

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

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

Факультет электротехнический

Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Голощапов С.С.

_____ 2021 г.

Электроснабжение группы цехов литейно – механического завода
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.033. 2021.00.00 ПЗ ВКР

	Автор проекта
	студент группы <u>МиЭт-549</u>
	_____ / <u>Габидулин В.М</u> подпись ФИО
	2021 г.
	Руководитель проекта
	<u>к.т.н., доцент</u> должность
	_____ / <u>Валеев Г.С./</u> подпись ФИО
	2021 г.
	Нормоконтроль
	<u>д.т.н., профессор</u> должность
	_____ / <u>Четошникова Л.М./</u> подпись ФИО
	2021 г.

АННОТАЦИЯ

Габидулин В.М. Электроснабжение группы цехов литейно – механического завода. Миасс: ЮУрГУ, ЭТФ, 2021 г, 137 страниц, 29 рисунков, 48 таблицы. Библиография литературы – 11 наименований, 5 листа формата А1.

В данном курсовом проекте был произведен расчет электроснабжения группы цехов литейно – механического завода, который расположен на Южном Урале (Челябэнерго). В ходе расчетов был произведен расчет нагрузок по предприятию в целом, был найден центр электрических нагрузок (ЦЭН) на основании которого было выбрано месторасположение главной понизительной подстанции (ГПП). Затем последовал выбор трансформаторных подстанций (ТП) и низковольтных распределительных пунктов (НРП). Так же было выбрано рациональное напряжение внешнего электроснабжения, на основании которого произведен выбор оборудования внешнего электроснабжения предприятия. На основании полученных данных и информации из соответствующей литературы была построена схема внутреннего электроснабжения предприятия и выбрано соответствующее оборудование. В завершении проекта была рассчитана компенсация реактивной мощности, показатели качества электроэнергии (ПКЭ).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР			
Разраб.		Габидулин			Электроснабжение группы цехов литейно – механического завода	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Валеев Г.С.					8	137
Реценз.					ЮУрГУ Кафедра Автоматики			
Н. Контр.		Валеев Г.С.						
Утверд.								

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование	Номер страни цы
	Технический паспорт проекта.....	11
	Введение.....	12
	Краткие сведения о технологическом процессе производства, среде цехов, данные об электроприемниках, режиме их работы и категории по надёжности электроснабжения	13
1	Расчёт электрических нагрузок группы цехов литейно- механического завода	15
1.1	Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	15
1.2	Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	23
1.3	Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	29
2	Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия.....	32
3	Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения, типа и мощности трансформаторов ГПП предприятия.....	39
4.	Выбор оборудования внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ. Расчет технико-экономических показателей схемы электроснабжения внешнего электроснабжения предприятия.	44
4.1	Выбор оборудования внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ. Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия	44
4.2	Выбор оборудования внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ. Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия	45
4.3	Технико-экономическое обоснование схемы питания высоковольтных электроприемников	65
5.	Выбор величины напряжения. Схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Расчет питающих линий.	69
5.1	Выбор величины напряжения.	69
5.2	Построение схемы внутривозовского электроснабжения	69
5.3	Конструктивное выполнение электрической сети	70
6.	Расчет токов короткого замыкания	76
7.	Выбор внутреннего электроснабжения предприятия	83

7.1	Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.....	83
7.2	Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понизительной подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения	84
7.3	Выбор выключателей 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока	90
7.4	Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции	91
8.	Компенсация реактивной мощности	93
8.1	Описание схемы электроснабжения	93
8.2	Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности	95
8.3	Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками	95
8.4	Определение эквивалентных активных сопротивлений	96
8.5	Определение реактивной мощности источников	97
8.6	Определение мощности высоковольтной БК	
9.	Оценка показателей качества напряжения	100
10.	Выбор и обоснование режима нейтрали электрических сетей	103
11.	Расчет релейной защиты, установленной на секционном выключателе Q1	109
11.1	МТЗ от внешних коротких замыканий трансформатора с выдержкой времени	109
11.2	МТЗ секционного выключателя Q1 с выдержкой времени	112
12.	Спецвопрос. Обоснование целесообразности установки на ГПП ремонтной перемычки	116
13.	Безопасность жизнедеятельности	125
13.1	Установка заземляющих ножей, выбор системы блокировки разъединителей с выключателями и заземляющими ножами	125
13.2	Основные габариты и разрывы, обеспечивающие безопасность работ и осмотра оборудования на открытом распределительном устройстве	
13.3	Расчет защитного заземления ОРУ	130
	Заключение	136
	Библиографический список	137

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 12951 кВт.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 8760 кВт.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 2 и 3 категорий.
4. Полная расчетная мощность 19169 кВА;
5. Коэффициент реактивной мощности:
 - заданный системой: $tg\phi = 0,5$
 - расчетный: $tg\phi = 0,22$
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2860 МВА,
8. Тип и сечение питающих линий: ВЛ-110 кВ, АС-70/11;
9. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 18 км;
10. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции 2хТДН-16000/110.
11. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
12. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМЗ, мощностью : 1600, 1000, 400 кВА;
13. Тип и сечение кабельных линий: ААП2лШВ (3*35), ААП2лШВ (3*70), ААП2лШВ (3*95).

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Целью развития энергетики РФ является, с одной стороны, максимальное содействие социально-экономическому развитию страны, - укрепление и сохранение позиций РФ в мировой энергетике, как минимум, на период до 2035 года.

Настоящая Стратегия базируется как на оценке опыта реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года, так и на анализе существующих тенденций и новых системных вызовов развитию энергетики, учитывает возможные колебания внешних и внутренних условий экономического развития России. При этом представленные в Концепции важнейшие цели и долгосрочные качественные ориентиры перехода экономики страны на инновационный путь развития рассматриваются как инвариантные, несмотря на возможные последствия начавшегося в 2008 году глобального экономического кризиса. Те же требования предъявляются к важнейшим целям и долгосрочным качественным ориентирам настоящей Стратегии.

Главная идея мероприятий Программы состоит в том, чтобы в сжатые сроки сделать российскую экономику вновь привлекательной для инвестиций частного бизнеса, а экономический рост превратить в источник роста благосостояния всех слоев населения. Решение этой задачи отнюдь не требует колоссальных бюджетных расходов и может быть осуществлено за счет имеющихся у бизнеса и государства ресурсов.

Потребление электроэнергии к 2030 году планируется в объёме 1740—2164 млрд кВт·ч, мощность электростанций к 2030 году должна составить 355—445 ГВт, в том числе АЭС 52-62 ГВт, ГЭС и ВИЭ 91-129 ГВт, ТЭС 212—254 ГВт[6]. Доля безуглеродных электростанций (АЭС, ГЭС, ВИЭ) к 2030 году по сравнению с 2008 годом должна возрасти с 32,5 % до 38 %, доля газа в топливном

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

балансе электроэнергетики снизиться с 70 % до 60-62 %, доля угля — возрасти с 26 до 34-36 %. КПД угольных электростанций должен возрасти с 34 % до 41 %, газовых электростанций — с 38 % до 53 %

**КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ
ПРОИЗВОДСТВА, СРЕДЕ ЦЕХОВ, ДАННЫЕ ОБ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКАХ,
РЕЖИМЕ ИХ РАБОТЫ И КАТЕГОРИИ ПО НАДЕЖНОСТИ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Литейно – механический завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго).

ООО Литейно-Механический Завод «Урал» - динамично развивающаяся компания с многолетним опытом работы. Основная деятельность предприятия — литье металла по газифицированным моделям (ЛГМ).



Завод производит более 500 наименований продукции из стали и чугуна. Вся выпускаемая продукция соответствует всем требованиям ГОСТов, ТУ, рабочим чертежам и техническим требованиям к отливаемым деталям.

Производство: изготовление отливок из чугуна, отливка деталей из стали, литье стали ЛГМ.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

Продукция: Запасные части и комплектующие для промышленного оборудования, к станкам, бензопилам, запчасти для дробилок ДО-1М, производство запчастей к одновалковой дробилке ДО-1М, которая предназначена для дробления кусков каменного и бурого угля, БРС (быстроразъемные соединения - элемент соединения шлангов, рукавов, различных частей промышленного оборудования), металлургическое оборудование

Завод располагает всем необходимым оборудованием для полного цикла производства деталей из металла. Производство включает в себя: технический отдел, модельный и литейный цеха, а также цех механической обработки. Дополнительно для производства и металлообработки имеется камера порошкового окрашивания и сварочный пост.

Данный объект электроснабжения состоит из шести основных цехов (сталелитейный цех, чугунолитейный цех, кузнечно-прессовый цех, шаропрокатный цех, термообрубной цех, модельный цех), двух вспомогательных цехов (ремонтно-механический цех, блок механических цехов), также имеются компрессорная, кислородная станция, котельная, заводоуправление, склад готовой продукции, учебный корпус.

По надежности электроснабжения завод можно отнести ко второй категории, также на предприятии имеется заводоуправление, учебный корпус которые относятся к третьей категории.

Электроприемники завода питаются на переменном токе промышленной частоты 50 Гц, преимущественно все они трехфазные.

Грунт характеризуется высокой коррозионной активностью, также в грунте завода присутствуют блуждающие токи. Присутствуют значительные колебания и растягивающие усилия в грунте.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГРУППЫ ЦЕХОВ ЛИТЕЙНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЗАВОДА

1.1 Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

Таблица 1 – Оборудование электроремонтного цеха литейно-механического завода

№ п.п	Наименование оборудования	Рном, кВт	Количество потребителей
Термическое отделение			
1	Печь сопротивления	55	4
2	Молот пневматический	20	2
3	Молот пневматический	10	3
4	Пресс гидравлический	10	2
5	Вентилятор	10	4
6	Вентилятор поддувка	4,5	2
Заготовительное отделение			
7	Сварочный аппарат	30	2
8	Ножницы гильотинные	7	3
9	Вальцы листогибочные	22	3
10	Пресс гидравлический	10	1
11	Пресс гидравлический	27	2
12	Станок радиально-сверлильный	12	3
13	Вентилятор калориферный	14	4
14	Станок наждачный	5	2
15	Вентилятор наждака	2,8	2
16	Вентилятор	10	3
17	Кран-балка	12	2
Инструментальное отделение			
18	Станок токарно-винторезный	16,2	3
19	Станок токарно-винторезный	30	3
20	Станок токарно-винторезный	42,4	2

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

ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР

Лист

9

21	Станок радиально-сверлильный	12	3
22	Станок кругло-шлифовальный	7,2	4
23	Станок вертикально-сверлильный	1	5
24	Станок заточный	1	4
25	Станок наждачный	4,5	4
26	Вентилятор наждака	10	4
27	Станок продольно-строгальный	48,2	2
28	Станок плоско-шлифовальный	15,8	2
29	Станок токарно-револьверный	13	3
30	Станок расточной	11,9	2
31	Станок зубофрезерный	15,8	2
32	Станок зубодолбежный	11,7	2
33	Станок горизонтально фрезерный	13,1	3
34	Станок вертикально-фрезерный	13	2

35	Станок долбежный	10,9	3
36	Станок строгальный	8	2
37	Установка высокочастотная	60	2
38	Станок импульсный	40	1
39	Станок отрезной ножовочный	2,7	4
40	Станок отрубной	5	3
41	Кран-балка	12	2

Сварочное отделение

42	Установка сварочная многопостовая, однофазная, УНОМ = 380 В	76	3
43	Манипулятор сварочный	41,7	2
44	Преобразователь сварочный	30	1
45	Аппарат сварочный, однофазная, УНОМ = 380 В	40	1
46	Ножницы гильотинные	7	3
47	Вентилятор	20	2
48	Кран-балка	12	3

Отделение металлоконструкций

49	Аппарат сварочный	30	3
50	Вентилятор	7,5	3
51	Вентилятор-калорифер	14	4
52	Кран-балка	12	1
49	Аппарат сварочный	30	3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР

Лист

10



Рисунок 1 - План механического цеха

Расчетные мощности P_p и Q_p определяются по формулам: [1]

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаі} P_{номі} \quad (1.1)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаі} P_{номі} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (1.2)$$

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

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

K_{pa} – расчетный коэффициент активной мощности; определяется по справочным материалам $K_{pa} = f(n_э; k_{иа})$;

K_{pp} – расчетный коэффициент реактивной мощности:

$$K_{pp} = \frac{1}{1 + 6\sqrt{n_э}} \quad (1.3)$$

$n_э$ - эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_1^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_1^n P_{ном.i}^2} \quad (1.4)$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.5)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.6)$$

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

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

$$K_{ua \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{uai} P_{ном.i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}} \quad (1.7)$$

$$\text{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{uai} P_{ном.i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{uai} P_{ном.i}} \quad (1.8)$$

Остальные значения величин в итоговых строках по каждой ШР таблицы 1 определяются суммированием величин в столбцах.

В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) - (1.8) полученные данные сводим в таблицы 2 и 3.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Таблица 1 - Расчёт нагрузок по механическому пеху
Таблица 4 — 4

№	Исходные данные				Справочные			Расчетные величины					Расчетные мощности				
	по заданию технологов	Количество о ЭП на участке n	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт		$k_{на}$	$\cos(\varphi)$	$\operatorname{tg}(\varphi)$	$k_{на} P_{ном}$	$K_{на} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)$	$n \cdot P_{ном}^2$	n_3	$K_{ра}$	$K_{гпр}$	P_p	Q_p	S_p	$I_p / I_{пик}$
			$P_{ном1}$	$P_{ном2} = \sum_{i=1}^n P_{номi}$													
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Термическое отделение (ШР - 1)																	
1	Печь сопротивления	4	55	220	0,8	0,96	0,29	176	51,33	12100							
2	Молот пневматический	2	20	40	0,24	0,65	1,17	9,6	11,22	800							
3	Молот пневматический	3	10	30	0,24	0,65	1,17	7,2	8,42	300							
4	Пресс гидравлический	2	10	20	0,18	0,65	1,17	3,6	4,21	200							
5	Вентилятор	4	10	40	0,7	0,8	0,75	28	21,00	400							
6	Вентилятор поддувка	2	4,5	9	0,7	0,8	0,75	6,3	4,73	40,5							
	Итого по ШР-1	17		359	0,64	0,92	0,44	230,7	100,91	13840,5	9,31	1,03	1,05	237,62	106,42	260,36	395,58
Заготовительное отделение (ШР-2)																	
7	Сварочный аппарат	2	30	60	0,4	0,5	1,73	24	41,57	1800							
8	Ножницы гильотинные	3	7	21	0,18	0,65	1,17	3,78	4,42	147							
9	Вальцы листогобочные	3	22	66	0,18	0,65	1,17	11,88	13,89	1452							
10	Пресс гидравлический	1	10	10	0,18	0,65	1,17	1,8	2,10	100							
11	Пресс гидравлический	2	27	54	0,18	0,65	1,17	9,72	11,36	1458							
12	Станок радиально-сверильный	3	12	36	0,13	0,4	2,29	4,68	10,72	432							
13	Вентилятор калориферный	4	14	56	0,7	0,8	0,75	39,2	29,40	784							
14	Станок наждачный	2	5	10	0,13	0,4	2,29	1,3	2,98	50							
15	Вентилятор наждака	2	2,8	5,6	0,7	0,8	0,75	3,92	2,94	15,68							
16	Вентилятор	3	10	30	0,7	0,8	0,75	21	15,75	300							
17	Кран-балка	2	12	24	0,2	0,5	1,73	4,8	8,31	288							
	Итого по ШР-2	27		372,6	0,34	0,66	1,14	126,08	143,45	6826,68	20,34	1	1,04	126,08	148,75	195,00	296,27

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Инструментальное отделение 1 (ИПР-3)																
18	Станок токарно-винторезный	3	16,2	48,6	0,18	0,65	1,17	8,748	10,23	787,32						
19	Станок токарно-винторезный	3	30	90	0,18	0,65	1,17	16,2	18,94	2700						
20	Станок токарно-винторезный	2	42,4	84,8	0,18	0,65	1,17	15,264	17,85	3595,52						
21	Станок радиально-сверлильный	3	12	36	0,13	0,4	2,29	4,68	10,72	432						
22	Станок кругло-шлифовальный	4	7,2	28,8	0,13	0,4	2,29	3,744	8,58	207,36						
23	Станок вертикально-сверлильный	5	1	5	0,13	0,4	2,29	0,65	1,49	5						
24	Станок заочный	4	1	4	0,13	0,4	2,29	0,52	1,19	4						
25	Станок наждачный	4	4,5	18	0,13	0,4	2,29	2,34	5,36	81						
26	Вентильгор наждака	4	10	40	0,7	0,8	0,75	28	21,00	400						
27	Станок продольно-строгальный	2	48,2	96,4	0,13	0,4	2,29	12,532	28,71	4646,48						
28	Станок плоско-шлифовальный	2	15,8	31,6	0,13	0,4	2,29	4,108	9,41	499,28						
	Итого по ИПР-3	36		483,2	0,20	0,59	1,38	96,786	133,48	13357,96	17,48	1,04	96,786	138,81	169,22	257,10
Инструментальное отделение 2 (ИПР-4)																
29	Станок токарно-револьверный	3	13	39	0,18	0,65	1,17	7,02	8,21	507						
30	Станок расточный	2	11,9	23,8	0,18	0,65	1,17	4,284	5,01	283,22						
31	Станок зубофрезерный	2	15,8	31,6	0,18	0,65	1,17	5,688	6,65	499,28						
32	Станок зубодолбежный	2	11,7	23,4	0,18	0,65	1,17	4,212	4,92	273,78						
33	Станок горизонтально-фрезерный	3	13,1	39,3	0,13	0,4	2,29	5,109	11,71	514,83						
34	Станок вертикально-фрезерный	2	13	26	0,13	0,4	2,29	3,38	7,74	338						
35	Станок долбежный	3	10,9	32,7	0,13	0,4	2,29	4,251	9,74	356,43						
36	Станок строгальный	2	8	16	0,13	0,4	2,29	2,08	4,77	128						
37	Установка высокочастотная	2	60	120	0,7	0,35	2,68	84	224,82	7200						
38	Станок импульсный	1	40	40	0,18	0,65	1,17	7,2	8,42	1600						
39	Станок отрезной ножовочный	4	2,7	10,8	0,18	0,65	1,17	1,944	2,27	29,16						
40	Станок отрубной	3	5	15	0,18	0,65	1,17	2,7	3,16	75						
41	Кран-балка	2	12	24	0,2	0,5	1,73	4,8	8,31	288						
	Итого по ИПР-4	31		441,6	0,31	0,41	2,24	136,668	305,73	12092,7	16,13	1,04	136,67	318,42	346,51	526,46

Продолжение Таблицы 2

<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Сварочное отделение (ШР-5)																
42 Однофазная нагрузка	3		156				83,16	82,32	18576							
43 Манпулгатор сварочный	2	41,7	83,4	0,15	0,65	1,17	12,51	14,63	3477,78							
44 Преобразователь сварочный	1	30	30	0,7	0,35	2,68	21	56,20	900							
45 Ножицы гильотинные	1	7	7	0,18	0,65	1,17	1,26	1,47	49							
46 Вентилятор	3	20	60	0,7	0,8	0,75	42	31,50	1200							
47 Кран-балка	2	12	24	0,2	0,5	1,73	4,8	8,31	288							
Итого по ШР-5	12		360,4	0,46	0,65	1,18	164,73	194,44	24490,78	5,30	1	1,07	164,73	208,51	265,73	403,73
Отделение металлоконструкций (ШР-6)																
48 Аппарат сварочный	3	30	90	0,4	0,6	1,33	36	48,00	2700							
49 Вентилятор	3	7,5	22,5	0,7	0,8	0,75	15,75	11,81	168,75							
50 Вентилятор-калорифер	4	14	56	0,7	0,8	0,75	39,2	29,40	784							
51 Кран-балка	1	12	12	0,2	0,5	1,73	2,4	4,16	144							
Итого по ШР-6	11		180,5	0,52	0,71	1,00	93,35	93,37	3796,75	8,58	1	1,06	93,35	98,68	135,84	206,39
Итого по Цеху	134		2197,3	0,39	0,66	1,15	848,314	971,38	74405,37	64,89	0,7	1,02	593,82	679,97	902,76	1371,60

Таблица 3 – Определение загрузки фаз, обусловленной однофазными электроприемниками.

