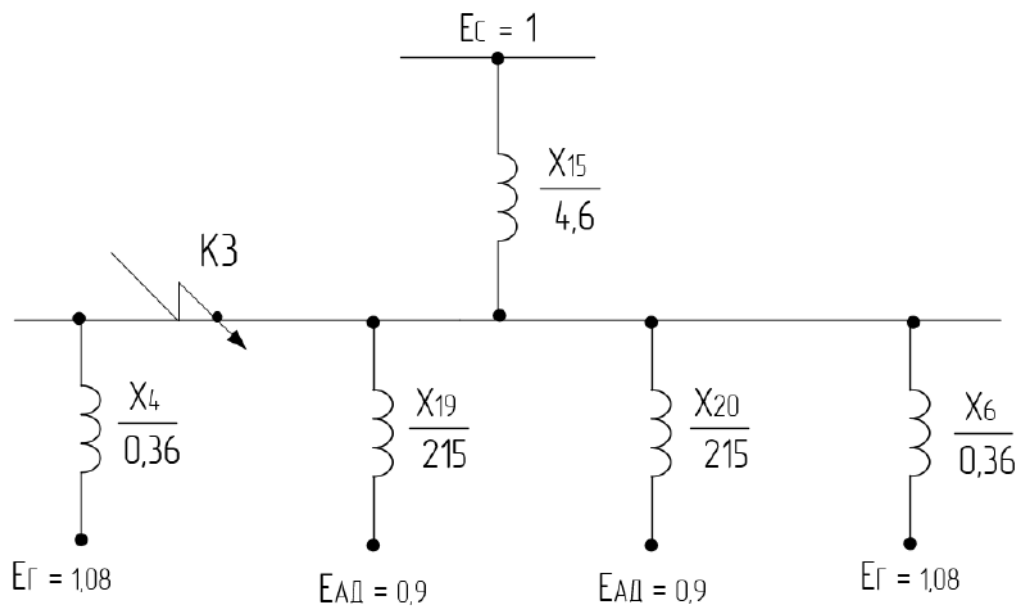


Рисунок 9 – Преобразования в схеме замещения

Сопротивления  $x_{19}$  и  $x_{20}$  найдём по формуле:

$$x_{19,20} = \frac{x_{\Sigma}}{C_{1,2}} \quad (6.4)$$

где  $x_{\Sigma}$  - величина сопротивления, значение которой определяется по формуле (6.4);

$C_{1,2}$  - коэффициент токораспределения для соответствующего участка схемы, представленной на рисунке

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{17} \cdot x_{18}}{x_{17} + x_{18}} + x_{16}$$

$$x_{\Sigma} = \frac{195,76 \cdot 195,76}{195,76 + 195,76} + 9,63 = 107,51$$

Коэффициенты токораспределения определяются по формулам:

$$C_1 = \frac{x_{17}}{x_{17} + x_{18}} \quad (6.5)$$

$$C_2 = \frac{x_{18}}{x_{17} + x_{18}} \quad (6.6)$$

$$C_1 = C_2 = \frac{195,76}{195,76 + 195,76} = 0,5$$

$$x_{20} = x_{19} = \frac{107,51}{0,5} = 215$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке КЗ можно определить по формуле:

$$I_{КЗ(3)} = \frac{U_{ср.ст}}{\sqrt{3} \cdot x_{15}} + \frac{E_{\Gamma} \cdot U_{ср.ст}}{\sqrt{3} \cdot x_4} + \frac{E_{\Gamma} \cdot U_{ср.ст}}{\sqrt{3} \cdot x_6} + \frac{E_{АД} \cdot U_{ср.ст}}{\sqrt{3} \cdot x_{19}} + \frac{E_{\Gamma} \cdot U_{ср.ст}}{\sqrt{3} \cdot x_{20}}$$

где  $E_{\Gamma}$ ,  $E_{АД}$  – сверхпроводные ЭДС соответствующих элементов схемы.

$$I_{КЗ(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,6} + \frac{1,08 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,36} + \frac{1,08 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,36} +$$

$$+ \frac{0,9 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 215} + \frac{0,9 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 215} = 37,74 \text{ кА}$$

Для уменьшения значения тока короткого замыкания во всех присоединениях к шинам ГРУ ТЭЦ необходимо установить токоограничивающие реакторы. Сопротивление реактора можно определить по формуле:

$$x_p = x_{21} - x_{22} \quad (6.7)$$

где  $x_{21}$  – требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения допустимого тока отключения выключателя, установленного в этой же цепи, определяется по формуле (6.8);

$x_{22}$  – сопротивление схемы до шин ГРУ ТЭЦ, определяется по формуле (6.9).

$$x_{21} = \frac{U_{\text{CP}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл}}} \quad (6.8)$$

$$x_{22} = \frac{U_{\text{CP}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}}} \quad (6.9)$$

$$x_{\text{P}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 31,5} - \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 37,74} = 0,03 \text{ Ом}$$

Ориентировочно принимаем для установки реактор с индуктивным сопротивлением 0,14 Ом.