№	Наименование узлов СЭС и ЭП	Установленная мощность ЭП, приведённая к ПВ=100%, кВт		n	n * P2ном	Установленная мощность ЭП, подключённых на Ул., кВт			Коэффициент приведения			Установленная мощность ЭП, подключённых к Уф, кВт			Киa cosφ	Средняя мощность					
		одного	общая			ab	bc	ca	к	к фаз	q	а	б	с		а	б	с	а	б	с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Электроприёмники сварочного отделения, подключённые на Ул

1	Установка сварочная много-постовая, однофазная, Уном = 380 В	76	76	1	5776	76			а	0,8	0,22	60,8	15,2	0,35	0,7	21,3	5,3	21,3	13,4	0,0					
						а	б	с																	
2	Аппарат сварочный, однофазная, Уном = 380 В	40	80	2	12800	80			с	0,8	0,22	64,0	0,0	0,35	0,7	22,4	0,0	22,4	6,2	0,0					
по сварочному отде			156	3	18576				а	0,2	0,8	0,0	16,0			21,3	27,7	13,4	5,6	27,4	22,4				
Полная мощность,кВа		Наиболее нагруженная фаза В																							
		А		25,1																					
		В		39,0																					
		С		23,1																					

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

ВАРИАНТ 4

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГРУППЫ ЦЕХОВ ЛИТЕЙНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Выполнить проект электроснабжения группы цехов литейно – механического завода в объеме, указанном во введении к сборнику заданий. Завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго).

Генплан группы цехов представлен на рис. 1. В таблице 4 приведены сведения об установленной мощности и другие данные для электроприёмников напряжением до 1000 В, в таблице 5 – для электроприёмников напряжением выше 1000 В и в таблице 6 – дополнительные данные.

Таблица 4 – Данные для электроприёмников напряжением до 1000 В литейно – механического завода

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, $n_э$	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \phi$
1	Сталелитейный цех	3580	126	0,65	0,8
2	Чугунолитейный цех	3428	125	0,7	0,8
3	Компрессорная	1537	25	0,8	0,85
4	Учебный корпус	496	83	0,45	0,7
5	Склад готовой продукции	147	15	0,25	0,5
6	Кузнечнопрессовый цех	2317	58	0,6	0,8
7	Шаропрокатный цех	2399	23	0,55	0,75
8	Ремонтно-механический цех	–	–		
9	Термообрубной цех	1797	29	0,65	0,8
10	Котельная	1647	97	0,8	0,85
11	Модельный цех	2062	208	0,5	0,7
12	Блок механических цехов	2416	61	0,55	0,75

13	Заводуправление	206	17	0,45	0,7
14	Кислородная станция	760	154	0,8	0,85

Таблица 5 – Данные для электроприёмников напряжением выше 1000 В литейно – механического завода

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Кол-во электроприёмников, шт	Коэффициент использования, $K_{\text{н}}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
1	Сталелитейный цех	Дуговые сталеплавильные печи ДСП-3	1800	4	0,75	0,8
2	Чугунолитейный цех	Синхронные двигатели типа СДН	400	2	0,8	0,85
		Индукционные печи ИЧТ-6	1600	2	0,65	0,9
7	Шаропрокатный цех	Синхронные двигатели типа СДН	400	2	0,8	0,85

Номинальные напряжения всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ

Таблица 6 – Дополнительные данные литейно – механического завода

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км	18	
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ	35 и 110	
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	U_1	400
	U_2	2860
Наивысшая температура, °С	Окружающего воздуха	22,6
	почвы (на глубине 0,7 м)	15
Коррозионная активность грунта предприятия	Высокая	
Блуждающие токи в грунте	Есть	
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте	Есть значительные усилия	

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам. По справочникам находятся коэффициенты k_{ia} и $\cos\varphi$. Для каждого цеха вычисляются средние активная P_{cp} и реактивная Q_{cp} нагрузки. Затем с использованием значений η и K_{ia} по таблицам находится коэффициент максимума K_{ra} , и определяются расчетные активная P_p и реактивная Q_p нагрузки.

Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждого электроприемника или подгруппы электроприемников определяется по формуле:

$$P_{cp} = k_{ia} \cdot P_{ном} \quad (1.9)$$

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по выражению:

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (1.10)$$

Расчетные активная P_p и реактивная Q_p нагрузки определим по выражениям (1.1), (1.2).

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p.осв.}$ цеха вычисляется по выражению (1.11) с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв.}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{с.осв.}$.

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

где:- коэффициент спроса осветительной нагрузки;

$P_{уд.осв.}$ - удельная плотность осветительной нагрузки;

$F_{ц}$ – площадь производственной поверхности пола цеха.

$$Q_{p.осв.} = P_{p.осв.} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (1.12)$$

где:- коэффициент мощности осветительной нагрузки.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После суммирования нагрузок P_p и $P_{p.осв.}$ и нагрузок Q_p и $Q_{p.осв.}$ вычисляется полная расчетная низковольтная нагрузка цеха S_p по формуле (1.5).

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

Далее вычисляются коэффициенты k_{ua} и φ :

$$k_{ua} = \frac{P_{cp}}{P_{ном}} ; \quad (1.13)$$

$$tg\varphi = \frac{Q_{cp}}{P_{cp}} ; \quad (1.14)$$

$$\cos\varphi = arctg\varphi \quad (1.15)$$

Определение расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников производится так же, как и низковольтных. В результате вычислений записывается строка «Итого (10 кВ)». Таблицу заканчивает строка «Предприятие», в которой записываются суммарные данные по низковольтным и высоковольтным ЭП: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, полная расчетная нагрузка, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) – (1.15) полученные данные сводим в таблицу 7:

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Таблица 7 – Расчет нагрузок по предприятию

№ п/п	Наименование цехов и узлов	СЭС	пэ	Pном, кВт	Pнэ, кВт	Кма	cos(φ) осв	tg(φ) осв	Pс, кВт	Qс, кВт	Кра	Pр, кВт	Qр, квар	Fц, м²	Pуд.осв., кВт/м²	cos(φ) осв	tg(φ) осв	Kс осв.	Pр осв., кВт	Qр осв., квар	P+Pр осв, кВт	Qр+Qр осв, кВт	Sp, кВА							
																								Нагрузка 0,4 кВ						
1	Сталелитейный цех		126	3580	28,41	0,65	0,80	0,75	2327,00	1745,25	0,85	1977,95	1483,46	6461,45	0,015	0,7	1,02	0,85	82,38	84,05	2060,33	1567,51	2588,83							
2	Чугунлитейный цех		125	3428	27,42	0,70	0,80	0,75	2399,60	1799,70	0,85	2039,66	1529,75	7023,32	0,015	0,7	1,02	0,85	89,55	91,36	2129,21	1621,10	2676,10							
3	Компрессорный цех		25	1537	61,48	0,80	0,85	0,62	1229,60	762,04	0,80	983,68	609,63	1755,83	0,015	0,7	1,02	0,85	22,39	22,84	1006,07	632,47	1188,36							
4	Учебный корпус		83	496	5,98	0,45	0,70	1,02	223,20	227,71	0,90	200,88	204,94	842,80	0,015	0,7	1,02	0,85	10,75	10,96	211,63	215,90	302,32							
5	Склад готовой продукции		15	147	9,80	0,25	0,50	1,73	36,75	63,65	1,15	42,26	73,20	1185,19	0,015	0,7	1,02	0,85	15,11	15,42	57,37	88,62	105,57							
6	Кузнечный цех		58	2317	39,95	0,60	0,80	0,75	1390,20	1042,65	0,80	1112,16	834,12	4477,37	0,015	0,7	1,02	0,85	57,09	58,24	1169,25	892,36	1470,86							
7	Шаропрокатный цех		23	2399	104,30	0,55	0,75	0,88	1319,45	1163,65	0,80	1055,56	930,92	2107,00	0,015	0,7	1,02	0,85	26,86	27,41	1082,42	958,32	1445,69							
8	Ремонтно-механический цех		65	2197,3	33,80	0,39	0,66	1,14	856,95	975,45	0,80	685,56	780,36	5671,33	0,015	0,7	1,02	0,85	72,31	73,77	757,87	854,13	1141,88							
9	Термообработочный цех		29	1797	61,97	0,65	0,80	0,75	1168,05	876,04	0,83	963,64	722,73	3423,87	0,015	0,7	1,02	0,85	43,65	44,54	1007,30	767,27	1266,23							
10	Котельная		97	1647	16,98	0,80	0,85	0,62	1317,60	816,58	1,00	1317,60	816,58	3265,84	0,015	0,7	1,02	0,85	41,64	42,48	1359,24	859,06	1607,95							
11	Модельный цех		208	2062	9,91	0,50	0,70	1,02	1031,00	1051,83	0,85	876,35	894,06	1641,70	0,015	0,7	1,02	0,85	20,93	21,35	897,28	915,41	1281,83							
12	Механический цех		61	2416	39,61	0,55	0,75	0,88	1328,80	1171,89	0,85	1129,48	996,11	5267,49	0,015	0,7	1,02	0,82	64,79	66,10	1194,27	1062,21	1598,30							
13	Заводоуправление		17	206	12,12	0,45	0,70	1,80	92,70	166,86	0,70	64,89	116,80	1185,19	0,015	0,7	1,02	0,85	15,11	15,42	80,00	132,22	154,54							
14	Кислородная станция		154	760	4,94	0,80	0,85	0,62	608,00	376,80	0,83	501,60	310,86	1185,19	0,015	0,7	1,02	0,70	12,44	12,70	514,04	323,56	607,40							
15	Освещение территории													215896,84	0,0015	0,7	1,02	0,8	259,08	264,31	259,08	264,31	370,11							
														Итого (0,4 кВ):	0,61	0,78	0,80	15328,9	12240,1		12951,3	10303,5	45493,55	0,0141	0,83	575,01	586,62	13785,4	11154,4	17732,9

Продолжение таблицы 7

Нагрузка 10 кВ

№ п/п	Наименование цехов и узлов СЭС	пэ	Pном, кВт	Pнэ, кВт	Киа, шт	cos(φ) осв	tg(φ) осв	Pс, кВт	Qс, кВт	Кра	Pp, кВт	Qp, квар	Fп, м²	Pуд. осв., кВт/м²	cos(φ) осв	tg(φ) осв	Kс осв.	Pp. осв., кВт	Qp. осв., квар	Pp, кВт	Qp+Qp. осв., кВт	Sp, кВА	
																							Киа
1	Сталелитейный цех	Вид высоковольтных электроприемников	7200	1800	4	0,75	0,9	0,48	5400	2615,3	1	5400	2615,34								5400	2615,34	6000
2	Чугунолитейный цех	Дуговые сталелитейные печи ДСП-3	800	400	2	0,7	0,85	-0,62	560	-347,1	1	560	-347,06								560	-347,06	658,82
7	Шаропрокатный цех	Индукционные печи ИЧТ-6	3200	1600	2	0,7	0,85	0,62	2240	1388,2	1	2240	1388,23								2240	1388,23	2635,29
	Итого (10 кВ):		12000	4200	10				8760	3309,5		8760	1041,17								8760,00	3309,45	9952,94
	Предприятие		36989,30	4200					21000,1	3309,5		19063,5	46534,72								22545,4	14463,9	26786,1
													4003,57								575,01	586,62	

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R_i = \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot m}} \cdot \sqrt{P_{pi}} \quad (1.16)$$

где P_{pi} , $P_{рнви}$, $P_{рвви}$, $P_{росви}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников до 1 кВ, электроприемников свыше 1 кВ, электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м²:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot R_{min}^2}, \quad (1.17)$$

где $P_{p.min}$ – минимальная расчетная активная мощность одного цеха;
 R_{min} – минимальный радиус, $R_{min} = 5$ мм.

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{нви} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.нви}; \quad \alpha_{вви} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.вви}; \quad \alpha_{осви} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.осви} \quad (1.18)$$

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

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (1.19)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (1.20)$$

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

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Расчеты, произведенные по формулам (1.16) – (1.20) сведем в таблицу 4.

Главную понизительную подстанцию следует расположить в центре электрических нагрузок. Но так как это невозможно, мы смещаем ГПП в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

Расчеты, проведенные по формулам (1.13) - (1.17) сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчёт центра нагрузок

№ п/п	Наименование цехов и подразделений	P_{pi}	$P_{p\ n/v}$	$P_{p\ осв}$	$P_{p\ в/в}$	X, м	y, м	R, м	$\alpha\ n/v$	$\alpha\ осв$	$\alpha\ в/в$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Сталелитейный цех	7460,33	1977,95	82,38	5400	154,1	557,04	57,03	95,45	3,98	260,6
2	Чугунолитейный цех	4929,21	2039,66	89,55	2800	272,6	557,04	46,36	148,96	6,54	204,5
3	Компрессорная	1006,07	983,68	22,39	0	41,48	465,19	20,94	351,99	8,01	0,00
4	Учебный корпус	211,63	200,88	10,75	0	142,2	429,63	9,61	341,72	18,28	0,00
5	Склад готовой продукции	57,37	42,26	15,11	0	302,2	355,56	5,00	265,18	94,82	0,00
6	Кузнечнопрессовый цех	1169,25	1112,16	57,09	0	162,9	343,70	22,58	342,42	17,58	0,00
7	Шаропрокатный цех	1642,42	1055,56	26,86	560	29,63	242,96	26,76	231,37	5,89	122,7
8	Ремонтно-механический цех	757,87	685,56	72,31	0	112,6	29,63	18,18	325,65	34,35	0,00
9	Термообрубочный цех	1007,30	963,64	43,65	0	242,9	168,89	20,96	344,40	15,60	0,00
10	Котельная	1359,24	1317,60	41,64	0	148,1	296,30	24,34	348,97	11,03	0,00
11	Модельный цех	897,28	876,35	20,93	0	251,8	296,30	19,78	351,60	8,40	0,00
12	Блок механических цехов	1194,27	1129,48	64,79	0	127,4	165,93	22,82	340,47	19,53	0,00
13	Заводоуправление	80,00	64,89	15,11	0	23,70	242,96	5,91	292,00	68,00	0,00
14	Кислородная станция	514,04	501,60	12,44	0	29,63	29,63	14,97	351,28	8,72	0,00
Итого		22286	12951	575,01	8760	168,1	346,43				

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

ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР

	Рр, кВт.	Рр.нв, кВт	Рр.вв, кВт	Рр.осв , кВт.	X, м	Y, м
Итого	22286	12951	8760	575,01	168,2	346,4
Координат ы центра					168,2	346,4
m=	0,7305	кВт/м ²				

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

Выбор трансформаторов осуществляется согласно ГОСТ 14209-85 и является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

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

Мощность трансформаторов цеховых ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории надежности электроснабжения. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов. Так, в цехе, занимающем значительную площадь, установка трансформаторов заведомо большой единичной мощности увеличивает длину питающих линий цеховой сети и потери электроэнергии в них.

Плотность электрической нагрузки:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Таблица 89 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и σ

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

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

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

Далее определим оптимальное число трансформаторов в цехе:

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

$$N_{T \min} = \max(N_{T \min}^{над} \cdot N_{T \min}^э)$$

$$N_{T \min}^{над} = (1 - 2)$$

$$N_{T \min}^э = \frac{P_p}{K_{з.доп} \cdot S_{эм}} + \Delta N_T \quad (2.3)$$

где $K_{з \text{ доп}}$ – коэффициент загрузки – допустимый. Он зависит от категории надежности.

$K_{з \text{ доп}} = 0.65 - 0.7$ – I категория

$K_{з \text{ доп}} = 0.75 - 0.85$ – II категория

$K_{з \text{ доп}} = 0.93 - 0.95$ – III категория

ΔN_T – добавка до ближайшего целого числа;

m – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального.

$m = f(N_{T \min}, K_{з.норм}, \Delta N_T)$.

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

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{ном} \cdot K_{зм.дон} \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} \quad (2.4)$$

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

P_p – расчетная активная нагрузка на ТП.

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

При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низшего напряжения на ТП. Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$K_{з\ норм} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{li}^2}}{N_m \cdot S_{н.т}}; \quad (2.5)$$

$$K_{з\ n/ав} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{li}^2}}{(N_m - 1) \cdot S_{н.т}} \cdot \frac{N_{Iвв.рез}}{N_m}, \quad (2.6)$$

где N_T – число взаиморезервируемых трансформаторов установленных в цехе;

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

Результаты по выбору числа, мощности и типа трансформаторов приведены в таблице 10.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Продолжение таблицы 10

Наименование цехов и подразделений	Кат	№ т/шт над	Pr+Pr.ов., кВт	Qp+Qp.ов., кВт	Sp, кВт	Фц, м ²	σ, кВт/м ²	Sэт, кВт	Тип т/ра	Кз т доп	№ т/шт з	ΔNт	№ т/шт	т	№ шт	Shom т, кВт	№ шт	Q1p, кВт	Q1, кВт	Qкв	Кэт норм	Кэт п/ав
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
9. Термообрубочный цех	2		1007,30	767,27	1266,23	3423,87	0,37		ТМЗ													
Итого		2	1007,30	767,27	1266,23		0,35	2000	ТМЗ	0,7	1	0,28	2	0	2	1000	6	972,29	767,27	0	0,63	1,27
11. Модельный цех	2		897,28	915,41	1281,83	1641,70	0,78		ТМЗ													
Итого		2	897,28	915,41	1281,83		0,76	2000	ТМЗ	0,7	1	0,36	2	0	2	1000	7	1074,66	915,41	0	0,64	1,28
8. Ремонтно-механический цех	2		757,87	854,13	1141,88	5671,33	0,20		ТМЗ													
Итого		2	757,87	854,13	1141,88		0,20	1250	ТМЗ	0,7	1	0,13	2	0	2	1000	8	1177,13	854,13	0	0,70	1,14
12. Блок механических цехов	2		1194,27	1062,21	1598,30	5267,49	0,30		ТМЗ													
Итого		2	1194,27	1062,21	1598,30		0,76	2000	ТМЗ	0,7	1	0,15	2	0	2	1000	9	730,56	730,56	331,6	0,70	1,40
14. Кислородная станция	2		514,04	323,56	607,40	1185,19	0,51		ТМЗ													
Итого		2	514,04	323,56	607,40		0,51	2000	ТМЗ	0,7	1	0,63	2	0	2	400	10	222,17	222,17	101,4	0,70	1,40
10. Котельная	2		1359,24	859,06	1607,95	3265,84	0,49		ТМЗ													
13. Заводуправление	3		80,00	132,22	154,54	1185,19	0,13		ТМЗ													
Итого		2	1439,24	991,27	1762,49		0,10	630	ТМЗ	0,7	4	0,74	2	0	2	1000	11	1329,31	991,27	0	0,87	1,40

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховой ТП с учетом и без учета соответствующей нагрузки приведены в таблице 11.