Реальное действующее значение тока периодической составляющей за реактором:

$$I_{\text{П0}} = \frac{U_{\text{CP}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{P,CT}} + x_{22})} \quad (6.10)$$

где  $x_{\text{P,CT}}$  – стандартное значение сопротивления реактора.

$$I_{\text{П0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,14 + 0,16)} = 20,23 \text{ кА}$$

Уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за реактором:

$$U_{\text{ост}} = x_{\text{P}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \quad (6.11)$$

$$U_{\text{ост}} = 0,14 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 20,23}{10,5} \cdot 100 \% = 46,6 \%$$

Остаточное напряжение за реактором не соответствует допустимому значению, которое должно быть больше 65-75 %. Поэтому выбираем реактор с большим сопротивлением - 0,35 Ом.

$$I_{\text{П0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,35 + 0,16)} = 11,9 \text{ кА}$$

$$U_{\text{ост}} = 0,35 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 11,9}{10,5} \cdot 100 \% = 68,6 \%$$

Принимаем к установке реакторы типа РБ 10-1000-0,35У3 со стандартным сопротивлением 0,35 Ом, током электродинамической стойкости 37 кА, током термической стойкости 14,6 кА и временем термической стойкости 8 с. Проверим выбранный реактор на термическую стойкость:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{з}} + t_{\text{В}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{К,доп}} \quad (6.12)$$

где  $I_{\text{тер}}$  - ток термической стойкости для выбранного реактора;

$t_{\text{тер}}$  - время протекания тока термической стойкости.

$$B_{\text{К}} = 11,9^2 \cdot (1 + 0,035 + 0,04) = 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{К,доп}} = 14,6^2 \cdot 8 = 1705 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{К}} = 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{\text{К,доп}} = 1705 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверим выбранный реактор на динамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{П0}} \leq I_{\text{дин.ном}} \quad (6.13)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент в точке КЗ.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 11,9 = 31,8 \text{ кА} \leq 37 \text{ кА}$$

Минимальное сечение кабельных линий, подключенных к шинам ГРУ ТЭЦ, по условию термической стойкости определяется по формуле:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C} \quad (6.14)$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		73

где  $C$  - коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после короткого замыкания и до него. Для алюминия его величина равна 98,5.

$$F_{min} = \frac{\sqrt{152 \cdot 10^6}}{98,5} = 125 \text{ мм}^2$$

Принимаем для установки КЛ сечением 150 мм<sup>2</sup>.

Периодическую составляющую тока КЗ будем считать неизменной:

$$I_{КЗ} = I_{П0} = I_{Пт} = 11,9 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент для точки К<sub>3</sub>  $K_{У3} = 1,94$ .

Ударный ток КЗ в точке К<sub>3</sub> равен:

$$i_{удКЗ} = \sqrt{2} \cdot K_{У} \cdot I_{КЗ} \quad (6.15)$$

$$i_{удЗ} = \sqrt{3} \cdot 1,94 \cdot 11,9 = 39,9 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К<sub>3</sub>:

$$S_{КЗ3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11,9 = 216 \text{ МВА}$$

Для расчёта тока КЗ в точке К<sub>4</sub> обратимся к рисунку.

Величина тока КЗ в точке К<sub>4</sub> будет равна:

$$I_{КЗ(4)} = \frac{U_{ср.ст} \cdot E_{АД}}{\sqrt{3} \cdot x_{17}} + \frac{U_{ср.ст} \cdot E_{АД}}{\sqrt{3} \cdot x_{18}} + \frac{U_{ср.ст} \cdot E_{Г}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{x_4 \cdot x_6 \cdot x_{15}}{x_4 \cdot x_6 + x_4 \cdot x_{15} + x_6 \cdot x_{15}} + x_{16} \right)} +$$

$$+ \frac{U_{ср.ст} \cdot E_{Г}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{x_4 \cdot x_6 \cdot x_{15}}{x_4 \cdot x_6 + x_4 \cdot x_{15} + x_6 \cdot x_{15}} + x_{16} \right)} + \frac{U_{ср.ст}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{x_4 \cdot x_6 \cdot x_{15}}{x_4 \cdot x_6 + x_4 \cdot x_{15} + x_6 \cdot x_{15}} + x_{16} \right)}$$

$$I_{КЗ(4)} = \frac{6,3 \cdot 10^3 \cdot 0,9}{\sqrt{3} \cdot 195,76} + \frac{6,3 \cdot 10^3 \cdot 0,9}{\sqrt{3} \cdot 195,76} + \frac{6,3 \cdot 10^3 \cdot 1,08}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{0,36 \cdot 0,36 \cdot 4,6}{0,36 \cdot 0,36 + 0,36 \cdot 4,6 + 0,36 \cdot 4,6} + 9,63 \right)} +$$

$$+ \frac{6,3 \cdot 10^3 \cdot 1,08}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{0,36 \cdot 0,36 \cdot 4,6}{0,36 \cdot 0,36 + 0,36 \cdot 4,6 + 0,36 \cdot 4,6} + 9,63 \right)} + \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{0,36 \cdot 0,36 \cdot 4,6}{0,36 \cdot 0,36 + 0,36 \cdot 4,6 + 0,36 \cdot 4,6} + 9,63 \right)}$$

$$I_{K3(4)} = 7,93 \text{ кА}$$

Периодическую составляющую тока КЗ будем считать неизменной:

$$I_{K3(4)} = I_{П0} = I_{Пт} = 7,93 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент для точки К<sub>4</sub> К<sub>уд4</sub> = 1,94.

Ударный ток КЗ в точке К<sub>4</sub> равен:

$$i_{уд4} = \sqrt{3} \cdot 1,94 \cdot 7,93 = 26,6 \text{ кА}$$

Мощность КЗ в точке К<sub>3</sub>:

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 7,93 = 86,4 \text{ МВА}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице.

Таблица 18 - Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	Напряжение U <sub>ср</sub> , кВ	Ток, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		I <sub>П0</sub>	I <sub>Пт</sub>	I <sub>уд</sub>	
К <sub>1</sub>	115	15,2	15,2	36,8	276
К <sub>2</sub>	115	12,7	12,7	30,8	231
К <sub>3</sub>	10,5	11,9	11,9	39,9	216
К <sub>4</sub>	6,3	7,93	7,93	26,6	86,4

## 7. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

### 7.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		75



Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по установленной мощности потребителей собственных нужд или берется 0,1% от мощности силовых трансформаторов ГПП (если нельзя точно рассчитать мощность потребителей собственных нужд).

Устанавливаем два трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1\%}{100\%} \cdot S_{\text{ГПП}} = 0,001 \cdot 25000 = 25 \text{ кВА}$$

Таким образом, принимаем к установке 2 трансформатора собственных нужд типа ТМ-2500/10/6,3.

Номинальный ток одного трансформатора:

$$I_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А}$$

## 7.2 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП, выключателей, трансформаторов тока и напряжения

Распределительное устройство (РУ) низшего напряжения (НН) ГПП выполняется комплектным (КРУ), состоящим из шкафов серии КРУ/TEL для внутренней установки. Высоковольтное распределительное устройство для питания двигателей также выполняется комплектным (КРУ), состоящим из шкафов серии КРУ/TEL.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ОРУ 10/6кВ:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{k_{\text{з п/а}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 6} = 337 \text{ А}$$

Ударный ток указан в таблице для точки К<sub>4</sub>.

Тепловой импульс тока КЗ определим по выражению (6.12):

$$B_{\text{К}} = 7,93^2 \cdot (0,01 + 0,08 + 0,12) = 13,2 \text{ кВ}^2 \cdot \text{с}$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		76

где  $T_A = 0,12$  с;

$t_3 = 0,01$  с – выдержка времени срабатывания релейной защиты;

$t_B = 0,08$  с – полное время отключения выключателя типа ВВ/TEL.

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

Таблица 19– Выбор ячеек КРУ 6 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КРУ/TEL
$U_c \leq U_H$	$U_C = 6$ кВ	$U_H = 10$ кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 337$ А	$I_H = 1600$ А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 26,6$ кА	$i_{\text{дин}} = 41$ кА
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 13,2$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 16000^2 \times 3 = 48000$ кА <sup>2</sup> ·с

Вводной и секционный выключатели КРУ 6 кВ принимаются одного типа. В ячейках КРУ типа КРУ/TEL устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL с собственным временем отключения  $t_{\text{св}} = 0,06$  с и полным временем отключения  $t_{\text{пв}} = 0,08$  с.

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{t}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 7,93 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 6,24 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая при отключенном токе для времени  $t$ :

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \beta_H = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,21 = 5,9 \text{ кА}$$

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_A$$

где  $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}$ ,  $t_{\text{откл}} = 0,16$  с;

$t_{\text{рз}} = 0,1$  с - время действия релейной защиты;

$t_{\text{св}} = 0,06$  с - время отключения выключателя.

Результаты выбора выключателей КРУ представлены в таблице.

Таблица 20 – Выбор вводного и секционного выключателей КРУ 6 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные выключателя типа ВВ/TEL
$U_c \leq U_H$	$U_C = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 1011 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	$I_{\text{пт}} = 7,93 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a.t} \leq i_{a.\text{ном}}$	$i_{Aт} = 6,24 \text{ кА}$	$i_{A.\text{ном}} = 8,49 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}} = 7,93 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 26,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_K = 10,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 21 – Выбор выключателей и ТТ схемы внутреннего электроснабжения

КЛ	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ТП2 -КРУ 6 кВ	6	72,5	145	7,93	26,6	ВВ/TEL-10-20/1000- У2-46	ТВЛМ-6-У3
КРУ 6 кВ – ТП4		32,7	65,4				
КРУ 6 кВ – ТП1		39,7	79,4				
КРУ 6 кВ – ТП3		116,2	232,4				
КРУ 6 кВ - АД1		38,32	-				
КРУ 6 кВ - АД2		30,65	-				
КРУ 6 кВ - ПЭН-1		154,58	-				
КРУ 6 кВ - ПЭН-2		154,58	-				
КРУ 6 кВ - ПЭН-3		154,58	-				
КРУ 6 кВ - РВ		30,91	-				
КРУ 6 кВ - СН-1		48,69	-				
КРУ 6 кВ - СН-2		48,69	-				
КРУ 6 кВ - СН-3		48,69	-				
КРУ 6 кВ - СН-4		48,69	-				

Произведём выбор вводного и секционного выключателей ГРУ 10 кВ.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки ГРУ 10 кВ:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{k_{з\text{ п/а}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2023 \text{ А}$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		79

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,9 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 9,36 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая при отключенном токе для времени  $t$ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \beta_H = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,21 = 5,92 \text{ кА}$$

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot t_{откл} + T_a$$

где  $t_{откл} = t_{рз} + t_{св}$ ,  $t_{откл} = 0,16 \text{ с}$ ;

$t_{рз} = 0,1 \text{ с}$  - время действия релейной защиты;

$t_{св} = 0,06 \text{ с}$  - время отключения выключателя.

Результаты выбора выключателей КРУ представлены в таблице

Таблица 22 – Выбор вводного и секционного выключателей ГРУ 10 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные выключателя типа ВВ/TEL
$U_c \leq U_H$	$U_C = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 2023 \text{ А}$	$I_H = 2500 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{\text{ном.откл}}$	$I_{пт} = 11,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a.t} \leq i_{a.ном}$	$i_{At} = 9,36 \text{ кА}$	$i_{A.ном} = 17,82 \text{ кА}$
$I_{п0} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{п0} = 11,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 16 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{уд} = 39,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 23 – Выбор выключателей и ТТ схемы внутреннего электроснабжения

КЛ	Потребители	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>p</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
1Д	РП-1	10	174,4	348,7	11,9	39,9	ВВ/TEL-10- 20/1000-У2-46	ТПЛ-10-У3
19Д	РП-1		174,4	348,7				
3Д	РП-4		143,4	286,7				
4Д	КП-3		82,3	164,6				
17Д	КП-3		82,3	164,6				
7Д	КПД		96,9	193,7				
27Д	КПД		96,9	193,7				
6Д	КП-1		89,1	178,2				
24Д	КП-1		89,1	178,2				
5Д	РП-5		93	186				
11Д	РП-2		116,2	232,5				
13Д	КП-5		186	372				
29Д	КП-5		186	372				
21Д	РП-4		143,4	286,7				
22Д	РП-107		58,1	116,2				

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

### 7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках ГРУ

В ячейках ГРУ устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-10. На вводе в ГРУ 10 кВ и в цепи секционного выключателя устанавливают одинаковые ТТ типа ТШЛ-10.