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (2.7)$$

где N – число ТП в цехе;

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

ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_m = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100\%} \cdot S_{н.т} + K_{з.норм}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot S_{н.т} \right), \quad (2.8)$$

где I_{xx} – ток холостого хода, %;

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

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

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учетом расположения технологического оборудования. В двухпролетных цехах ТП ставятся между пролетами, в однопролетных и заводоуправлении выполняются встроенными с выкатом наружу.

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП. Это возможно благодаря тому, что мощность освещения не велика, и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена.

Таблица 11 – Потери в цеховых трансформаторах

№ п/ст	Тип тр-ра	Sном, кВА	Nт опт	кзт норм.	Pхх, кВт	Pкз, кВт	Iхх, %	Uкз, %	ΔPтр, кВт	ΔQтр, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТМЗ	1600	2	0,70	2,65	16,50	1,00	6,00	21,47	126,08
2	ТМЗ	1600	2	0,70	2,65	16,50	1,00	6,00	21,47	126,08
3	ТМЗ	1000	2	0,70	1,90	10,80	1,20	5,50	14,38	77,90
4	ТМЗ	1000	2	0,70	1,90	10,80	1,20	5,50	14,38	77,90
5	ТМЗ	1000	2	0,70	1,90	10,80	1,20	5,50	14,38	77,90
6	ТМЗ	1000	2	0,63	1,90	10,80	1,20	5,50	12,46	68,09
7	ТМЗ	1000	2	0,64	1,90	10,80	1,20	5,50	12,67	69,18
8	ТМЗ	1000	2	0,70	1,90	10,80	1,20	5,50	14,38	77,90
9	ТМЗ	1000	2	0,70	1,90	10,80	1,20	5,50	14,38	77,90
10	ТМЗ	400	2	0,70	0,95	5,50	2,10	4,50	7,29	34,44
11	ТМЗ	1000	2	0,70	1,90	10,80	1,20	5,50	14,35	77,75
Итого:									163,61	910,57

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТИПА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

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

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 0.016 \cdot P_P^{IV}} \quad (3.1)$$

где l_i - длина питающей ГПП линии, [км];

$P_{P.П}$ - расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{P.П} = (P_{P.Н} + P_{P.В} + \Delta P_{T\Sigma}) \cdot k_{ОМ} + P_{P.О} \quad (3.2)$$

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

$P_{P.В}$ - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.;

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

$\Delta P_{T\Sigma}$ - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых

ТП;

Потери в трансформаторах ТП рассчитаны и результаты расчетов сведены в таблицу 7.

k_{OM} – коэффициент одновременности максимумов.

$$k_{OM} = f(m, k_{ua}), \quad (3.3)$$

где m - число графиков, $4+15=19$, где $P_{p.н/в} = 15$, $P_{p.в/в} = 4$; $k_{ua}=0,61$, определим по таблице 3 «Значения коэффициента одновременности максимумов нагрузки» $K_{OM} = f(m; k_{ua\Sigma}) = f(19; 0,61) = 0,85$

Тогда:

$$P_{p.n\Sigma} = 0,85 \cdot (12951,27 + 8760 + 163,61) + 575,01 = 19167,65 \text{ кВт.}$$

Подставив все найденные данные в формулу (3.1) найдем рациональное напряжение:

$$U_{рац} = 4,34 \sqrt{18 + 0,016 \cdot 19168} = 78,20 \text{ кВ}$$

Т.к. для сравнения заданы два варианта внешнего электроснабжения предприятия: 35 и 110 кВ, то для окончательного выбора необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (35 кВ) и большим (110 кВ) по сравнению с полученным значением уровнями напряжения.

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

$$S_{P.Л.i} = \sqrt{P_{P.Л}^2 + (Q_{Э.С.i} - \Delta Q_{ГПП})^2}, \quad (3.3)$$

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

$$Q_{Э.С.i} = P_{P.Л} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (3.4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_i$ находится по таблице 8.

Таблица 12 – Значения тангенса φ

Напряжение сети, кВ	110	35	6-10	0,4
---------------------	-----	----	------	-----

$tg\varphi_i$	0,5	0,4	0,4	0,35
---------------	-----	-----	-----	------

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{P.П}^2 + Q_{Э.С.}^2} \quad (3.5)$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношений:

$$S_{Т.і} = \frac{S_{P.П.і}}{n \cdot k_{зм.доп}} \quad (3.6)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{зм.доп} = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

Произведем расчёт по выражениям (3.3) - (3.6) и сведём полученные результаты в таблицу 13,14.

Таблица 13

Напряжение, кВ	$tg\varphi$	$Q_{Э.С.}$ квар	$\Delta Q_{ГПП}$, квар	$S_{P.П.}$ кВА
110	0,5	9584	1500	20802,53

Таблица 14

Напряжени е, кВ	$N_{Т.}$ шт	Кз. доп	$S_{Т.}$, кВА	$S_{н.т.}$ кВА	Тип	Кзт.н орм.	Кзт.п/ ав
110	2	0,7	14859	16 000	ТДН- 16000/110	0,65	1,30

Сведем полученные результаты в таблицу 15 и выберем трансформатор.

Таблица 15 – Расчетные и справочные данные для трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{э.с}$, квар	9584
Полная расчетная нагрузка $S_{р.ц}$, кВА	20802,53
Мощность трансформаторов ГПП S_T , кВА	14859
Тип трансформаторов на ГПП	ТДН- 16000/110
Номинальная мощность трансформатора $S_{н.т}$, кВА	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	115
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	11
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	19
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	85
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,55
Коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_{зт.норм.}$	0,65
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{зт.п/ав}$	1,30

На главной понизительной подстанции устанавливаем два трансформатора, что обеспечивает необходимую надежность. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7, по расчётам $K_{з.норм110кВ} = 0,65$, следовательно коэффициент загрузки проходит.

Схема электроснабжения предприятия для 110 кВ представлена на рисунке

2.

Энергосистема

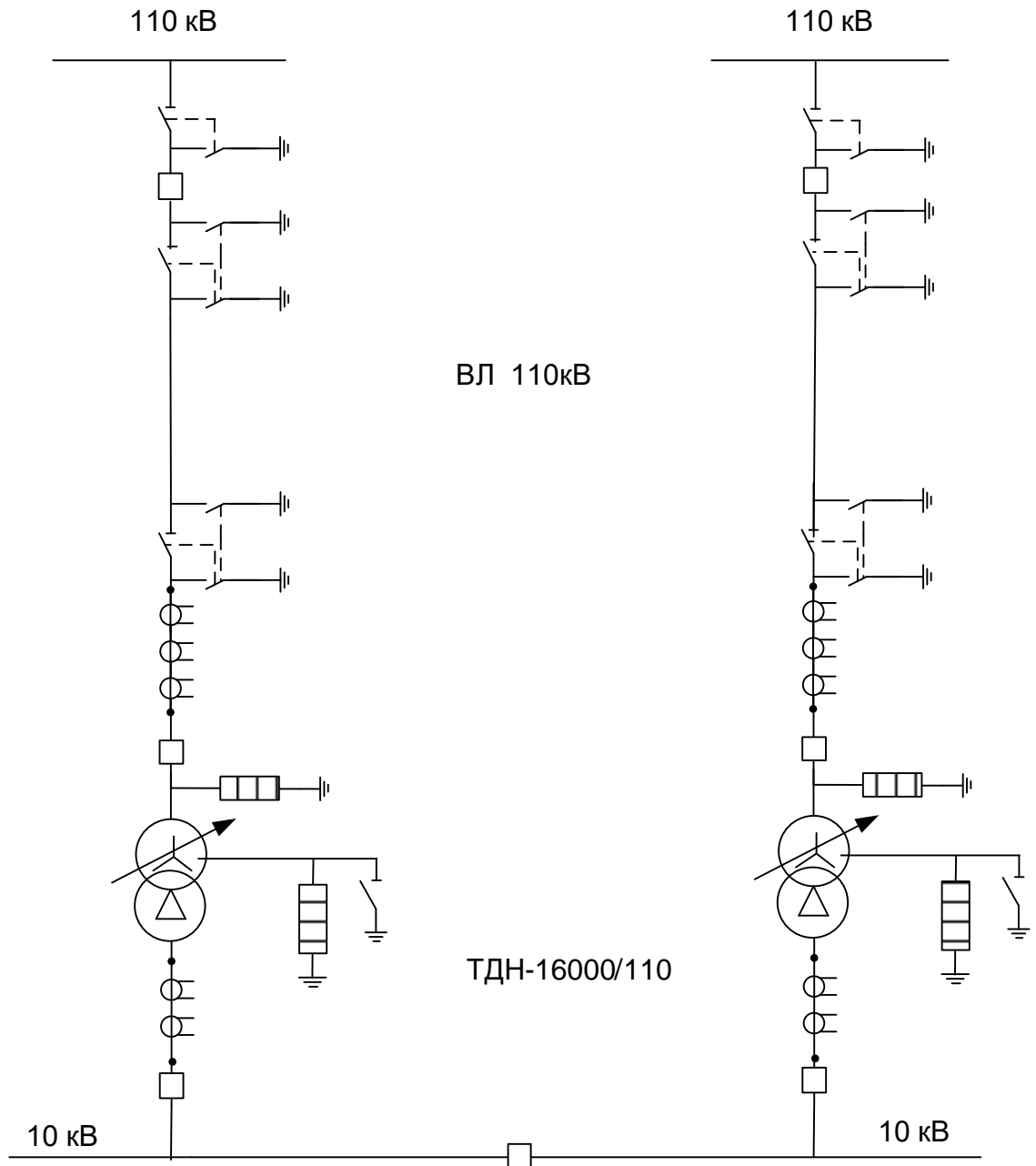


Рисунок 2 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР

Лист

39

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА НАПРЯЖЕНИЕ 110кВ. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Выбор оборудования внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ выполним по формулам (4.1 – 4.26)

4.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП для 110 кВ.

Параметры трансформатора ТДН-16000/110 из таблицы 15:

Потери холостого хода ΔP_{XX} , кВт	19
Потери короткого замыкания $\Delta P_{КЗ}$, кВт	85
Напряжение короткого замыкания $U_{КЗ}$, %	10,5
Ток холостого хода I_{XX} , %	0,55
Коэффициент загрузки в нормальном режиме Кзт.норм.	0,65
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме Кзт.п/ав	1,30

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{зт.норм.}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{Н.Т} + K_{зт.норм.}^2 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot S_{Н.Т} \right) \quad (4.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,65^2 \cdot 85) = 109,78 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,55}{100} \cdot 16000 + 0,65^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1595,6 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{зт.норм.}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau) \quad (4.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, определяемое из

соотношения:

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

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки равное 5000 [1];

T_T - годовое число часов работы предприятия равное 8760.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5001}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3412 \frac{\text{час}}{\text{год}}$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,65^2 \cdot 85 \cdot 3412) = 577946,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

4.1.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Так как в исходных данных не оговорены особые условия системы питания, то согласно [6], питание фабрики осуществляется по двухцепной воздушной ЛЭП. При этом выбираются марка проводов и площадь их сечения.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{P,Л} = \sqrt{(P_{P,Л} + \Delta P_T)^2 + Q_{Э,С}^2} \quad (4.5)$$

$$S_{P,Л} = \sqrt{(19167,65 + 109,82)^2 + 9584^2} = 21528,37 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

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

где N - число линий.

$$I_{P,Л} = \frac{21519,79}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 56,47 \text{ А}$$

Ток послеаварийного режима (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

Ток в послеаварийном режиме:

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$I_{н/ав.} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.лр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,71 \text{ А} \quad (4.7)$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока, кв,мм:

$$F_{э} = \frac{I_{р.л}}{j_{э}} \quad (4.8)$$

где $j_{э} = 1,1$ экономическая плотность тока, А/мм²;

$I_{р}$ – расчетный ток послеаварийного режима.

Экономическая плотность тока $j_{э}$ для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год от 3000 до 5000 согласно [2], равна 1,1

$$F_{э} = \frac{56,47}{1,1} = 51,33 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС-70/11 [2]. ($r_0=0,428$ Ом/км; $X_0=0,444$ Ом/км) с $I_{доп}=265$ А, что больше $I_{п/ав}$. Сечение также проходит по коронированию (минимальное сечение для 110 кВ – 70мм²) [2].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме, для этого должно выполняться следующее условие:

$$I_{доп} > I_{п} \\ 265 \text{ А} > 112,94 \text{ А}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{р.л}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (4.9)$$

$$\Delta A_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 56,47^2 \cdot 0,428 \cdot 18 \cdot 3412) \cdot 10^{-3} = 502935,3 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

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

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

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

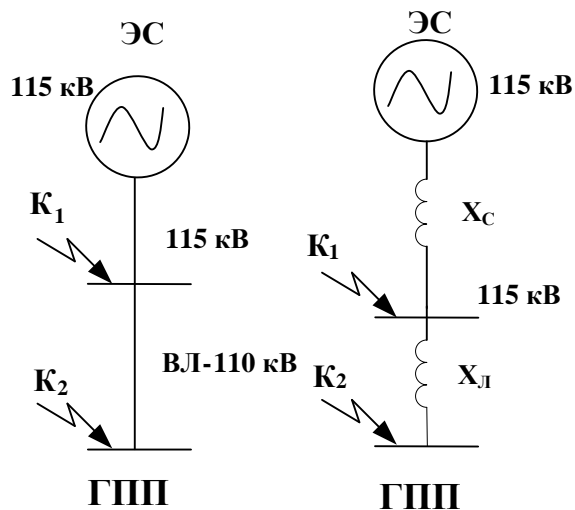


Рисунок 3 – Схема расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения.

При мощности короткого замыкания $S_{k(110)} = 2860$ МВА, а базисная мощность $S_B = 1000$ МВА. За базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно:

$$U_B = U_{ном} \cdot 1.05 = 110 \cdot 1.05 = 115 \text{ кВ}$$

$$U_B = 115 \text{ кВ}$$

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{C*} = \frac{S_B}{S_{КЗ.К-1}} \quad (4.10)$$

$$X_{C*} = \frac{1000}{2860} = 0,35$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$X_{л*} = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_B)}{U_B^2} \quad (4.11)$$

$$X_{л*} = \frac{(0,444 \cdot 18 \cdot 1000)}{115^2} = 0,604$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1.

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая слагающая $I_{пг}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания):

$$I_{K-1} = I_{\text{ПО}} = I_{\text{Пт}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_C} \quad (4.12)$$

$$I_{K-1} = I_{\text{ПО}} = I_{\text{Пт}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,35} = 14,34 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{\text{ВД1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{У}} \cdot I_{K-1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 14,34 = 34,52 \text{ кА} \quad (4.13)$$

где $K_{\text{У}}$ - ударный коэффициент равный 1,8 [4].

Рассчитаем ток КЗ в точке К2

$$I_{K2} = I_{\text{Пт}} = I_{\text{П.0}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{C*} + x_{Л*})} \quad (4.14)$$

$$I_{K-2} = I_{\text{ПО}} = I_{\text{Пт}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,35 + 0,604)} = 5,26 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2:

$$i_{\text{ВД2}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{У}} \cdot I_{K-2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,26 = 13,39 \text{ кА}$$

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

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению:

$$U_C \leq U_H \quad (4.15)$$

2) номинальному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_H \quad (4.16)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ - рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Н.Т}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (4.17)$$

3) номинальному току электродинамической стойкости:

– симметричному:

$$I_{\text{П.0}} \leq I_{\text{дин}} \quad (4.18)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

– асимметричному:

$$i_{\text{уд.мах}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{П.0}} \leq I_{\text{дин.мах}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} \quad (4.19)$$

4) номинальному току отключения:

– симметричному:

$$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{откл}} \quad (4.20)$$

– асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{Пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{H}}}{100}\right) \quad (4.21)$$

где β_{H} - процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

5) номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$B_{\text{K}} = I_{\text{Пт}}^2 \cdot (t_3 + t_{\text{B}} + T_{\text{a}}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{K.дон}} \quad (4.22)$$

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

t_{B} - собственное время отключения выключателя по каталогу;

$T_{\text{a}} = 0,05\text{c}$ - время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

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

$t_{\text{тер}}$ - паспортное значение времени протекания тока термической стойкости.

4.1.5 Выбор выключателей

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа

ВГБ-110/40/2000У1 - элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме находим по формуле:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,56 \text{ A} \quad (4.23)$$

Время отключения выключателя:

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$\tau = t_{3,\min} + t_B \quad (4.24)$$

$$\tau = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}$$

где $t_{3\text{ MIN}}$ - минимальное время срабатывания защиты; $t_{\text{с.в.}}$ - собственное время срабатывания выключателя.

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.25)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,26 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 2,3 \text{ кА}$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока при к.з.

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100}, \quad (4.26)$$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{45\%}{100} = 25,456 \text{ кА}$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ - нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ определяем по формуле:

$$B_K = I_m^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) = 14,34^2 \cdot (0,01 + 0,025 + 0,03) = 13,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ - ток термической стойкости для выбранного выключателя; - время протекания термической стойкости.

Разъединители выбираются по номинальному напряжению ($U_c \leq U_{\text{НОМ}}$), номинальному длительному току ($I_{\text{РАБ.УТЯЖ}} \leq I_{\text{НОМ}}$), а в режиме короткого замыкания проверяются по электродинамической и термической стойкости. Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираются

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

ограничители перенапряжений. Результаты выбора сводим в таблицу 16.

Таблица 16 - Расчетные и справочные параметры коммутационной аппаратуры

Расчетные параметры	Каталожные данные
Выключатель ВГБ-110А	
$U_C = 110\text{кВ}$ $I_{\text{раб.утяж}} = 117,57 \text{ А}$ $I_{\text{ПО}} = 14,34 \text{ кА}$ $i_{\text{уд max}} = 34,52 \text{ кА}$ $I_{\text{П.т}} = 14,34\text{кА}$ $B_K = 13,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{НОМ}} = 110\text{кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 2000\text{А}$ $I_{\text{ДИН}} = 40\text{кА}$ $I_{\text{ДИН.max}} = 102\text{кА}$ $I_{\text{ОТК}} = 40\text{кА}$ $B_{\text{К.доп}} = 3200\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РДЗ-110/1000Н.УХЛ1	
$U_C = 110\text{кВ}$ $I_{\text{раб.утяж}} = 117,57 \text{ А}$ $i_{\text{уд max}} = 34,52 \text{ кА}$ $B_K = 13,36\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{НОМ}} = 110\text{кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000\text{А}$ $I_{\text{ДИН.max}} = 160.4\text{кА}$ $B_{\text{К.доп}} = 1875\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничитель перенапряжений ОПН-110 В УХЛ1	
$U_C = 110\text{кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110\text{кВ}$

Выбранные выключатели и разъединители удовлетворяют условиям.

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-110-В УХЛ1 с $U_{\text{НОМ}}=110$ кВ.

В нейтраль трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/56. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от перенапряжений при отключенном положении заземляющих ножей (ЗОН) в нейтрали трансформатора.

4.1.6 Определим технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{\Gamma\Sigma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{Э}} + Y \quad (4.27)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капиталовложений, определяются по формуле:

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{Oi}, \quad (4.28)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности, $E_H = 0,12$;

E_{Ai} – отчисления на амортизацию [4];

E_{Oi} – расходы на обслуживание [4];

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

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и показатель Y , таким образом, из расчетов исключается.