Выбор ТТ схемы внутреннего электроснабжения представлен в таблице 23.

В качестве примера рассмотрим выбор ТТ, установленного в ячейке вводного выключателя. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ТТ указаны в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор ТТ в ячейке вводного выключателя ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТОЛ-10
$U_c \leq U_H$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 337 \text{ А}$	$I_H = 1600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 26,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 13,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 16000^2 \times 3 = 48000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

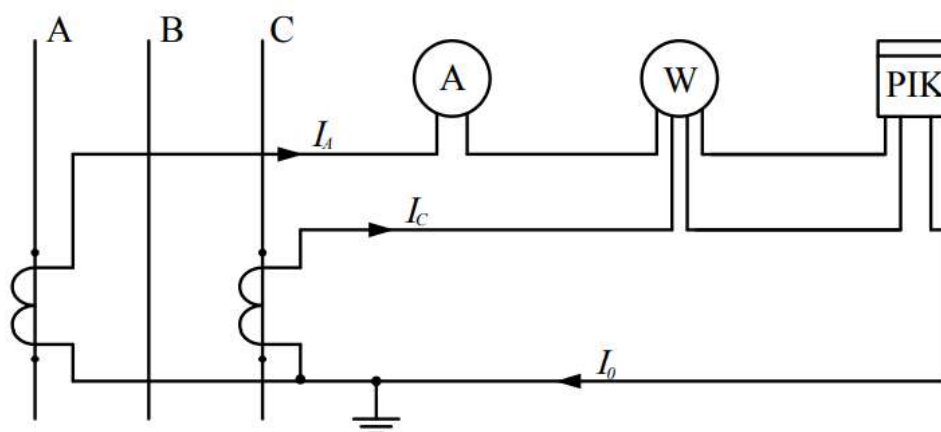


Рисунок 10 – Схема подключения приборов

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Кол-во	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э – 335	1	0,5	-	0
Ваттметр	Д - 335	1	0,5		0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТЗр – 01 – 08А	1	0,1	-	0,1
Итого:			1,1	-	0,6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2Н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,25 \text{ Ом}$$

где  $Z_{2Н} = 0,4 \text{ Ом}$  - номинальная нагрузка трансформатора тока;

$r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$  - переходное сопротивление контактов.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами. Так как ТТ соединены в неполную звезду,  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$ .

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,4} = 0,49 \text{ мм}^2$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода.

Таким образом, в качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель марки АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения



Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_n$$

2. по классу точности,
3. по конструкции и схеме соединения обмоток,
4. по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2н}$$

Для определения вторичной нагрузки  $S_{2\Sigma}$  и желаемого класса точности составляют схему включения приборов и определяют активные и реактивные мощности, потребляемые этими приборами.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник», при этом используется три трансформатора напряжения. При напряжении 10 кВ к установке принимаем три однофазных трансформатора напряжения типа НАМИ10-95 У2. Номинальная мощность одного такого трансформатора равна  $S'_{2н} = 75$  ВА в классе точности 0,5. Перечень приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения, приведен в таблице 25.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность, ВА	
								P, кВт	Q, квар
Ваттметр	шины	Д - 335	2	2	1	-	2	8	-
Вольтметр	шины	Э - 335	2	1	1	-	2	4	-

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

84

Счетчик активной и реактивной энергии	отходящая линия	СЭТЗр – 01 – 08А	2	1	0,38	0,93	29	22,04	53,94
Итого:								34,04	53,94

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34,04^2 + 53,94^2} = 62 \text{ ВА}$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}; 62 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}$$

Значит, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности.

Для присоединения приборов к трансформаторам напряжения принимаем кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10УЗ и втычной разъединитель.

На стороне ВН при напряжении 110 кВ принимаем к установке трансформаторы напряжения типа НКФ-110-58/У1. Номинальная мощность одного такого трансформатора равна:  $S_{2Н} = 400 \text{ ВА}$  в классе точности 0,5.

### 7.5 Проверка кабелей напряжением 6 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 6 кВ схемы внутреннего электроснабжения обязательно проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец КЛ	$I_k$ , кА	$t_{рз}$ , с	$t_{ов}$ , с	$T_a$ , с	$V_k$ , кА <sup>2</sup> · с	C	$F_{тс}$ , мм <sup>2</sup>
-------------------	------------	--------------	--------------	-----------	-----------------------------	---	----------------------------

ТП2 – КРУ 6кВ	11,9	1,4	0,06	0,12	223,7	100	150
КРУ 6 кВ - ТП	9,93	0,6	0,06	0,12	76,9	100	95
КРУ 6 кВ - АД	9,93	0,1	0,06	0,12	27,6	100	70

В таблице 27:

$t_{рз}$  - время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ов}$  - полное время отключения выключателя;

$T_a$  - время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

$C$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля (для кабелей с алюминиевыми жилами),  $A \cdot c^{0,5}/mm^2$ ;

$B_K$  – тепловой импульс тока КЗ;

$F_{ТС}$  – термически стойкое сечение для КЛ согласно выражению:

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

В таблице 28 записаны все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 28 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец 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
ТП2 – КРУ 6 кВ	50	150	ААШпУ (3×150)
КРУ 6 кВ – ТП4	16	95	ААШпУ (3×95)
КРУ 6 кВ – ТП1	16	95	ААШпУ (3×95)
КРУ 6 кВ – ТП3	120	95	ААШпУ (3×95)
ТП7 - ТП8	16	95	ААШпУ (3×95)
ТП7 – ТП9	16	95	ААШпУ (3×95)
ТП8 – ТП6	16	95	ААШпУ (3×95)
ТП6 – ТП10	16	95	ААШпУ (3×95)
ТП10 – ТП5	16	95	ААШвУ (3×95)
КРУ 6 кВ - АД1	10	70	ААШпУ (3×70)
КРУ 6 кВ - АД2	10	70	ААШпУ (3×70)
КРУ 6 кВ - ПЭН-1	16	70	ААШвУ (3×70)
КРУ 6 кВ - ПЭН-2	16	70	ААШвУ (3×70)
КРУ 6 кВ - ПЭН-3	16	70	ААШпУ (3×70)
КРУ 6 кВ - РВ	10	70	ААШпУ (3×70)
КРУ 6 кВ - СН-1	10	70	ААШпУ (3×70)
КРУ 6 кВ - СН-2	10	70	ААШпУ (3×70)
КРУ 6 кВ - СН-3	10	70	ААШпУ (3×70)

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР

Лист

87

## 7.6 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей распределительных устройств цеховых ТП и вводных аппаратов НРП

### 1) Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего напряжения ТП

На вводах цеховых ТП при магистральной схеме питания устанавливаем выключатели нагрузки и предохранители. Результаты выбора сводим в таблицу 29.

### 2) Выбор коммутационной аппаратуры на стороне низшего напряжения ТП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП 630, 400, 1250. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне НН приведен в таблице 30.

Таблица 29 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей на вводах цеховых ТП

№ ТП	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>к</sub> , кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
КРУ 6 кВ – ТП4	6	32,7	65,4	7,93	ВЭЭ(С)-6	ПКТ102-6-80-20 У3
КРУ 6 кВ – ТП1		39,7	79,4			ПКТ102-6-80-20 У3
КРУ 6 кВ – ТП3		116,2	232,4			ПКТ104-6-315-20 У3
ТП7 - ТП8	10	7,4	-	11,9	ВВТЭ-10- 10/630У2	ПКТ101-10-8-31,5 У3
ТП7 – ТП9		23,6	-			ПКТ101-10-31,5-12,5 У3
ТП8 – ТП6		22,7	-			ПКТ101-10-31,5-12,5 У3
ТП6 – ТП10		14,3	-			ПКТ101-10-16-31,5 У3
ТП10 – ТП5		13,3	-			ПКТ101-10-16-31,5 У3

Произведем выбор вводных и секционного автоматических выключателей ТП1.

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме:

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

$$I_{\text{в.в.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1274 \text{ А}$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП1 равен:

$$I_{\text{секц}} = 0,7 \cdot I_{\text{в.в.утяж}} = 892 \text{ А}$$

В качестве вводных и секционного выключателя ТП2 выбираем вакуумные выключатели ВЭЭ(С)-6. Также выберем вводные выключатели НРП.

Таблица 30 – Выбор вводных и секционных выключателей

№ ТП, НРП	Место установки выключателя	Ir, А	Iутяж, А	Тип выключателя	Тип НРП	
ТП4	Вводной	404,5	809	ВЭЭ(С)-6		
	Секционный	566	-			
ТП1	Вводной	637	1274			
	Секционный	892	-			
ТП3	Вводной	1264,5	2529			
	Секционный	1770	-			
ТП7	Вводной	637	1274			ВВЕ-10-20/1000 У3
	Секционный	892	-			ВВ-10У-20/1000 У3
ТП9	Вводной	637	1274			ВВЕ-10-20/1000 У3
	Секционный	892	-			ВВ-10У-20/1000 У3
ТП8	Вводной	637	1274	ВВЕ-10-20/1000 У3		
	Секционный	892	-	ВВ-10У-20/1000 У3		
ТП6	Вводной	637	1274	ВВЕ-10-20/1000 У3		
	Секционный	892	-	ВВ-10У-20/1000 У3		
ТП10	Вводной	637	1274	ВВЕ-10-20/1000 У3		
	Секционный	892	-	ВВ-10У-20/1000 У3		

ТП5	Вводной	637	1274	ВВЕ-10-20/1000 У3	
	Секционный	892	-	ВВ-10У-20/1000 У3	
НРП1	Вводной	85,8	-	ВЭЭ(С)-6	ЩО70-3М-07У3
НРП2	Вводной	28	-		ЩО70-3М-07У3
НРП3	Вводной	131,2	-		ЩО70-3М-07У3
НРП4	Вводной	99	-		ЩО70-3М-07У3
НРП5	Вводной	73,8	-	ВВТЭ-10-10/630 У2	ЩО70-3М-07У3
НРП6	Вводной	28,6	-		ЩО70-3М-07У3

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения. Распределительное устройство ГПП имеет две системы сборных шин, расчет будем вести на одну секцию ввиду их почти одинаковой загруженности.

Сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{т.ном}}^2}$$

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

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

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение трансформатора.

Сопротивление кабельной линии:

$$R_{\text{л}} = \frac{R_0 \cdot L}{n_{\text{л}}}$$

где  $R_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина линии, км;

$n_d$  – число параллельных кабельных линий.