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

$$C_{\text{Э}} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C'_0, \quad (4.29)$$

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

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) \quad (4.30)$$

где α основная ставка тарифа;

для сетей $U=110$ кВ:

основная ставка тарифа:

$$\alpha = a_{\text{сет}} + a_{\text{ген}} = 618,7 + 843,6 = 1462,3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{мес};$$

$$\alpha = 1462,3 \cdot 12 = 17547,6 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год};$$

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии,

$$\beta = \beta_{\text{сет}} + \beta_{\text{ген}} = 0,4 + 1,151 = 1,551 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\beta = 1,551 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч};$$

δ - коэффициент, учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 110 кВ;

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

$$K_M = 1.$$

$$C_0 = 1,03 \cdot \left(\frac{17547,6 \cdot 1}{3412} + 1,551 \right) = 6,895 \text{ руб /кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0^1 = (577946,9 + 502,93) \cdot 6,895 = 3988412 \text{ руб.год}$$

4.2 Выбор оборудования внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ. Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Вариант 2

Схема электроснабжения предприятия для 35 кВ представлена на рисунке 4.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

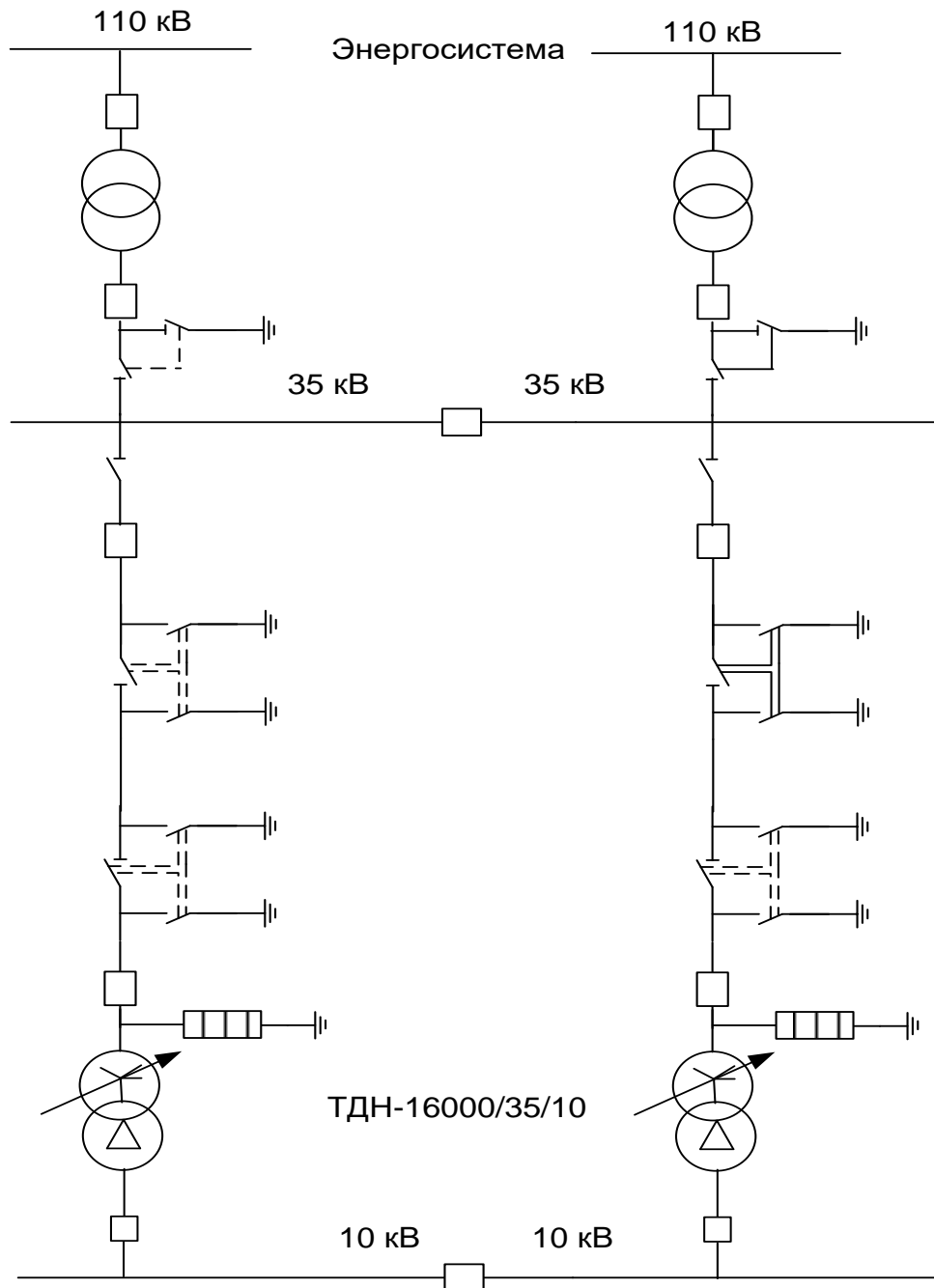


Рисунок 4 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110/35/10 кВ

Произведем расчёт по выражениям (3.3) - (3.6) и сведём полученные результаты в таблицу 17,18.

Таблица 17

Напряжение, кВ	tgφ	Q _{э.с.} , квар	ΔQ _{тгшп} , квар	S _{р.п.} , кВА
35	0,4	7 667	1 445	20152,21

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

Таблица 18

Напряжени е, кВ	N_T , шт	$K_{з.до}$ п	S_T , кВА	$S_{н.т}$, кВА	Тип	$K_{зт.нор}$ м.	$K_{зт.п/ав}$
35	2	0,7	14 394	16000	ТДН-16000/35	0,63	1,26

Сведем полученные результаты в таблицу 19 и выберем трансформатор.

Таблица 19 – Расчетные и справочные данные для трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	35
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{э.с}$, квар	7 667
Полная расчетная нагрузка $S_{р.п}$, кВА	20152,21
Мощность трансформаторов ГПП S_T , кВА	14 394
Тип трансформаторов на ГПП	ТДН-16000/35
Номинальная мощность трансформатора $S_{н.т}$, кВА	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	36,75
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	10,5
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	18
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	85
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,6
Коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_{зт.норм.}$	0,63
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{зт.п/ав}$	1,26

4.2.1 *Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП для 35 кВ.*

Параметры трансформатора ТДН-16000/35 определим по формулам (4.1.-4.26)

Потери мощности в трансформаторах по формулам (4.1), (4.2) :

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{\text{эт.норм.}}^2 \cdot \Delta P_{K3})$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{H.T} + K_{\text{эт.норм.}}^2 \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_{H.T} \right)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 + 0,62^2 \cdot 85) = 101,35 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,6}{100} \cdot 16000 + 0,62^2 \cdot \frac{10}{100} \cdot 16000 \right) = 1483,58 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе по формуле (4.3):

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_{\Gamma} + K_{\text{эт.норм.}}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения по формуле (4.4):

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

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки равное 5001 [1];

T_{Γ} - годовое число часов работы предприятия равное 8760.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5001}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3412 \frac{\text{час}}{\text{год}}$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,62^2 \cdot 85 \cdot 3412) = 538327,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

4.2.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии по формуле (4.5):

$$S_{P.L} = \sqrt{(P_{P.L} + \Delta P_T)^2 + Q_{\Sigma.C}^2}$$

$$S_{P.L} = \sqrt{(19167,65 + 101,35)^2 + 9584^2} = 21520,78 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии по формуле (4.6):

$$I_{P.L} = \frac{S_{P.L}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

где N - число линий.

$$I_{p.l} = \frac{21524,25}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 177,53 \text{ А}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии) по формуле (4.7):

$$I_{n/ав.} = \frac{m}{m-1} \cdot I_{p.l.}$$

$$I_{n/ав.} = \frac{2}{2-1} \cdot 177,53 = 355,06 \text{ А.}$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока по формуле (4.8):

$$F_{э} = \frac{I_{p.l.}}{j_{э}}$$

где $j_{э} = 1,1$ экономическая плотность тока, А/мм².

$$F_{э} = \frac{177,53}{1,1} = 161,39 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС-150/24 [2]. ($r_0=0,198$ Ом/км; $X_0=0,406$ Ом/км) с $I_{доп}=450$, что больше $I_{п/ав.}$ что больше $I_{п/ав.л.35}$.

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} = 450 \text{ А} > I_{п} = 355,06 \text{ А}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год по формуле (4.9):

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

$$\Delta A_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 177,53^2 \cdot 0,198 \cdot 18 \cdot 3412) \cdot 10^{-3} = 2299,54 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

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

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

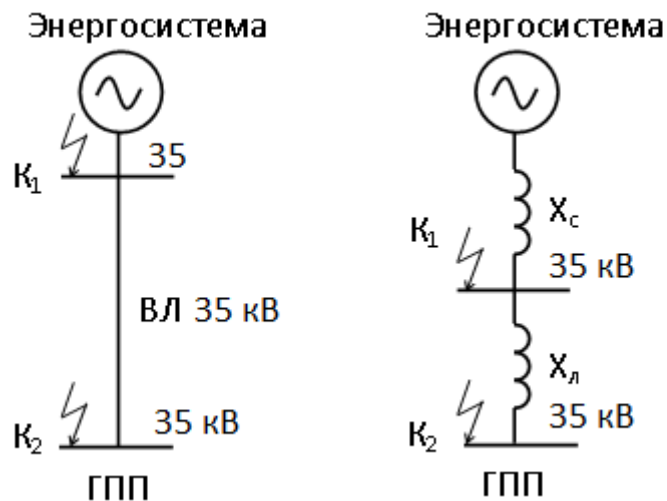


Рисунок 5 – Схема расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения.

При мощности короткого замыкания $S_{k(35)} = 400$ МВА, а базисная мощность $S_B = 1000$ МВА. За базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно,

$$U_{B(35)} = 36,75 \text{ МВА}$$

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{C^*} = \frac{S_B}{S_{K3.K-1}}$$

$$X_{C^*} = \frac{1000}{400} = 2,5$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$X_{L^*} = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_B)}{U_B^2}$$

$$X_{L^*} = \frac{(0,406 \cdot 18 \cdot 1000)}{36,75^2} = 5,41$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1.

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая слагающая I_{Π} принимается неизменной в течение всего процесса замыкания):

$$I_{K-1} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_C}$$

$$I_{K-1} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 2,5} = 6,28 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K-1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,28 = 15,98 \text{ кА}$$

где K_{y0} - ударный коэффициент равный 1,8 [4].

Рассчитаем ток КЗ в точке К2.

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П.0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{C*} + x_{Л*})}$$

$$I_{K-2} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot (2,5 + 5,41)} = 1,98 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K-2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,98 = 5,04 \text{ кА}$$

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

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- номинальному напряжению:

$$U_C \leq U_H$$

- номинальному току:

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_H$$

где $I_{\text{раб.маx}}$ - рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{1,4 \cdot S_{H.T}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

- номинальному току электродинамической стойкости:

— симметричному:

$$I_{П.0} \leq I_{\text{дин}}$$

асимметричному:

$$i_{\text{уд.маx}} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{П.0} \leq I_{\text{дин.маx}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- номинальному току отключения:

– симметричному:

$$I_{Пт} \leq I_{откл}$$

– асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{Пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$$

где β_H - процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания.

- номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$B_K = I_{Пт}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{K.дон}$$

где t_3 – минимальное время действия релейной защиты;

t_B - собственное время отключения выключателя по каталогу;

$T_a = 0,05c$ - время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$I_{тер}$ - ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{тер}$ - паспортное значение времени протекания тока термической стойкости.

4.2,5 Выбор выключателей

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВГБ-35 - элегазовый баковый выключатель.

К установке на РУ 35 кВ примем выключатель ВГБ-35- элегазовый баковый выключатель.

Основные технические характеристики выключателя приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Основные характеристики выключателя ВГБ-35

Тип выключателя	$I_{ном}, A$	$I_{откл}, kA$	$I_{уд}, kA$	$t_{откл}, c$	$t_{вкл}, c$	Ток термической стойкости, кА/доп. Время в с	Наибольший пик, кА

ВГБ-35	630	12.5	35	0,035	0,08	12.5/3	35
--------	-----	------	----	-------	------	--------	----

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме находим по формуле:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{гип}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5 \text{ А}$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_3 + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,040 = 0,05 \text{ с,}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}},$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 15,98 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 7,005 \text{ кА}$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока при к.з.

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 0,32 = 5,659 \text{ кА}$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ - нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ определяем по формуле:

$$B_K = I_{\text{нт}}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) = 6,28^2 \cdot (0,01 + 0,04 + 0,02) = 2,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ - ток термической стойкости для выбранного выключателя; - время протекания термической стойкости.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$2,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Разъединители выбираются по номинальному напряжению ($U_c \leq U_{НОМ}$), номинальному длительному току ($I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_{НОМ}$), а в режиме короткого замыкания проверяются по электродинамической и термической стойкости.

Принимаем разъединитель типа: РДЗ – 35/1000 с одним (шинные разъединители) и двумя (линейные) заземляющими ножами. Параметры разъединителей приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Основные технические характеристики разъединителей

Тип разъединителя	$I_{НОМ}$, А	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{ТЕРМ}$, кА Главных ножей/время, с	$I_{ТЕРМ}$, кА Заземляющих ножей/время, с	$I_{ПРЕД.СКВ}$, кА Главных ножей	$I_{ПРЕД.СКВ}$, кА Заземляющих ножей
РДЗ.1 – 35/1000 У1	630	35	25/3	25/1	50	50
РДЗ.2 – 35/1000 У1	630	35	25/3	25/1	50	50

Выполним проверку разъединителей:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ},$$

$$35 = 35 \text{ кВ}.$$

2. По длительному току:

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}$$

$$630 \geq 369,5 \text{ А}.$$

3. По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{ПРЕД.СКВ}$$

$$15,98 \leq 50.$$

4. По термической стойкости – по тепловому импульсу тока КЗ:

а) Главных ножей:

$$W_K \leq I_{ТЕРМ.}^2 \cdot t_{ТЕРМ.} ,$$

,

,

$$2,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

б) Заземляющих ножей:

$$I_{\text{ТЕРМ.}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.}} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$2,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранные разъединители отвечают всем условиям выбора.

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираются ограничители перенапряжений. Результаты выбора сводим в таблицу 22:

Таблица 22 - Расчетные и справочные параметры коммутационной аппаратуры

Выключатель ВГБ -35		
Параметры аппарата	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_c = 36,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
Номинальный ток, А	$I_{\text{раб.утяж}} = 369,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
Тепловой импульс, кА ² ·с	$B_K = 2,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.доп}} = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РРЗ-35/1000УЗ		
Номинальное напряжение, кВ	$U_c = 36,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
Номинальный ток, А	$I_{\text{раб.утяж}} = 369,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
Тепловой импульс, кА ² ·с	$B_K = 7,005 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.доп}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничитель перенапряжений ОПН-35/40,5-10(1) УХЛ1		
	$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-110-В УХЛ1 с $U_{\text{НОМ}}=110$ кВ.

4.2.2 Определим технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения.

4.2.3 Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{\Gamma\Sigma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + U$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капиталовложений, определяются по формуле:

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{Oi},$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности, $E_H = 0,12$;

E_{Ai} – отчисления на амортизацию [4];

E_{Oi} – расходы на обслуживание [4];

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

U – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и показатель U , таким образом, из расчетов исключается.

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

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_{\text{Л}}) \cdot C'_0,$$

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

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

для сетей $U=35$ кВ:

основная ставка тарифа:

$$\alpha = a_{\text{сет}} + a_{\text{ген}} = 899,8 + 843,6 = 1743,4 \text{ руб/кВт} \cdot \text{мес};$$

$$\alpha = 1743,4 \cdot 12 = 20920,8 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год};$$

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии,

$$\beta = \beta_{сет} + \beta_{ген} = 0,387 + 1,151 = 1,538 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\beta = 1,551 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч};$$

δ - коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,02 для сетей напряжением 35 кВ;

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

$$K_M = 1.$$

$$C_0 = 1,02 \cdot \left(\frac{20920,8 \cdot 1}{3412} + 1,538 \right) = 7,822 \text{ руб /кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{э} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0^1 = (538327,4 + 2299,54) \cdot 7,822 = 4229285 \text{ руб.год}$$

4.3 Технико-экономическое обоснование схемы питания высоковольтных электроприемников

Результаты технико-экономических расчетов для сетей $U=110$ кВ и $U=35$ кВ сводим в таблицу 23.

Исходные данные и стоимость оборудования из сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и ЛЭП для нужд ОАО “ХОЛДИНГ МРСК”.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Таблица 23 - Результаты технико-экономических расчетов для сетей U=110 кВ:

Наименование оборудования	Ед. изм.	Количество, шт. (км)	Стоимость, тыс.руб	Индекс цен за 2021г.	Капитальные затраты, К, тыс.руб	Отчисления, Е, о.е	Затраты на отчисления, тыс.руб /год	Потери эл/энергии, (кВт*ч)/год	Удельная стоимость потерь эл/энергии, С0, руб./ (кВт*ч)	Стоимость потерь эл/энергии, тыс.руб /год	
Ячейка комплекта выключателя ВГБ-110кВ	шт	4	6790	5,35	145306	0,193	28044,06				
Ячейка трансформатора ТДН-16000/110	шт	2	7898	5,35	84508,6	0,193	16310,16	685230,7	6,895	4724,67	
Двухцепная ВЛ 110 кВ F=70 мм ²	км	18	1282,4	5,35	123495,12	0,152	18771,26	73345,6	6,895	505,72	
Всего по варианту							63125,48	758576,3		5230,38	
Годовые приведенные затраты, т.р.							68355,86				

Продолжение таблицы 23

Наименование оборудования	Ед. изм	Количество, шт. (км)	Стоимость, тыс.руб	Индекс цен за 2021г.	Капитальные затраты, К, тыс.руб	Отчисления, Е, о.е	Затраты на отчисления, тыс.руб /год	Потери эл/энергии, (кВт*ч)/год	Удельная стоимость потерь эл/энергии, CO ₂ , руб./((кВт*ч)	Стоимость потерь эл/энергии, тыс.руб /год
Ячейка комплекта выключателя ВВЭ-35-20/1600 у3	шт.	4	1880	5,35	40232,00	0,193	7764,776			
Ячейка трансформатора ТДН-16000/35	шт.	2	2068	5,35	22127,6	0,193	4270,62	538327,38	7,823	4 211
ВЛ 35 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах Г=150 мм ²	км	18	658	5,35	63365,4	0,152	9631,54	2299,54	7,823	17 989
Ограничитель перенапряжения ОПН-35/40,5-10(1)УХЛП	шт.	6	24	5,35	770,4	0,193	148,68			
Ячейка одного комплекта выключателя ВВЭ-35-20/1600 у3	шт.	4	1880	5,35	40232	0,193	7764,77			
Разъединитель РДЗ - 35 - 1000 - У1	шт.	12	142,8	5,35	9167,76	0,193	1769,37			
Всего по варианту					175895,16		31349,78	540626,92		22200,66
Годовые приведенные затраты, тыс.руб.										53550,44

4.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 24.

Таблица 24 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$ тыс. руб.	Потери электроэнергии ΔA , кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб. /год
U = 35 кВ	175895,16	31349,78	540626,92	22200,66	53550,44
U = 110 кВ	353309,72	63125,48	758576,30	5230,38	68355,86

Приведённые затраты на напряжение 35 кВ меньше, чем на напряжение 110 кВ на:

$$\frac{Z_{35} - Z_{110}}{Z_{35}} \cdot 100\% = \frac{53550,44 - 68355,86}{53550,44} \cdot 100 = -27\%$$

При сравнении вариантов внешнего электроснабжения таким показателем является величина напряжения питания. В нашем случае мы выбираем вариант на напряжение 110 кВ, несмотря на то что, его экономические показатели меньше, чем затраты на схему внешнего электроснабжения 35 кВ.

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

$$\Delta U_{\text{эз}} = P_p \cdot T_{\text{им}} \cdot (C_{0(35\text{кВ})} - C_{0(110\text{кВ})}),$$

$$\Delta U_{\text{эз}} = 19169 \cdot 5000 \cdot (7,823 - 6,895) = 88942 \text{ т. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Выбираем вариант внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ, т.к. он является наиболее экономичным.

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

5.1 Выбор величины напряжения

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

Согласно НТП ЭПП-94 для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать требования НТП ЭПП-94.

Схема выполняется одноступенчатая, распределение электроэнергии осуществляется по магистральным схемам при последовательном, линейном расположении подстанций (число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали 2) и по радиальным схемам при нагрузках, расположенных в различных направлениях от ГПП. Так как имеются потребители первой и второй категорий, 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.

Полная электрическая схема внутреннего электроснабжения

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

предприятия представлена в графической части.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

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

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями.

В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка шести кабелей). Поскольку грунт предприятия имеет высокую коррозионную активность, в грунте имеются блуждающие токи, то, для прокладки в траншее, выбираем кабели типа ААШвУ. Под автомобильной дорогой кабель прокладывается в трубах.

5.4 Расчет питающих линий

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

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{P.K} = \frac{S_{P.K}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (5.1)$$

где $S_{P.K}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА. При питании однитрансформаторной цеховой подстанции это расчетная нагрузка трансформатора подстанции с учетом потерь, при питании двухтрансформаторной подстанции - расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, с учетом потерь. Для магистральной

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

линии мощность $S_{P,K}$ определяем для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии:

$$S_{P,K} = \sqrt{\left(\frac{P_P}{n_K}\right)^2 + \left(\frac{Q_P}{n_K}\right)^2} \quad (5.2)$$

n_K - число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P,K}}{j_{\text{э}}} \quad (5.3)$$

где $j_{\text{э}} = 1,4$ - экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки $T_M = 3500$ ч/год.

По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{\text{э}}$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды.

Для выбранного кабеля по таблицам находим длительно допустимый ток.

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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\Pi} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{P,K}}{n_K} \quad (5.4)$$

где K_{Π} - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [4, табл.1.3.26], в нашем случае $K_{\Pi} = 0,92$ при шести кабелях в траншее, $K_{\Pi} = 1$ – в воздухе;

K_t - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [4, табл.1.3.3], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60°C [4, табл. 2.72] и температуре почвы 15°C $K_t = 1$.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{P.K} \quad (5.5)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} > \frac{I_{AB}}{n_K} \quad (5.6)$$

где K_{AB} - коэффициент перегрузки [4, табл.1.3.2].

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

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (5.7)$$

где P_P , Q_P - расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, [3];

l – длина кабельной линии, км.

Результаты расчетов по формулам (5.1) - (5.7) сведены в таблицу 25.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

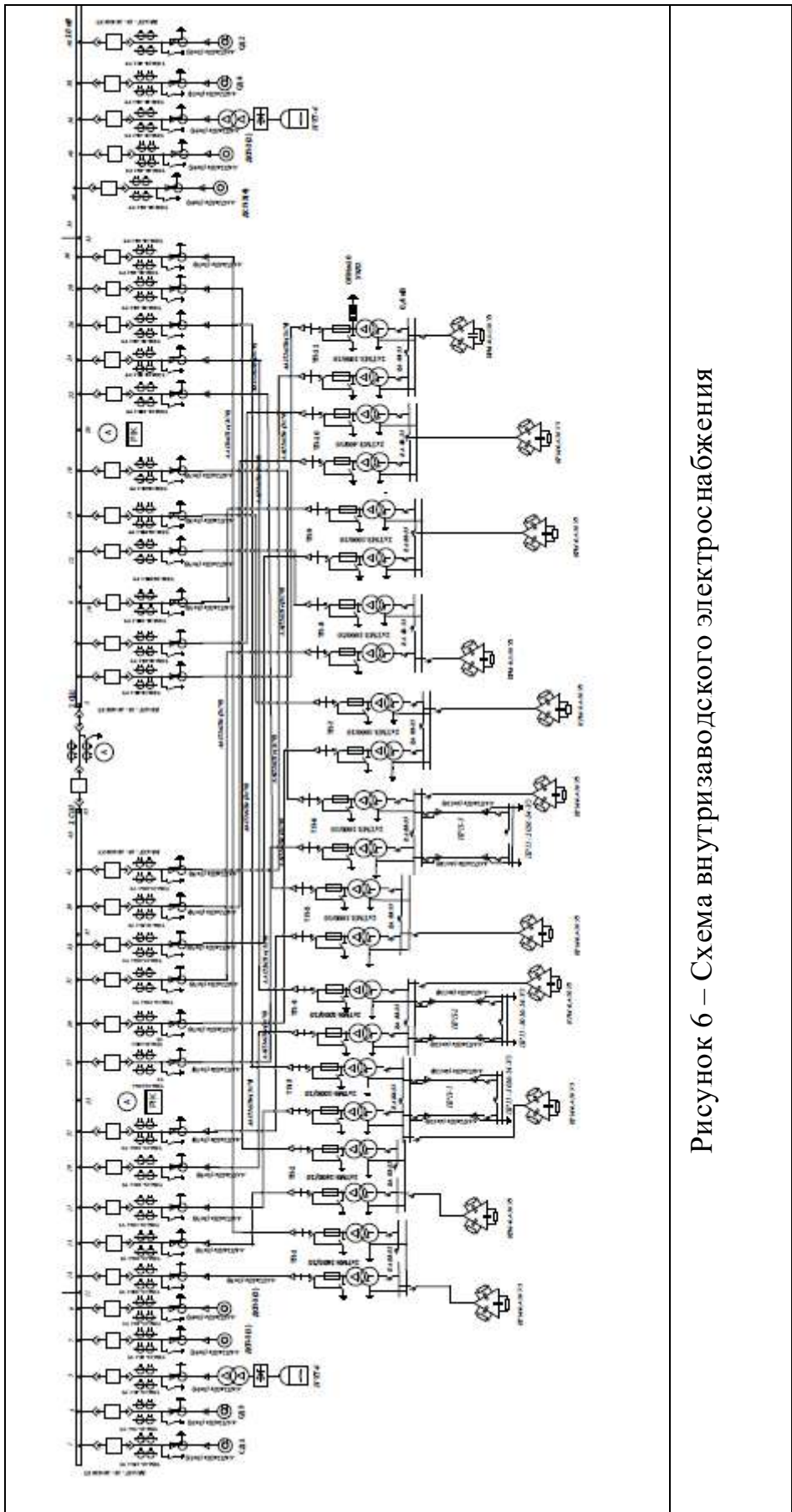


Рисунок 6 – Схема внутризаводского электроснабжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР

Таблица 25 – Выбор кабелей

№ шеста	№ п/п	Конечные пункты кабельной линии	P _р +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _{факт} кВА	I _{факт} А	на один кабель	I _н , мА	Форм., мм ²	Тип кабеля	Код-во	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I _{доп} , А	K _к , о.е.	K _т , о.е.	V _{доп} , м/с	K _{наб} , о.е.	V _{аб} , м/с	l, км	Γ _{ср} , Ом/км	x _{ср} , Ом/км	ΔU%,
													нормал	послеавар.										
10/0,4кВ																								
1	1	ГТП-ТП1	2081,8	1693,6	2683,7	154,9	77,5	70,4	70	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	77,5	155	210	1	0,95	199,5	1,25	249,4	0,10	0,43	0,09	0,103
1	2	ГПШ-ДС1	1800,0	653,8	1915,1	110,6	110,6	100,5	95	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	110,6	-	250	1	0,95	237,5	1,25	296,9	0,10	0,25	0,081	0,050
1	3	ГПШ-ДС2	1800,0	653,8	1915,1	110,6	110,6	100,5	95	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	110,6	-	250	1	0,95	237,5	1,25	296,9	0,10	0,25	0,081	0,050
1	4	ГПШ-ДС3	1800,0	653,8	1915,1	110,6	110,6	100,5	95	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	110,6	-	250	1	0,95	237,5	1,25	296,9	0,10	0,25	0,081	0,052
1	5	ГПШ-ДС4	1800,0	653,8	1915,1	110,6	110,6	100,5	95	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	110,6	-	250	1	0,95	237,5	1,25	296,9	0,10	0,25	0,081	0,050
2	6	ГТП-ТП2	2150,7	1747,2	2770,9	160,0	80,0	72,7	70	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	80,0	160	210	1	0,95	199,5	1,25	249,4	0,13	0,43	0,09	0,138
2	7	ГПШ-СД5	400,0	-86,8	409,3	23,6	23,6	21,5	35	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	23,6	-	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,13	0,854	0,068	0,044
2	8	ГПШ-СД6	400,0	-86,8	409,3	23,6	23,6	21,5	35	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	23,6	-	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,13	0,854	0,068	0,044
2	9	ГПШ-ИЧ1	1600,0	347,1	1637,2	94,5	94,5	85,9	95	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	94,5	-	250	1	0,95	237,5	1,25	296,9	0,13	0,25	0,081	0,055
2	10	ГПШ-ИЧ2	1600,0	347,1	1637,2	94,5	94,5	85,9	95	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	94,5	-	250	1	0,95	237,5	1,25	296,9	0,13	0,25	0,081	0,055
3	11	ГТП-ТП3	1232,1	926,3	1541,4	89,0	44,5	40,5	35	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	44,5	89	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,15	0,854	0,068	0,167
4	12	ТП3-НРИ-1	211,6	215,9	302,3	43,6	72,7	66,1	70	ААП2л Шв	6	в траншее	72,7	43,6	520	0,92	1,13	540,6	1,25	675,7	0,10	0,39	0,206	0,013
6	13	ГПШ-ТП4	1241,0	1058,9	1631,4	94,2	47,1	42,8	35	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	47,1	94	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,11	0,854	0,068	0,125
5	14	ТП4-НРИ-2	57,4	88,6	105,6	15,2	76,2	69,3	70	ААП2л Шв	2	в траншее	76,2	15,2	210	0,92	1,13	218,3	1,25	272,9	0,11	0,43	0,09	0,004
7	15	ГПШ-ТП5	1096,8	1036,2	1508,9	87,1	43,6	39,6	35	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	43,6	87	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,15	0,854	0,068	0,152
7	16	ГПШ-СД7	400,0	-86,8	409,3	23,6	23,6	21,5	35	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	23,6	-	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,15	0,854	0,068	0,051
7	17	ГПШ-СД8	400,0	-86,8	409,3	23,6	23,6	21,5	35	ААП2л Шв	1	в траншее и в лотке	23,6	-	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,15	0,854	0,068	0,051

Продолжение таблицы 25

9	18	ГПП - ПП6	1019,8	835,4	1318,2	76,1	38,1	34,6	35	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	38,1	76	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,13	0,854	0,068	0,121
8	19	ГПП - ПП7	910,0	984,6	1340,7	77,4	38,7	35,2	35	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	38,7	77	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,20	0,854	0,068	0,169
14	20	ГПП - ПП8	772,3	932,0	1210,4	69,9	34,9	31,8	35	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	34,9	70	105	1	0,95	99,8	1,25	124,7	0,35	0,854	0,068	0,253
12	21	ГПП - ПП9	1208,7	1140,1	1661,5	95,9	48,0	43,6	50	ААП2л Шв	2	в траншее	48,0	96	140	0,92	1,13	443,8	1,25	554,7	0,35	0,62	0,090	0,298
10	22	ГПП - ПП10	521,3	358,0	632,4	36,5	18,3	16,6	35	ААП2л Шв	2	в траншее и в лотке	18,3	37	105	1	0,95	443,8	1,25	554,7	0,30	0,854	0,068	0,141
13	23	ГПП - ПП11	1455,6	1088,5	1817,5	104,9	52,5	47,7	50	ААП2л Шв	2	в траншее	52,5	105	140	0,92	1,13	145,5	1,25	181,9	0,12	0,62	0,090	0,120
11	24	ПП6- НРП-3	80,0	132,2	154,5	223,1	111,5	101,4	95	ААП2л Шв	2	в траншее	111,5	223	250	0,92	1,13	443,8	1,25	554,7	0,12	0,25	0,081	0,004

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

ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР

Лист

72

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания 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 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора.

6.1 Расчет токов короткого замыкания

Принципиальная электрическая схема СЭС завода изображена на рисунке 6.1. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 6.2. Токи КЗ в точках K_1 и K_2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

Для расчета токов короткого замыкания составим расчетную электрическую схему (рисунок 7).

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

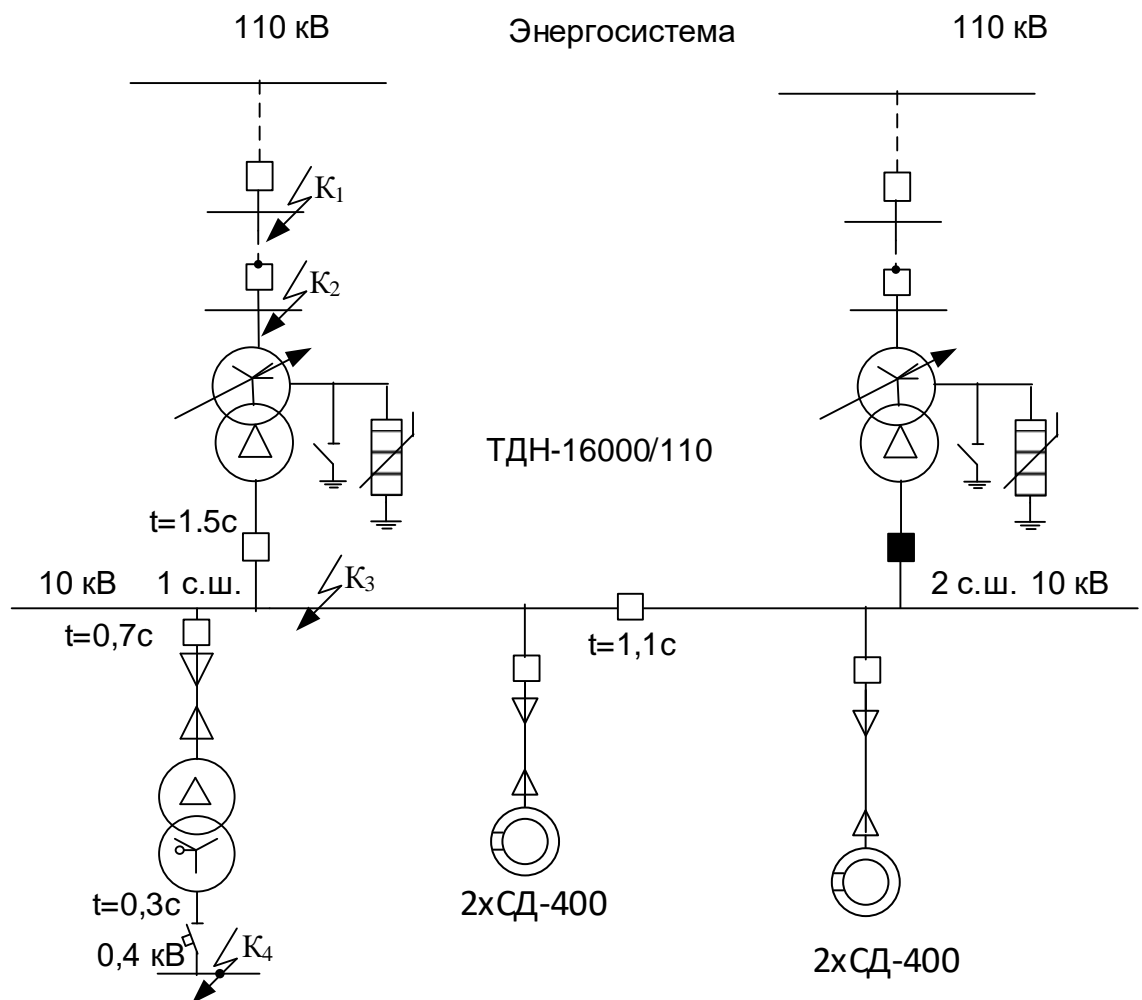


Рисунок 7 - Расчетная электрическая схема токов короткого замыкания

В подпитке точки K_3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов K_3 в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока K_3 в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току K_3 производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования РПН напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Мощность короткого замыкания системы $S_k = 2860$ МВА, базисная

мощность $S_{\sigma}=1000$ МВА, $U_{н1}=110$ кВ, $U_{н2}=10$ кВ, $U_{н3}=0,4$ кВ

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6) составляется схема замещения (рисунок 8).

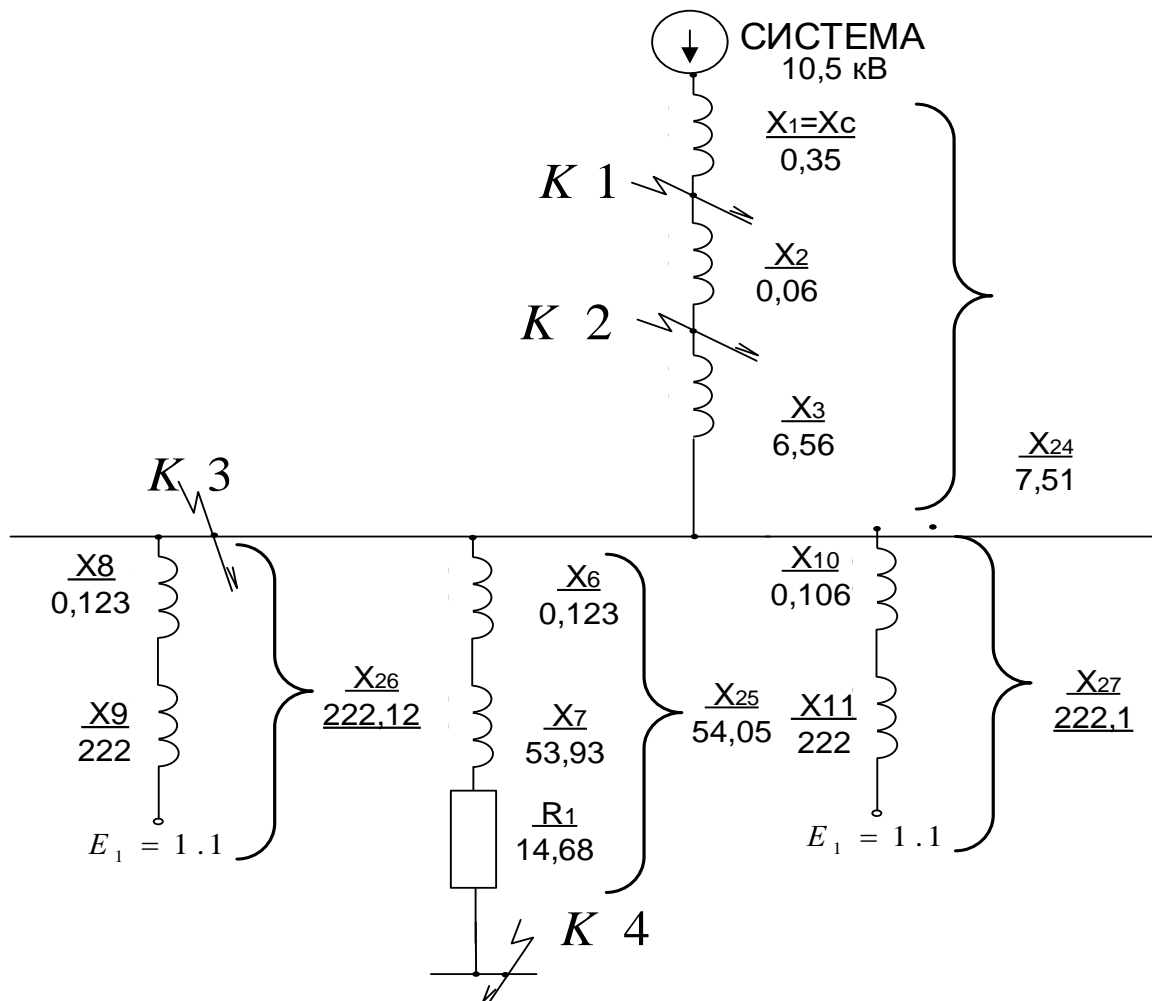


Рисунок 8 - Схема замещения для расчета токов КЗ

Определим токи КЗ в точках К₃ и К₄:

Сопротивление системы:

$$X_1 = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{2860} = 0,35 \quad (6.1)$$

Сопротивление линии:

$$X_{кл.i} = \frac{(x_0 \cdot l_i \cdot S_{\sigma})}{U_{\sigma}^2} \quad (6.2)$$

$$X_2 = \frac{(0,444 \cdot 18 \cdot 1000)}{115^2} = 0,6$$

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_3 = \left(\frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.т}} \right) = \left(\frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} \right) = 6,56 \quad (6.3)$$

Суммарное сопротивление параллельных кабельных линий до ТП-7 (каждая – ААП2лШв 3×70, длина 200 м), (формула 6.2) :

$$X_6 = \frac{(0,068 \cdot 0,200 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,123$$

Сопротивление цехового трансформатора на ТП-7 (ТМЗ-1000) находим по формуле:

$$Z_7 = Z_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.т}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{1} = 55 \quad (6.4)$$

$$R = \frac{P_{кз} \cdot S_{\sigma аз}}{S_{ном}^2} 10^{-3} = \frac{10,8 \cdot 1000}{1^2} 10^{-3} = 10,8 \quad (6.5)$$

$$X_7 = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{55^2 - 10,8^2} = 53,93 \quad (6.6)$$

Найдём сверхпереходные сопротивления двигателей с наиболее распространенной мощностью 400 кВт, коэффициент полезного действия $\eta = 0,95$, $\cos\phi = 0,9$; сверхпереходное сопротивление по продольной оси ротора $X_d'' = 0,22$.