Таблица 31 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Номер ТП	$S_{нт.i}$ , кВА	$Q_{1.i}$ , квар	$\Delta Q_{т.i}$ , квар	$R_{тр.i}$ , МОм	$R_{л.i}$ , Ом
ТП1	630	483,6	30,1	0,77	0,07
ТП3	1250	945,6	129,3	0,31	0,08
ТП4	400	452,8	42,8	1,23	0,003
ТП5	630	298,86	29	2,14	0,13
ТП6	630	451,25	49,1	2,14	0,09
ТП7	630	180,78	18,3	2,14	0,14
ТП8	630	159,81	17,9	2,14	0,14
ТП9	630	461,79	51,6	2,14	0,18
ТП10	630	272	32,1	2,14	0,1
Итого		3706,49	400,2		

Определим удельную стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

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



где  $\alpha = 1462,3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$  – основная ставка тарифа;

$\beta = 1,568 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$  – 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;

$\delta$  – коэффициент, учитывающий потери на передачу и трансформацию электроэнергии, равный 1,07 – 1,11 для сетей напряжением 6 (10) кВ.

$$C_0 = 1,06 \cdot (1462,3 \cdot 12 \cdot 1 + 2742 \cdot 1,568) = 23158 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

Необходимо определить, где установка дополнительных БК экономически выгодна, а где нет.

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{г.кн}} = E \cdot K_{\text{нбк}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{нбк}}$$

где  $E$  – коэффициент амортизационных отчислений, для БК 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.

$$K_{\text{БКН}} = 94,4 \cdot 1,6 \cdot 12000 = 1812480 \text{ руб./Мвар};$$

$$K_{\text{БКВ}} = 94,4 \cdot 1,6 \cdot 6000 = 906240 \text{ руб./Мвар}.$$

$$Z_{\text{г.кн}} = 0,223 \cdot 1812480 + 23158 \cdot 4 = 496815 \text{ руб/Мвар}$$

- для высоковольтных БК (10 кВ):

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

$$Z_{Г.КВ} = E \cdot K_{ВБК} + C_0 \cdot \Delta P_{ВБК}$$

$$Z_{Г.КВ} = 0,223 \cdot 906240 + 23158 \cdot 2 = 248407 \text{ руб/Мвар}$$

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, расчёт эквивалентных сопротивлений проводится следующим образом:

$$R_{\Sigma} = R_{л} + R_{тр}$$

Рассчитаем эквивалентные сопротивления для ТП, питающихся по магистральным линиям.

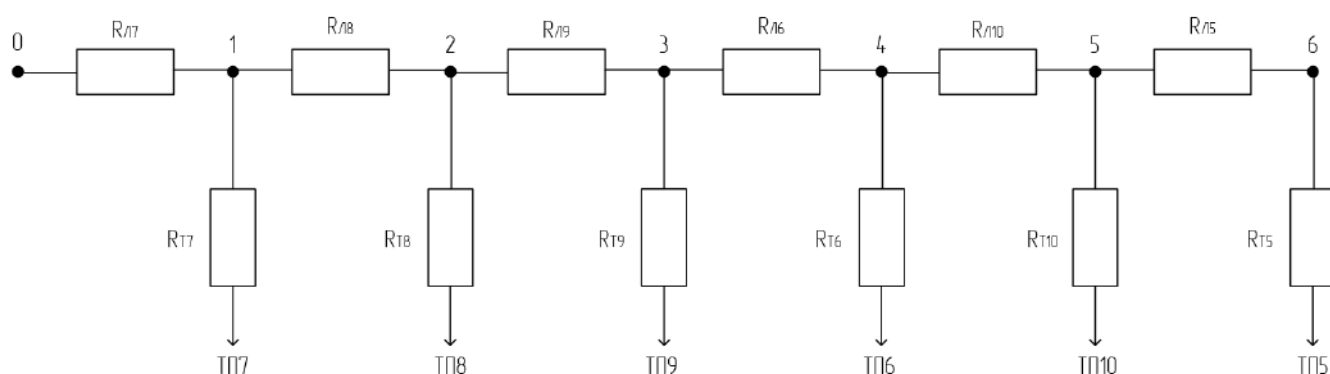


Рисунок 11 – Схема замещения магистральной линии

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_1} = \frac{1}{R_{Т7}} + \frac{1}{R_{Л7} + R_{Т8}}$$

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

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{R_{Л5}}{R_1}\right) \cdot R_1$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{R_{Л7}}{R_1}\right) \cdot (R_{Л8} + R_{Т8})$$

Аналогично рассчитываем эквивалентные сопротивления для остальных точек схемы.

Реактивная мощность источников вычисляется по выражению:

$$Q_{Ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{э,i}}$$

$$Z = \frac{3_{Г.КВ} - 3_{Г.КН}}{2 \cdot \alpha \cdot C_0} = \frac{248407 - 496815}{2 \cdot 10 \cdot 23158} = -0,53 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}$$

$$\alpha = \frac{1000}{U_{НОМ}^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}$$

Результаты занесены в таблицу 33.

Таблица 33 - Расчёт эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

Место установки БК	R <sub>эi</sub> , Ом	Q <sub>ci</sub> , Мвар		Q <sub>ki</sub> , квар	Q <sub>ki</sub> + Q <sub>ci</sub> , квар	Тип принятой стандартной БК	Q <sub>sti</sub> , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	0,85	-0,1	0	0	0	-	-
ТП3	0,39	-0,28	0	77,56	77,56	КРМ-0,4-80-20	80
ТП4	1,23	0,06	0,06	0	64,7	КРМ-0,4-80-20	80
ТП5	2,47	0,11	0,11	0	113,2	КРМ-0,4-125-25	125
ТП6	3,9	0,36	0,36	0	364,4	КРМ-0,4-400-50	400
ТП7	1,25	-0,22	0	0	0	-	-
ТП8	2,56	-0,02	0	0	0	-	-
ТП9	2,61	0,31	0,31	0	310,3	КРМ-0,4-300-50 КРМ-0,4-20-5	320
ТП10	2,42	0,08	0,085	0	85	КРМ-0,4-100-25	100
Итого			0,93	77,56	1015,4		1105