Сопротивление синхронного двигателя шаропрокатного цеха №7:

$$X_8 = X_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{P_{\sigma в}} \cdot \cos\phi_{ном} \cdot \eta = 0,13 \cdot \frac{1000}{0,40} \cdot 0,85 \cdot 0,9 = 444 \quad (6.7)$$

Сопротивление кабельных линий ЗРУ-СД -400 (ААП2лШв 3×35, с длиной (м) 150):

$$X_9 = \frac{(0,068 \cdot 0,2 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,123$$

Сопротивление синхронного двигателя чугунолитейного цеха №2:

$$X_{10} = X_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{P_{\sigma в}} \cdot \cos\phi_{ном} \cdot \eta = 0,13 \cdot \frac{1000}{0,40} \cdot 0,85 \cdot 0,9 = 444 \quad (6.8)$$

Сопротивление кабельных линий ЗРУ-СД -400 (ААП2лШв 3×70, с длиной (м) 130):

$$X_{11} = \frac{(0,09 \cdot 0,13 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,106$$

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Точку К₄ полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ цеховой ТП с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП-3).

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

$$X_{24} = X_1 + X_2 + X_3 = 0,35 + 0,6 + 6,56 = 7,51$$

$$X_{25} = X_6 + X_7 = 0,123 + 53,93 = 54,05$$

$$X_{26} = X_{об\ 7,8} = X_8 + X_9 = 0,123 + \frac{444}{2} = 222,123$$

$$X_{27} = X_{об\ 5,6} = X_{10} + X_{11} = 0,106 + \frac{444}{2} = 222,106$$

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивления и ЭДС при КЗ в точке 3:

$$X_{24} = 7,51; X_{25} = 54,05; X_{26} = 222,123, X_{27} = 222,106,$$

а при КЗ в точке 4:

$$X_{КЗ\ 3} = X_{24} + X_{25} = 7,51 + 54,05 = 61,56$$

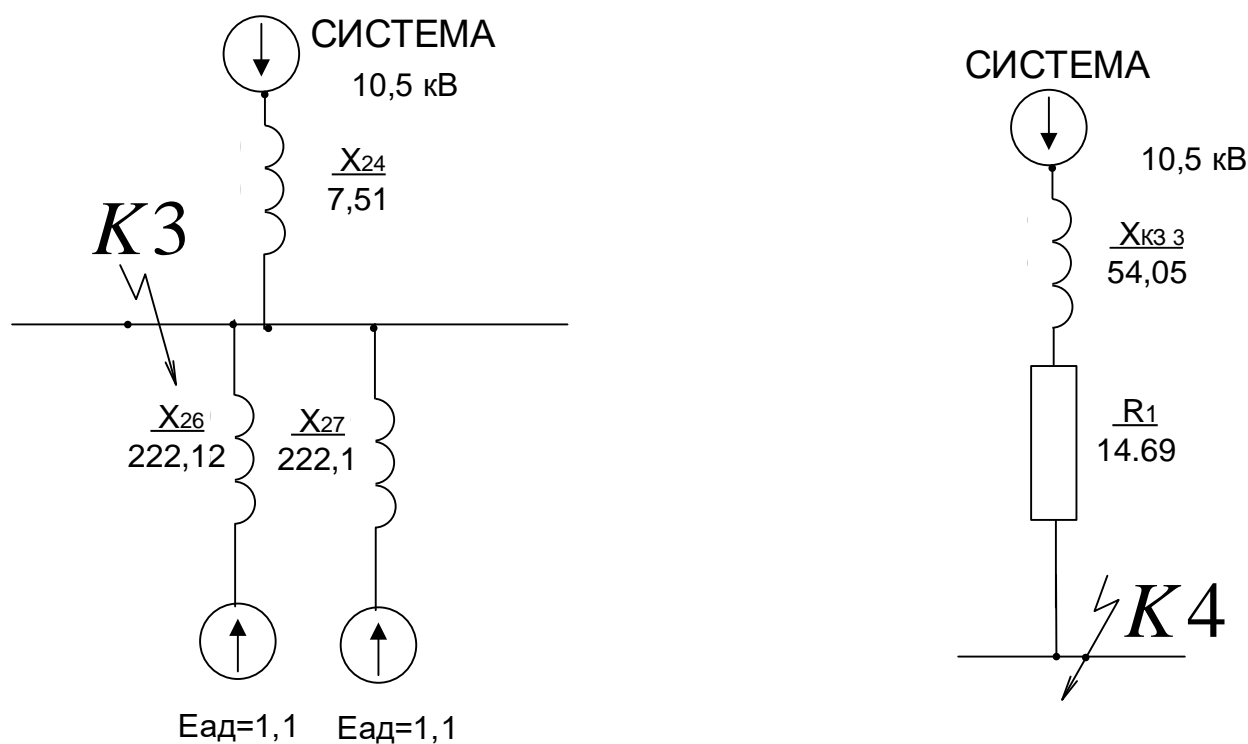


Рисунок 9 – Упрощенные схемы замещения

Точка 3:

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}$$

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗПО(6)}}^{(3)} = \frac{E_{\text{дв}}}{X_{26}} + \frac{E_{\text{дв}}}{X_{27}} + \frac{E_c}{X_{\text{э.ксист}}} \quad (6.8)$$

$$I_{\text{КЗПО(6)}}^{(3)} = \frac{1,1}{222,12} + \frac{1,1}{222,1} + \frac{1}{7,51} = 0,148$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{\text{КЗПО}}^{(3)} = I_{\text{КЗПО(6)}}^{(3)} \cdot I_B \quad (6.9)$$

$$I_{\text{КЗПО}}^{(3)} = 54,98 \cdot 0,148 = 8,13 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К₃:

$$i_{\text{аК}_3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗПО}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,13 \cdot e^{\frac{0,01}{0,14}} = 10,7 \text{ кА} \quad (6.10)$$

$T_a = 0,14$ с. для данной ступени СЭС, $\tau = 0,01$ с - в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ в точке 3:

$$i_{\text{у3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗПО}}^{(3)} + i_{\text{аК}_3} = \sqrt{2} \cdot 8,13 + 10,7 = 33,70 \text{ кА} \quad (6.11)$$

Точка 4:

Периодическая составляющая тока КЗ в точке 4:

$$I_{\text{К4П|0}}^{(3)} = \frac{E_c}{(Z_{\text{КЗ 3}})} \quad (6.12)$$

$$I_{\text{К4П|0}}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{61,56^2 + 14,68^2}} = 0,015$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4П|0}}^{(3)} = I_{\text{К4П|0}}^{(3)} \cdot I_B = I_{\text{К4П|0}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}}$$

$$I_{\text{К4П|0}}^{(3)} = 0,015 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 23,09 \text{ кА}$$

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

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 26:

Таблица 26 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{\text{ср}}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени, $S_{\text{к.ст}} = \sqrt{3}U_{\text{ср}}I_{\text{по}}$, МВа
		$I_{\text{по}}$	$i_{\text{уд}}$	
К1	115	14,36	36,50	2860
К2	115	5,26	13,39	1048,22
К3	10,5	8,13	33,70	147,94
К4	0,4	23,09	-	16,00

7 ВЫБОР

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбранные аппараты и проводники должны:

1. Длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
2. Противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ;
3. Удовлетворять требованиям экономичности.

7.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.

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

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{ТСН} = S_{НОМ.Т} \cdot 0,5\% , \quad (7.1)$$

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

Принимаем к установке трансформатор ТМ-63/10 с номинальной мощностью 63 кВА.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_n = \frac{1,4 \cdot S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (7.2)$$

$$I_n = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,85 \text{ А.}$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ-101-10-8-31,5УЗ с

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

НОМИНАЛЬНЫМ ТОКОМ $I_{НОМ} = 8А$.

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

Ток нагрузки в нормальном режиме:

$$I_H = \frac{K_{3,т\ ном} \cdot S_{ном. зпт т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7.3)$$

$$I_H = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 616 \text{ А.}$$

В послеаварийном режиме:

$$I_{п/ав} = \frac{K_{3,т\ п/ав} \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7.4)$$

$$I_{п/ав} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ А.}$$

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным, из шкафов серии

К-104М ($I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$). Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВВ/ TEL –10 – 31,5/;
- трансформаторы тока ТЛМ 10;
- трансформаторы напряжения 3×НАМИ-10-95 УХЛ2
- трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ

Произведем проверку выключателей КРУ:

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3, \min} + t_{CB} + \Delta t_{МТЗ}, \quad (7.5)$$

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

где $t_{3 \min}$ - минимальное время срабатывания защиты; $t_{с.в.}$ - собственное время срабатывания выключателя; $\Delta t_{МТЗ}$ - время уставки МТЗ.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{нл} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (7.6)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,13 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,05}} = 2,91 \text{ кА.}$$

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100}, \quad (7.7)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \frac{40\%}{100} = 17,8 \text{ кА.}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_K = I_{п|0|КЗ}^2 \cdot (t_{3.min} + t_{CB} + \Delta t_{МТЗ}) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (7.8)$$

$$B_K = 8,13^2 \cdot (0,01 + 0,06 + 0,05 + 1,5) = 107,19$$

$$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 27 - Проверка выключателей 10 кВ

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		ВВ/TEL-10-31,5/1600
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1232 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_H = 1600 \text{ А}$
$I_{п,о} = 8,13 \text{ кА}$	$I_{п,о} \leq I_{дин}$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{a,\tau} = 2,91 \text{ кА}$	$I_{a,\tau} \leq I_{a.ном}$	$i_{a.ном} = 17,8 \text{ кА}$
$i_{уд} = 33,70 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 107,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель удовлетворяет условиям.

В качестве секционного также выбираем выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1600.

Разъединители в КРУ встроенные, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВ/TEL-10.

Проверка разъединителей КРУ не производится.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Выбор трансформаторов тока на вводе в РУ 10 кВ главной понизительной подстанции приведен в таблице 24.

Таблица 28 - Проверка трансформаторов тока 10 кВ

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		ТЛМ – 10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1232 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_n = 1500 \text{ А}$
$i_{уд} = 33,70 \text{ кА}$	$уд \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$В_k = 107,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 262 \cdot 3 = 2028 \text{ к} \cdot \text{с}$

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

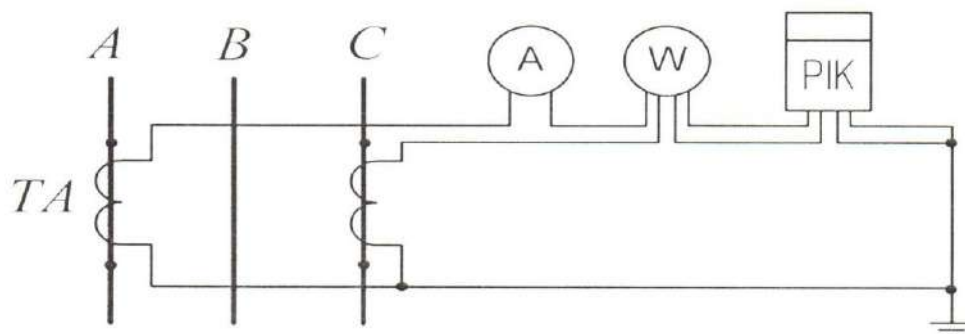


Рисунок 10 - Схема подключения приборов учета

Проверку ТА по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 29.

Таблица 29 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	–	–

Ваттметр	Д-335	1	0,5	–	0,5
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART2	1	0,1	–	0,1
Итого:			1,1	–	0,6

Из таблицы 26 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (7.9)$$

где I_2 - вторичный ток трансформатора тока.

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (7.10)$$

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

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

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (7.11)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,256} = 1,14 \text{ мм}^2$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами принимаются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ выше. В остальных в случаях

во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$). Правила устройства электроустановок регламентирует минимальное сечение для алюминиевых проводов 4 мм², поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 11.

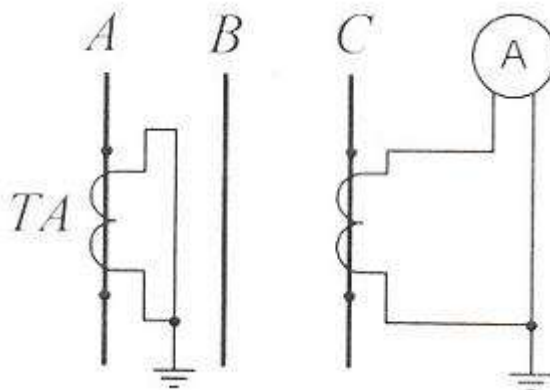


Рисунок 11 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ

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

Данные приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	-	-	0,5

Из таблицы 26 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы С, тогда общее сопротивление приборов определяем по формуле (7.12):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом} \quad (7.12)$$

Допустимое сопротивление проводов определяем по формуле (7.13):

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом} \quad (7.13)$$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 6 метров.

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

Правила устройства электроустановок регламентирует минимальное сечение для алюминиевых проводов 4 мм², поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм².

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке 3×НАМИ-10-95 УХЛ2, с паспортными данными: U_{ном} = 10 кВ, S_{2ном} = 200 ВА, работающий в классе точности 0,5. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 32.

Таблица 32 - Нагрузка трансформаторов напряжения

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{9,2^2 + 58,8^2} = 59,5 \text{ ВА} \quad (7.14)$$

S₂ < S_{2ном}, т.е. трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм² по условию

механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN-001-10УЗ (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

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

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Выключатели и трансформаторы тока 10 кВ

№ цеха	№ п/п	Конечные пункты кабельной линии	Нагрузка на кабель		Un,кВ	In,кА	Iy,кА	Тип выключателя	Тип ТТ
			нормал.	послеавар					
10/0,4кВ									
1	1	ГПП - ТП1	74,62	149,24	10	8,13	33,70	ВВ/TEL - 10 – 31,5 /630 УЗ	ТШЛ-10-200-0,5/10P
2	2	ГПП-ТП2	77,00	153,99	10				ТШЛ-10-200-0,5/10P
3	3	ГПП-ТП3	43,28	86,56	10				ТШЛ-10-100-0,5/10P
6	4	ГПП-ТП4	44,42	88,85	10				ТШЛ-10-100-0,5/10P
7	5	ГПП-ТП5	42,35	84,70	10				ТШЛ-10-100-0,5/10P
9	6	ГПП-ТП6	36,43	72,85	10				ТШЛ-10-100-0,5/10P
8	7	ГПП-ТП7	37,88	75,75	10				ТШЛ-10-100-0,5/10P
14	8	ГПП-ТП8	31,81	63,61	10				ТШЛ-10-100-0,5/10P
12	9	ГПП-ТП9	17,80	35,61	10				ТШЛ-10-100-0,5/10P
10	10	ГПП-ТП10	17,80	35,61	10				ТШЛ-10-50-0,5/10P
13	11	ГПП-ТП11	50,38	100,76	10	ТШЛ-10-100-0,5/10P			

Произведем проверку кабелей 10 и 0,4 кВ на термическую стойкость.

Таблица 34 - Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	I_k , кА	$t_{сзmin}$, с	$t_{св}$, с	$\Delta t_{мгз}$, с	T_a , с	B_k , $к \cdot A^2 \cdot с$	C ,	$F_{тс}$, $мм^2$
ГПП - ТП	8,13	0,01	0,05	0,7	0,12	58,23	100	63,59
ГПП - СД	8,13	0,01	0,05	0	0,1	10,59	100	32,54
ТП-НРП	18,94	0,01	0,05	0,2	0,02	100,40	100	100,20

$$B_K = I_{II|0|K3}^2 \cdot t_{K3.экв} \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{K3.экв} = t_{c3/\min} + t_{cв} + \Delta t_{MT3} + T_a \cdot (1 - e^{-\frac{2t_{омк}}{T_a}})$$

$$t_{омк} = t_{c3/\min} + t_{cв} + \Delta t_{MT3} = 0,01 + 0,05 + 0,7 = 0,76 \text{ с}$$

$$t_{K3.экв} = 0,01 + 0,05 + 0,7 + 0,12 = 0,88 \text{ с}$$

$$B_K = 8,13^2 \cdot 0,88 = 58,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{r\min} = \frac{\sqrt[3]{B_K}}{C} = \frac{\sqrt[3]{58,22 \cdot 10^6}}{100} = 63,59 \text{ мм}^2 \quad (7.15)$$

где С - коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, С=100 Ас/мм² (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами);

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

Все кабели, для которых производится увеличение сечения, вносим в таблицу 35.

Таблица 35 - Поправки сечений кабелей

Конечные пункты кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП - ТП1	70	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП2	70	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП3	35	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП4	35	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП5	35	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП6	35	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП7	35	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП8	35	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП9	50	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП10	35	80,6	ААП2лШв (3*70)
ГПП-ТП11	50	80,6	ААП2лШв (3*70)

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

ГПП-СД 1,2, 3,4	35	80,6	ААП2лШВ (3×35)
ГПП-ИЧ 1,2,	95	80,6	ААП2лШВ (3×95)
ГПП-ДС 1,2,3,4	95	80,6	ААП2лШВ (3×95)

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

В цеховых ТП применяем комплектные трансформаторные подстанции.