Определим расчётный коэффициент реактивной мощности  $tg\varphi$  на вводе ГПП.

$$tg\varphi_p = \frac{2 \cdot (Q_p + \sum Q_{Ki} - \sum Q_{CTi})}{P_p}$$

где  $Q_p$  - расчетная реактивная нагрузка всего завода, квар, рассчитывается по выражению  $Q_p = \sum_1^n (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{т.гпп}}{2}$ ;

$Q_{CTi}$  – суммарная мощность батарей конденсаторов, квар.

$$tg\varphi_p = \frac{2 \cdot (5405,2 + 77,56 - 1105)}{37747} = 0,48$$

Расчетное значение  $tg\varphi_p$  должно быть равно заданному энергосистемой  $tg\varphi_c$  или незначительно отличаться от него.

## 9. РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ГПП

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

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах,
- 2) межвитковых замыканий на землю,
- 3) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой,
- 4) понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаем следующие виды защит:

- 1) продольная дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания,
- 2) МТЗ без выдержки времени как резервная от внешних многофазных коротких замыканий,
- 3) защита от перегруза,

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

4) газовая защита.

### 9.1 Продольная дифференциальная защита

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

Защита выполняется с помощью дифференциального реле.

1. Определяются первичные номинальные токи силового трансформатора, максимальные рабочие токи, выбираются трансформаторы тока и находятся соответствующие вторичные токи в плечах защиты. Трансформаторы тока, соединенные в треугольник (ВН), выбираются по первичному току для того, чтобы вторичные токи не превышали величину 5 А.

Таблица 34 - Расчет токов для выбора ТТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		ВН	НН
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{НОМ} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131$	$I_{НОМ} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1445$
Максимальный рабочий ток, А	$I_{МАХ.РАБ.} = 1,4 \cdot I_{НОМ}$	$I_{МАХ.РАБ.} = 1,4 \cdot 131 = 187,6$	$I_{МАХ.РАБ.} = 1,4 \cdot 1445 = 2023$
Схема соединения трансформаторов тока		Треугольник	Звезда
Условие выбора ТТ для высокой стороны	$\sqrt{3} \cdot I_{НОМ}$	$\sqrt{3} \cdot 131 = 226,6$	-
Тип трансформатора тока		ТЛ-10-2У3 $I_{1.НОМ} = 300$ А	ТЛ-10-20У3 $I_{1.НОМ} = 3000$ А
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	$n_T$	$n_T = \frac{300}{5} = 60$	$n_T = \frac{3000}{5} = 600$
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{2НОМ} = \frac{K_{СХ}}{n_T} \cdot I_{НОМ}$	$I_{НОМ} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 131 = 3,77$	$I_{НОМ} = \frac{1}{600} \cdot 1445 = 2,4$

За основную принимаем высокую сторону, так как по расчетам на этой стороне наибольшее значение вторичного тока.

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

Ток срабатывания защиты предварительно определяется:

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

$$I'_{НБ} = K_{ОДН} \cdot K_A \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ.МАХ}^{(3)} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 11,9 \cdot 10^3 = 595 \text{ А}$$

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

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

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

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot K_{ОДН} + \Delta N_{РЕГ}) \cdot I_{КЗ.МАХ}^{(3)} = (0,1 \cdot 0,5 + 0,09) \cdot 11,9 \cdot 10^3 = 1666 \text{ А}$$

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

Предварительное значение тока срабатывания

– по условию отстройки от токов небаланса:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot (I'_{НБ} + I''_{НБ}) = 1,2 \cdot (595 + 1666) = 2713,2 \text{ А}$$

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

– по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{НОМ}^{ВН} = 1,3 \cdot 131 = 170,3 \text{ А}$$

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

Из двух токов срабатывания выбирается наибольший.

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

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

Для двухобмоточных трансформаторов и для ориентировочных расчетов защиты трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов коэффициент чувствительности может быть определен по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(m)} \cdot K_{\text{схN}}^{(m)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} \quad (9.1)$$

где  $I_{\text{к.мин}}^{(m)}$  – минимальное значение тока короткого замыкания вида  $m$  ( $m = 2$  – двухфазное КЗ) в защищаемой зоне;

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

Таблица 35 - Значения коэффициента схемы

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

Таблица составлена исходя из следующего:

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

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

Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяем по току двухфазного короткого замыкания, приведенному к высшему напряжению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.min}}^{(2)} \cdot K_{\text{схN}}^{(2)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} = \frac{10,3 \cdot 10^3 \cdot 1}{2713,2 \cdot 1} = 3,79$$

Определяется число витков насыщающегося трансформатора реле для основной стороны

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} \quad (9.2)$$

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

Полученное число витков насыщающегося трансформатора уточняется с учетом составляющей  $I''_{\text{нб}}$ .