КТП-800, КТП-1250, КТП-2000 комплектуются выключателями нагрузки типа ВНПр-10 с пружинным приводом со встроенными предохранителями ПК или вакуумными выключателями типа ВВ/AST-10.

Выбор оборудования низковольтных распределительных пунктов (0,4 кВ) осуществляется по токам нагрузки в тяжёлом режиме. Результаты выбора сведем в таблицу 36.

Таблица 36 - Автоматические выключатели

Кабельные линии	Место установки	I_p, A	$I_{утяж}, A$	Тип выключателя	Тип НРП
ТП3 -НРП-1	вводной	69,40	416,42	ВА 88-500 3Р 10 А	ПР11- 3056-54- УЗ Ином - 500 А
ТП4 -НРП-2	вводной	62,51	125,02	ВА 88-150 3Р 250 А	ПР11- 1050-54- УЗ Ином - 250 А
ТП6 -НРП-3	вводной	97,93	195,87	ВА 88-250 3Р 10 А	ПР11- 3056-54- УЗ Ином - 250 А

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

8.1 Описание схемы электроснабжения

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

Синхронные двигатели компрессорной станции имеют небольшую мощность, следовательно удельные потери активной энергии при компенсации ими реактивной мощности будут велики. Использовать их для компенсации не будем.

К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены трансформаторы цеховых ТП. В таблице 24 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{н.т. i}$ – номинальная мощность трансформатора i -й ТП; Q_{1i} и $\Delta Q_{тi}$ – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{тp i}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{л i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.т. i}^2 \cdot N}, \quad (8.1)$$

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

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

$S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора,

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

N – число трансформаторов на ТП.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_{\text{ли}} = \frac{R_0 \cdot l}{N_{\text{л}}}, \quad (8.2)$$

где R_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км,

l – длина линии, км,

$N_{\text{л}}$ – число параллельных кабельных линий.

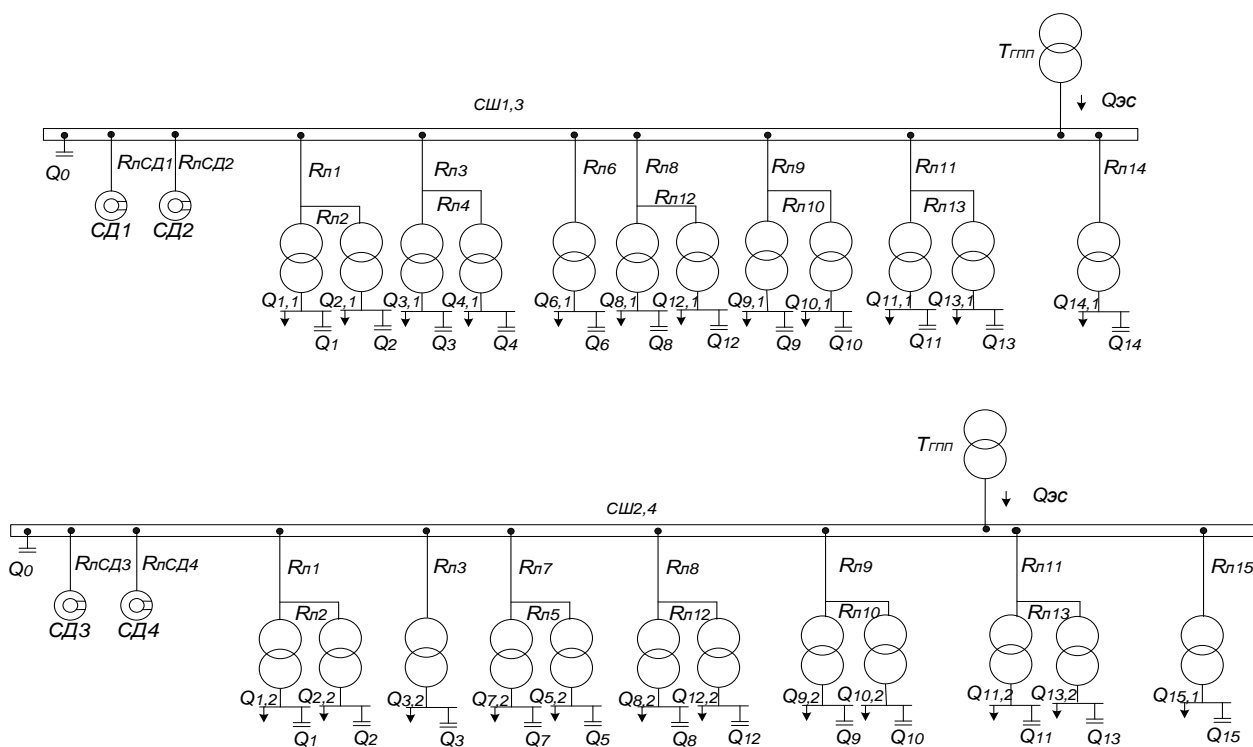


Рисунок 12 – Расчетные схемы

Таблица 37 - Исходные данные ТП для расчёта компенсации реактивной мощности

Номер ТП	$S_{\text{нi}}$, кВ	Кол-во тр-ров	$Q_{\text{тpи}}$ кВар	$\Delta Q_{\text{тpи}}$ кВар	$R_{\text{тpи}}$	$R_{\text{ли}}$
1	1600	1	439,50	63,04	0,645	0,021
2	1600	1	347,88	63,04	0,645	0,028
3	1000	1	345,41	38,95	1,080	0,064
4	1000	1	337,42	38,95	1,080	0,047
5	1000	1	443,95	38,95	1,080	0,064

6	1000	1	383,63	34,05	1,080	0,056
7	1000	1	457,71	34,59	1,080	0,085
8	1000	1	427,06	38,95	1,080	0,149
9	1000	1	365,28	38,95	1,080	0,109
10	400	1	111,08	17,22	3,438	0,128
11	1000	1	497,77	38,88	1,080	0,037

8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

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

$$C_0 = 1,03 \cdot (17547,6 \cdot 1 + 1,551 \cdot 3412) = 23524,8 \text{ руб/кВт}\cdot\text{год}$$

где $\delta=1,03$ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности; $\alpha = 1462,3 \cdot 12 = 17547,6 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$ - основная ставка тарифа;

$\beta = 1,551 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$; - стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

$$k_M = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Delta P_M} \approx 1 - \text{отношение потерь активной мощности предприятия } \Delta P_{\Sigma} \text{ в}$$

момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;

$\tau = 3412$ – годовое число часов максимальных потерь.

8.3 Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{НБК} + C_0 \cdot \Delta P_{НБК}, \quad (8.5)$$

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,9 \cdot 94,4 \cdot 1,2 + 23524,8 \cdot 4 = 670060,03 \text{ руб/Мвар},$$

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

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

$\Delta P_{НБК}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию

одного Мвар, кВт/Мвар.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = E \cdot K_{КВ} + C_0 \cdot \Delta P_{КВ} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,9 \cdot 94,4 \cdot 1,2 + 23524,8 = 355030,02$$

руб/Мвар;

8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

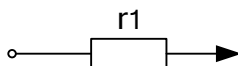


Рисунок 13 – Схема замещения радиальной линии

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

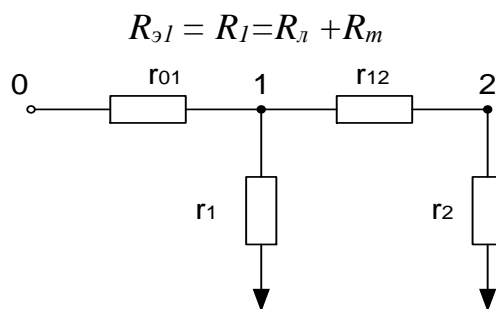


Рисунок 14 – Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.2), сначала введем обозначения:

$$\begin{aligned} r_{01} &= R_{л1} & r_{12} &= R_{л2} \\ r_1 &= R_{мп1} & r_2 &= R_{мп2} \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы (рисунок 8.1) определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{\delta 1}} = \quad (8.8)$$

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

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{m1}}\right) \cdot r_1 \quad (8.9)$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\delta 1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2) \quad (8.10)$$

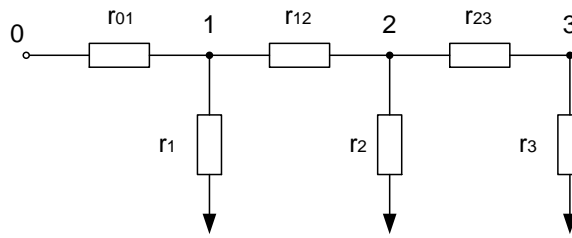


Рисунок 15 – Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 12), сначала введем обозначения:

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 13) расчет эквивалентных сопротивлений проводится аналогично:

$$r_{01} = R_{л1}, \quad r_{12} = R_{л2}, \quad r_{23} = R_{л3},$$

$$r_1 = R_{Т1}, \quad r_2 = R_{Т2}, \quad r_3 = R_{Т3}.$$

Эквивалентная проводимость точек 1 и 2 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{Т2}}, \quad (8.11)$$

$$\frac{1}{R_{Т2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}. \quad (8.12)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений определяются по формулам:

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot r_1, \quad (8.13)$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{Т2}}\right) \cdot r_2, \quad (8.14)$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{Т2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3) \quad (8.15)$$

8.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{\pi} + \frac{Z}{R_{\text{Эi}}}, \quad (8.16)$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} \quad (8.17)$$

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

$$Z = \frac{335030,02 - 670060}{2 \cdot 10 \cdot 335030,02} = -0,712 \text{МВар} \cdot \text{Ом}$$

Результаты расчётов эквивалентных сопротивлений сводим в таблицу

38.

Таблица 38 – Расчёт эквивалентных сопротивлений

Трансформаторная подстанция	R _{тi} , Ом	R _{лi} , Ом	R _{эi} , Ом
ТП-1	0,645	0,021	0,666
ТП-2	0,645	0,028	0,672
ТП-3	1,080	0,064	1,144
ТП-4	1,080	0,047	1,127
ТП-5	1,080	0,064	1,144
ТП-6	1,080	0,056	1,136
ТП-7	1,080	0,085	1,165
ТП-8	1,080	0,149	1,229
ТП-9	1,080	0,109	1,189
ТП-10	3,438	0,128	3,566
ТП-11	1,080	0,037	1,117

Результаты расчётов эквивалентных сопротивлений и мощностей Q_{ci} низковольтных БК сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Расчёт эквивалентных сопротивлений и мощностей БК

Место установки БК	R _{экв} , Ом	Q _l , Мвар	ΔQ _т , Мвар	Q _c Мвар	Q _c , Q _{со}	Мвар	Q _{кi} , Мвар	Q _{кi} +Q _с Мвар	Тип БК	Q _{ст} , кВар
										Расчётное
ТП-1	0,67	0,44	0,06	-0,57	-0,57	0,00	0,34	0,34	КРМ-0,4-50 УЗ	50
ТП-2	0,67	0,35	0,06	-0,65	0,00	0,00	0,46	0,46	КРМ-0,4-50 УЗ	50
ТП-3	1,14	0,35	0,04	-0,24	-0,24	0,00	0,08	0,08	КРМ-0,4-10 УЗ	10
ТП-4	1,13	0,34	0,04	-0,26	-0,26	0,00	0,15	0,15	КРМ-0,4-20 УЗ	20
ТП-5	1,14	0,44	0,04	-0,14	-0,14	0,00	0,04	0,04	КРМ-0,4-10 УЗ	10

ТП-6	1,14	0,38	0,03	-0,21	-0,21	0,00	0,00	0,00	0	0
ТП-7	1,17	0,46	0,03	-0,12	-0,12	0,00	0,00	0,00	0	0
ТП-8	1,23	0,43	0,04	-0,11	-0,11	0,00	0,00	0,00	0	0
ТП-9	1,19	0,37	0,04	-0,19	-0,19	0,00	0,17	0,17	КРМ-0,4-20 УЗ	20
ТП-10	3,57	0,11	0,02	-0,07	-0,07	0,00	0,05	0,05	КРМ-0,4-10 УЗ	10
ТП-11	1,12	0,50	0,04	0,54	0,54	0,54	0,00	0,54	КРМ-0,4-100 УЗ	100
Итого		4,16	0,45			3,83	1,29	1,29		270

8.6 Определение мощности высоковольтной БК

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

$$Q_0 = \sum(Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП} + Q_{ПР} - \sum Q_{Ci} - Q_{ЭС1} \quad (8.20)$$

где $Q_{ЭС1}$ - экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{ЭС} = \alpha_1 \cdot P_p \text{ и } Q''_{ЭС} = Q_p - \frac{0,7}{K_{НР}} \cdot Q_{сдм} \quad (8.21)$$

$$Q_p = \sum(Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП} + Q_{ПР} \quad (8.22)$$

где α_1 - расчетный коэффициент равный 0,5;

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

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

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

$$Q_p = (4,16 + 0,45) \cdot 10^3 + \frac{1,6}{2} + \frac{3,31}{2} = 7,06 \text{ МВар,}$$

$$Q'_{ЭС} = 0,5 \cdot 19169 = 9584,32 \text{ МВар}$$

Подставим все найденные значения в формулу:

$$Q_0 = 7,06 - 9584,32 = -2,529 \text{ Мвар}$$

Значит нет необходимости установить высоковольтные конденсаторные батареи в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции.

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности $tg\varphi$ на

вводе ГПП (без учета мощности $Q_{\Sigma c1}$, поступающей из энергосистемы):

$$tg\phi_P = \frac{\sum Q_P + \sum Q_{Ki} - \left(\sum Q_{CT.Hi} + \sum Q_{CT.Bi} + \sum Q_{CДi} \right)}{P_P} \quad (8.24)$$

$$tg\phi_P = \frac{7,055 + 1,29 - 0,27 - 3,82}{19,169} = 0,22$$

9 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Определим величину ёмкостной составляющей тока ОЗЗ $I_{з.с.кЛ}$, обусловленной ёмкостными проводимостями кабелей по отношению к земле:

$$I_{з.с.кЛ} = \sum_{i=1}^n I_{с.удi} \cdot l \quad (9.1)$$

Ёмкостная составляющая тока ОЗЗ $I_{з.с.}$ на секции шин ГПП с учётом ёмкостных проводимостей оборудования и ошиновок подстанций:

$$I_{з.с.} = I_{з.с.кЛ} \cdot 1.1 \quad (9.2)$$

Таблица 41 – Расчеты по выбору режима нейтрали

	<i>I с.ш (2с.ш)</i>		
	<i>95 (ИЧТ)</i>	<i>95 (ДСП)</i>	<i>35 (СТД)</i>
<i>Сечение F, мм²</i>	<i>95 (ИЧТ)</i>	<i>95 (ДСП)</i>	<i>35 (СТД)</i>
<i>Длина кабельной линии L_{км}, км</i>	<i>0,378</i>	<i>0,202</i>	<i>0,129</i>
<i>Количество параллельно проложенных кабелей</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>Суммарная длина кабелей сечением F, км</i>	<i>0,378</i>	<i>0,202</i>	<i>0,129</i>
<i>Удельная величина ёмкостного тока I_{уд. с}, А/км</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>0,69</i>
<i>Величина ёмкостного тока кабеля I_{з.с.кЛ} L_{кЛ}, А</i>	<i>0,378</i>	<i>0,202</i>	<i>0,089</i>
<i>Суммарный ёмкостный ток кабелей, А</i>	<i>0,669</i>		
<i>Ёмкостный ток на секции шин 10 кВ ГПП, А</i>	<i>0,736</i>		
<i>I_{з.с.макс}</i>	<i>0,92</i>		
<i>I_{з.с.мин}</i>	<i>0,552</i>		

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

R_{\max}	0,5
R_{\min}	0,6
Номинальное сопротивление резистора	500 600

Продолжение таблицы 41

Сечение F , мм ²	3 с.ш (4с.ш)		
	95 (ИЧТ)	95 (ДСП)	35 (СТД)
Длина кабельной линии $L_{\text{км}}$, км	0,378	0,202	0,129
Количество параллельно проложенных кабелей	1	1	1
Суммарная длина кабелей сечением F , км	0,378	0,202	0,129
Удельная величина ёмкостного тока $I_{\text{уд. с}}$, А/км	1	1	0,69
Величина ёмкостного тока кабеля $I_{\text{з.с.кл}} L_{\text{кл}}$, А	0,378	0,202	0,089
Суммарный ёмкостный ток кабелей, А	0,669		
Ёмкостный ток на секции шин 10 кВ ГПП, А	0,736		
$I_{\text{з.с.макс}}$	0,92		
$I_{\text{з.с.мин}}$	0,552		
R_{\max}	0,5		
R_{\min}	0,6		
Номинальное сопротивление резистора	500 600		

Сечение КЛ берём из Таблицы 30.

Длину КЛ берём из Таблицы 21.

Таблица 42 - Зарядные и емкостные токи замыкания на землю

Сечение F , мм ²	Кабели 10 кВ	
	Зарядный ток	Ток замыкания на землю
16	0,33	0,52
25	0,42	0,62

35	0,47	0,69
50	0,54	0,77
70	0,6	0,9
95	0,69	1
120	0,74	1,1
150	0,84	1,3
185	0,95	1,4
240	1,06	1,6
300	1,16	1,8

Так как ток замыкания на землю < 10 А, то выбираем режим резистивного заземления нейтрали.

Определим технические параметры устройства, с помощью которого обеспечивается выбранный режим нейтрали. Для определения номинальных параметров этих устройств, следует определить максимально и минимально возможные значения ёмкостной составляющей тока ОЗЗ на секции шин ГПП, которые вызываются оперативными переключениями в сети.

$$I_{з.с.макс} = 1,25 \cdot I_{з.с.норм} \quad (9.3)$$

$$I_{з.с.мин} = 0,75 \cdot I_{з.с.норм} \quad (9.4)$$

$I_{з.с.норм}$ – значение ёмкостного тока на секции.

Результаты расчетов в Таблице 35.

Для сети 110 кВ выбираем режим с эффективным заземлением нейтрали.

Для сети 10 кВ выбираем режим резистивного заземления нейтрали.

Для сети до 1 кВ выбираем режим глухого заземления нейтрали.

10 ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИИ

Оценка показателей качества напряжения

Определить коэффициенты искажения синусоидальности и гармонических составляющих напряжения на I и II секциях шин 10 кВ ГПП СЭС, а также на шинах высшего напряжения до и после прямого поэтапного (сначала к I – й секции шин 10 кВ, затем к II – й секции) подключения высоковольтных батарей конденсаторов (БК).

Отклонения ПКЭ от нормируемых значений ухудшают условия эксплуатации электрооборудования энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии, могут привести к значительным убыткам в промышленности, обуславливают технологический и электромагнитный ущерб.

В структуре ЭП завода присутствуют дуговые сталеплавильные печи, работающие на повышенном напряжении, следовательно они подключаются к шинам ГПП через преобразователь. Таким образом необходимо провести расчет на соответствие нормам коэффициента искажения синусоидальности.