Таблица 36 - Расчет числа витков реле РНТ-565

№ пп	Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения
1	Расчетный ток срабатывания на основной стороне, А	$I_{\text{ср.п.осн}} = \frac{K_{\text{сх}}^{\text{ВН}}}{n_{\text{ТВВ}}} \cdot I_{\text{сз}} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 2713,2$	78,2
2	Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной стороны, витки	$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{78,2}$	1,27
3	Принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны, витки	$\omega_{\text{осн}}$	1
4	Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{\text{ср.осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{\omega_{\text{осн}}} = \frac{100}{1}$	100



5	Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{\text{неосн.расч}} = \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{2\text{осн}}}{I_{2\text{неосн}}} =$ $= 1 \cdot \frac{3,77}{2,4}$	1,57
6	Принятое число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{\text{неосн}}$	2
7	Составляющая тока небаланса $I'''_{\text{НБ}}$ , А	$I'''_{\text{НБ}} = \frac{\omega_{\text{неосн.расч}} - \omega_{\text{неосн}}}{\omega_{\text{неосн.расч}}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ $I'''_{\text{НБ}} = \frac{1,57 - 2}{1,57} \cdot 11,9 \cdot 10^3$	3259
8	Уточненное значение тока срабатывания защиты $I_{\text{сз}}$ , А	$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot (I'_{\text{НБ}} + I''_{\text{НБ}} + I'''_{\text{НБ}})$ $I_{\text{сз}} =$ $= 1,2 \cdot (595 + 1666 + 3259)$	6624
9	Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I'_{\text{ср.р.осн}} = \frac{K_{\text{сх}}^{\text{ВН}}}{n_{\text{ТВВ}}} \cdot I_{\text{сз}}$ $I'_{\text{ср.р.осн}} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 6624$	190

Продолжение таблицы 36

№ пп	Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения
10	Окончательно принятое число витков НТТ реле для установки на основной стороне (110 кВ) и неосновной стороне (10 кВ), витки	$\omega_{\text{осн}}$ $\omega_{\text{неосн}}$	1 2

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

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗmin}}}{I_{\text{сз}}} > 2; \frac{10,3 \cdot 10^3}{6624} = 2,5 > 2$$

Если рассчитанная защита имеет достаточную чувствительность, то она может быть рекомендована к установке.

Принимается к установке релеРТ 40/100 (100-200) с параллельным соединением катушек, и находится ток уставки реле

$$\sum Q = \frac{I_{CP}}{I_{min}} - 1 = \frac{190}{100} - 1 = 0,9$$

Принимаем сумму уставок 1.

$$I_{уст} = \left(1 + \sum Q\right) \cdot I_{MIN} = (1 + 0,9) \cdot 100 = 190 \text{ А}$$

Уточняем ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = \frac{I_{уст} \cdot n_T}{\sqrt{3}} = \frac{190 \cdot 60}{\sqrt{3}} = 6580 \text{ А}$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		101

## 9.2. Защита от внешних коротких замыканий

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

$$I_{МАХРАБ} = \frac{S_{Т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{1НОМ}} = \frac{25 \cdot 10^6 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 184 \text{ А}$$

здесь  $U_{1НОМ}$  – первичное напряжение трансформатора Т1.

Выбирается трансформатор тока на стороне ВН ТПЛК-10-У3.

$$n_{Т1} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{200}{5} = 40$$

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

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

$$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_{В}} \cdot I_{maxраб} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 184 = 215 \text{ А}$$

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

Определяется коэффициент чувствительности основной зоны  $K_{ч.ОСН}$  и резервной зоны  $K_{ч.РЕЗ}$

$$K_{ч.ОСН} = \frac{I_{КЗmin}}{I_{СЗ}} > 1,5; \frac{10,3 \cdot 10^3}{215} = 48 > 1,5$$

$$K_{ч.РЕЗ} = \frac{I_{КЗmin} \cdot U_{2ср}}{I_{СЗ} \cdot U_{1ср}} > 1,2; \frac{10,3 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 10^3}{215 \cdot 110 \cdot 10^3} = 4,3 > 1,2$$

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

### 9.3. Защита от перегруза

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

$$I_{МАХРАБ} = \frac{S_{Т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{1НОМ}} = \frac{25 \cdot 10^6 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 184 \text{ А}$$

Коэффициент схемы  $K_{СХ} = 1$ .

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

$$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{maxраб} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 184 = 215 \text{ А}$$

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

$K_B = 0,9$  - коэффициент возврата;

Ток срабатывания реле:

$$I_{СР.Р} = \frac{K_{СХ}}{n_{Т1}} \cdot I_{СЗ} = \frac{1}{60} \cdot 215 = 3,58 \text{ А}$$

Принимается к установке реле РСТ 11-19-х (1,5-6) и находится ток уставки реле

$$\sum Q = \frac{I_{СР}}{I_{min}} - 1 = \frac{3,58}{1,5} - 1 = 1,38$$

Принимаем сумму уставок 1.

$$I_{УСТ} = \left(1 + \sum Q\right) \cdot I_{MIN} = (1 + 1,4) \cdot 1,5 = 3,6 \text{ А}$$

Уточняется ток срабатывания защиты

$$I_{СЗ} = I_{УСТ} \cdot n_T = 3,6 \cdot 60 = 216 \text{ А}$$

#### 9.4. Газовая защита

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

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

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

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		104

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована система электроснабжения ТЭЦ предприятия АО «ММЗ» и северной части промзоны. В результате была принята схема внешнего электроснабжения, выбрано необходимое электротехническое оборудование. Кроме того, были рассмотрены два варианта внутреннего электроснабжения, в результате чего был принят наиболее подходящий из них, выбраны трансформаторы цеховых ТП с учётом надёжности их электроснабжения. Также был произведён расчёт релейной защиты трансформатора ГПП и решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия путём установки в разных её узлах батарей конденсаторов. В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надёжности и условиям окружающей среды на заводе.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576;
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с;
3. Ершов А.М., Петров О.А. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1; - Челябинск, ЧПИ, 1987 – 57 с;
4. Ершов А.М., Петров О.А. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2; - Челябинск, ЧПИ, 1987 – 44 с;
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
6. Неклепаев Б.Н, Крючков И.Л. Электрическая часть станций и подстанций. Изд. 4-е; - М.: Энергоатомиздат, 1989 – 607 с.
7. Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
9. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 72 с.
10. Схемы и конструкции распределительных устройств / Л. И. Двоскин. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1985. - 240 с.

					13.03.02.2021.183.46.03 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		106