Данные взяты из курсового проекта и сведены в нижеследующей таблице 43.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

Таблица 43 - Данные для расчета показателей качества эл. энергии

S _{НОМ} , кВА	S _{кз} кВА	S _{ДСП} кВА	Кол- во ДСП шт	S _{СТД} кВА	Кол- во СТД шт	СИЧТ кВА	Кол- во ИЧТ шт	S _{НОМ} , кВА	Кол-во ТПШТ
								10 кВ	
110 кВ								1600	2
								1600	2
								1000	2
					2		2	0	
16000	2860	1800	4	400	4	1600	2	4200	6

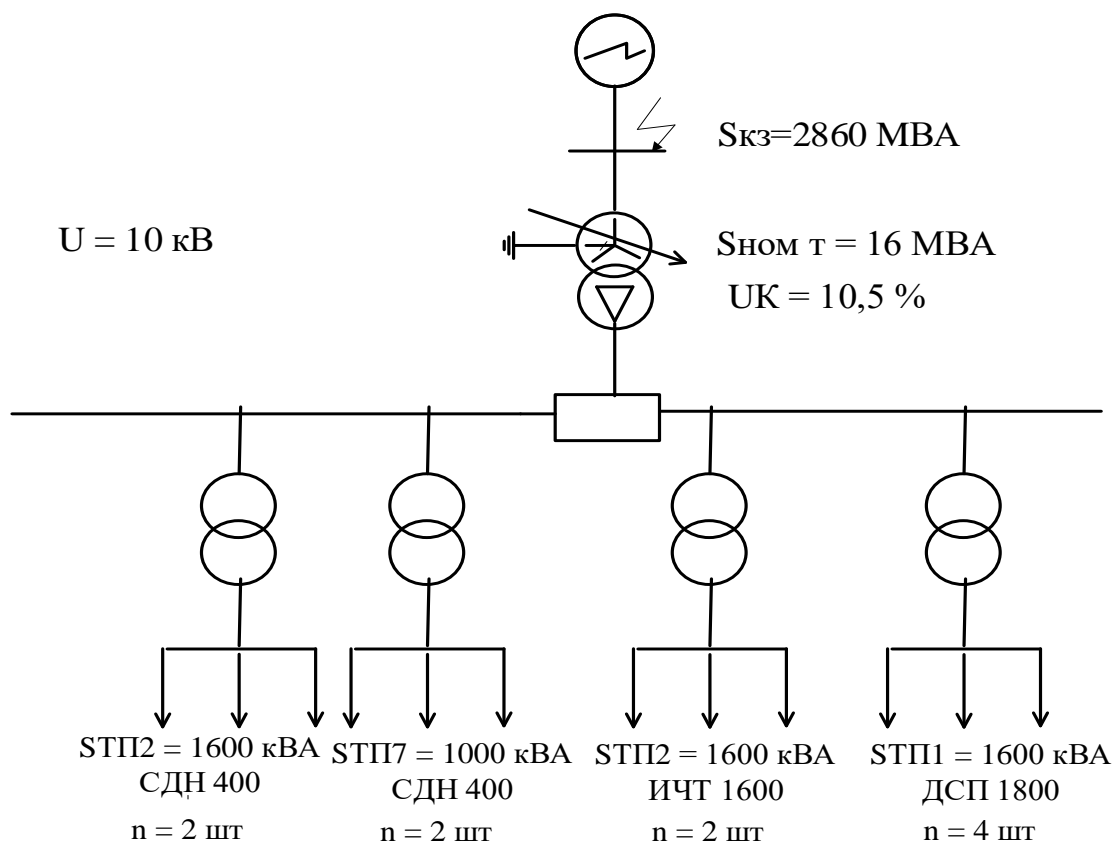


Рисунок 16 – Схема электроснабжения предприятия

10.1. Составим схему замещения

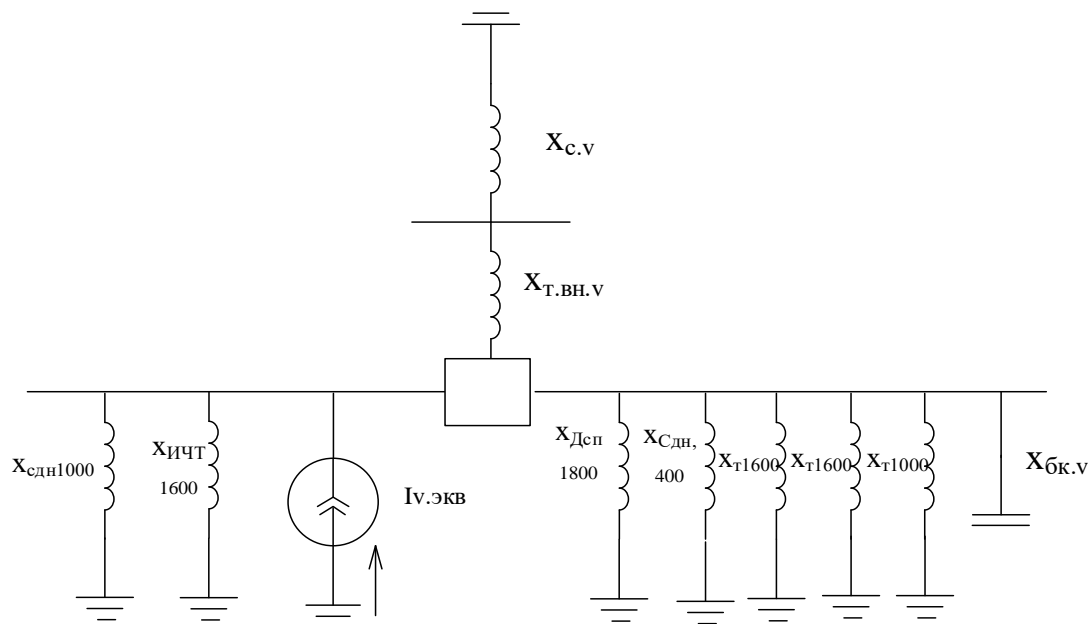


Рисунок 17 – Схема замещения сети для расчёта гармонических составляющих токов и напряжений

Сопротивление системы для ν – й гармоники:

$$x_{c\nu} = 0,65 \cdot \nu \cdot \frac{U_{ст}^2}{\sum S_{\kappa}} \quad (10.1)$$

$$x_{c\nu} = 0,65 \cdot \nu \cdot \frac{10^8}{2,86 \cdot 10^6} = 0,025\nu$$

Сопротивление трансформатора для ν – й гармоники:

$$x_{m\nu} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot \nu \cdot K_x \quad (10.2)$$

$$x_{m\nu} = \frac{10,5 \cdot 10^8}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} \cdot \nu \cdot 0,88 = 0,58\nu \text{ (Ом)}$$

Сопротивление СДН 400 для ν – й гармоники:

$$x_{нар1,\nu} = \frac{34\nu}{2S_{ном.ЭДЛ}} \quad (10.3)$$

$$x_{нар1,\nu} = \frac{34\nu}{2 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,4}{0,8 \cdot 0,85}\right)} = 14,45\nu$$

Сопротивление трансформаторов цеховых ТП, СДН 400:

$$X_{\text{наг3.v}} = \frac{34v}{S_{\text{Т.НОМ}\Sigma} + 2S_{\text{НОМ.ЭД}\Sigma}} \quad (10.4)$$

$$X_{\text{наг3.v}} = \frac{34v}{1,6 \cdot 2 + 1,6 \cdot 2 + 1 \cdot 2 + 2 \cdot \left(\frac{N \cdot P_{\text{НОМ.СДН}}}{n \cdot \cos\varphi}\right)} = \frac{34v}{8,4 + 2 \cdot \left(\frac{4 \cdot 0,4}{0,8 \cdot 0,85}\right)} = 3,04v$$

Сопротивление ИЧТ:

$$X_{\text{наг2.v}} = \frac{34v}{S_{\text{ИЧТ}}} \quad (10.5)$$

$$X_{\text{наг2.v}} = \frac{34v}{1,6 \cdot 2} = \frac{34v}{3,2} = 10,63v$$

Сопротивление конденсаторной батареи для v – й гармоники:

$$X_{\text{БК.v}} = \frac{U_{\text{НОМ.БК}}^2}{vQ_{\text{НОМ.БК}}} \quad (10.6)$$

$$X_{\text{БК.v}} = \frac{10,5^2}{v1,5} = \frac{73,5}{v}$$

Эквивалентный ток v – й гармоники, генерируемый ДСП:

$$I_{v,ЭКВ} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{ПТ.МАКС}}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot v^2} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^{N_{\text{ПТ}}} \frac{S_{\text{ПТ.i}}}{S_{\text{ПТ.МАКС}}}}$$

$$I_{v,ЭКВ} = \frac{1,25 \cdot 1800}{1,73 \cdot 10 \cdot v^2} \cdot \sqrt[4]{\frac{1800 \cdot 1}{1800}} = \frac{130}{v^2}$$

где $S_{\text{п.т. макс}}$ – номинальная мощность самого крупного печного трансформатора, кВА;

– номинальная мощность i -го печного трансформатора, кВА;

$N_{\text{п.т}}$ – число печных трансформаторов;

– напряжение сети, кВ.

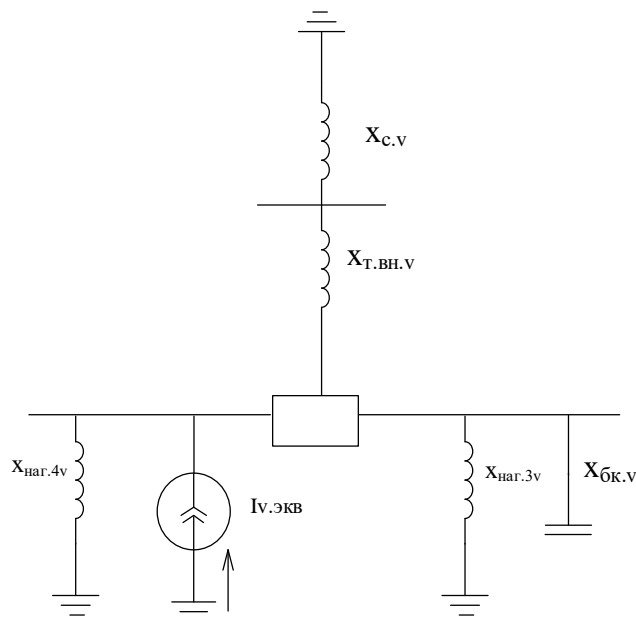


Рисунок 18 - Схема замещения

$$x_{\text{наг}4.v} = \frac{1}{\frac{1}{x_{\text{наг}1}} + \frac{1}{x_{\text{наг}2}}}$$

$$x_{\text{наг}4.v} = \frac{1}{\frac{1}{3,04v} + \frac{1}{10,63v}} = \frac{1}{\frac{0,35}{v}} = 2,86v$$

Матрица узловых проводимостей:

$$[G_y]_v = \begin{bmatrix} \frac{1}{x_{\text{наг}4.v}} + \frac{1}{x_{\text{ТНН}}} & 0 & -\frac{1}{x_{\text{ТНН}}} \\ 0 & \frac{1}{x_{\text{ТНН}}} - \frac{1}{x_{\text{БК}}} + \frac{1}{x_{\text{наг}3.v}} & -\frac{1}{x_{\text{ТНН}}} \\ -\frac{1}{x_{\text{ТНН}}} & -\frac{1}{x_{\text{ТНН}}} & 2 \cdot \frac{1}{x_{\text{T}}} + \frac{1}{x_{\text{C}}} \end{bmatrix}$$

$$[G_y]_v = \begin{bmatrix} \frac{1}{2,86v} + \frac{1}{1,6v} & 0 & -\frac{1}{1v} \\ 0 & \frac{1}{1v} - \frac{1}{\frac{73,5}{v}} + \frac{1}{1v} & -\frac{1}{1v} \\ -\frac{1}{1v} & -\frac{1}{1v} & 2 \cdot \frac{1}{1v} + \frac{1}{0,025v} \end{bmatrix}$$

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

$$[G_y]_v = \begin{bmatrix} \frac{0.97}{v} & 0 & -\frac{1}{v} \\ 0 & \frac{1,33}{v} - 0.01v & -\frac{1}{v} \\ -\frac{1}{v} & -\frac{0,625}{v} & \frac{18.6}{v} \end{bmatrix}$$

Гармонические составляющие напряжений, В

Таблица 44 - Гармонические составляющие напряжений

Номер узла	Номера гармоник								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	20,4	30,6	22,9	18,4	15,3	13,2	11,6	10,4	10,6
2	1,4	2,2	1,8	1,6	1,5	1,6	1,98	3,1	19,5
3	1,9	2,8	2,1	1,7	1,4	1,3	1,16	1,2	2,6

Коэффициенты всех гармонических составляющих напряжений в указанных узлах:

Коэффициенты гармонических составляющих напряжений, %

$$K_{U(v)} = \frac{\sqrt{3}U_v}{U_{\text{ном. с}}} 100\%$$

Таблица 45 - Коэффициенты гармонических составляющих напряжений

Номер узла	Номера гармоник								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,35	0,53	0,9	0,32	0,26	0,23	0,2	0,18	0,18
2	0,024	0,038	0,031	0,028	0,026	0,028	0,034	0,054	0,34
3	0,033	0,048	0,036	0,029	0,024	0,022	0,02	0,021	0,045

Определяются в каждом из трёх узлов коэффициенты искажения синусоидальности напряжения:

$$K_U = \sqrt{\sum_{v=2}^n K_{U(v)}^2}$$

$$K_U = \begin{bmatrix} 0.94 \\ 0.35 \\ 0.098 \end{bmatrix}$$

Колебания напряжения:

$$\partial U_{t,сш1} = \frac{1,25 \cdot S_{ДСП}}{S_k} = \frac{1,25 \cdot P_{ДСП}}{S_k \cdot \cos\phi} \cdot \sqrt{2} \cdot 100\% = \frac{1,25 \cdot 2}{200,5 \cdot 0,9} \cdot \sqrt{2} \cdot 100\% = 1,6\%$$

$$\partial U_{t,сш3} = \partial U_{t,сш1} \cdot \frac{1 - \frac{K_p}{4}}{1 + \frac{K_p}{4}} = 1,6 \cdot \frac{1 - \frac{3,5}{4}}{1 + \frac{3,5}{4}} = 0,1\%$$

где $K_p = 3,5$ – коэффициент расщепления обмоток трансформатора

S_k – мощность КЗ из п. 6.1.

11. РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, УСТАНОВЛЕННОЙ НА СЕКЦИОННОМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕ Q1

Таблица 46 - Исходные данные для расчетов релейной защиты

Мощность КЗ систем, МВА				УЛ, кВ	Длина, км		Передаваемая мощность, МВА		Мощ- ность Т1, Т2, МВА	Кол-во и мощ- ность Т3, Т4, МВА
макс	мин	макс	мин		Л1	Л2	А-В	Б-В		
2860	400	2860	400	110	18	18	8,13	23,09	2x16	8x1,0
										2x1,6
										1x0,4

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (таб. 22, раздел 6)

Расчетна я точка	Напряжени е $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени, $S_{к.ст} = \sqrt{3}U_{ср}I_{по}$, МВа
		$I_{по}$	$i_{уд}$	

K1	115	14,36	36,50	2860
K2	115	5,26	13,39	1048,22
K3	10,5	8,13	33,70	147,94
K4	0,4	23,09	-	16,00

Энергосистема

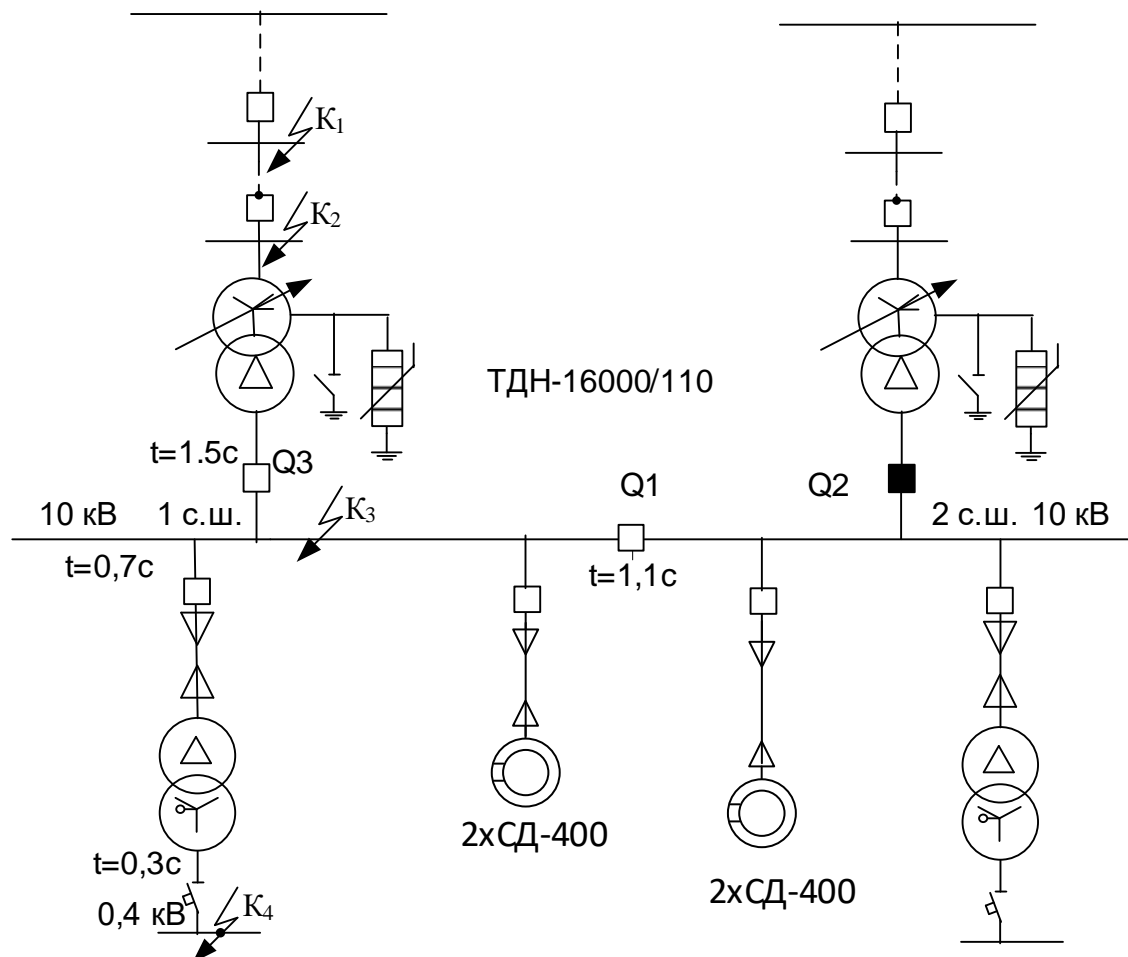


Рисунок 19 – Расчетная электрическая схема токов КЗ

Согласно ПУЭ /1/ на секционном выключателе 10,5кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ. Первая ступень – токовая отсечка, вторая ступень – МТЗ с выдержкой времени. При расчете защиты, выключатель Q2 должен быть отключен.

11.1 МТЗ от внешних коротких замыканий трансформатора с выдержкой времени

1) Защиту выполним на реле РСТ 11 с коэффициентом возврата $K_B = 0,9$.

2) Найдем максимальный рабочий ток в точке установки защиты, равный:

$$I_{МАХРАБ} = \frac{S_{МАХ.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (11.1)$$

$$I_{\max. раб} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,26 \text{ А}$$

Принимаем к установке трансформаторы тока ТПЛК-10-1500-2УЗ,ТЗ согласно /2/: $I_{1Н} = 1500 \text{ А}$, $I_{2Н} = 5 \text{ А}$ Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$\kappa_1 = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} \quad (11.2)$$
$$\kappa_1 = \frac{1500}{5} = 300$$

Схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $\kappa_{СХ} = 1$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ} = \frac{\kappa_{ОТС} \cdot \kappa_3}{\kappa_B} \cdot I_{МАХРАБ} \quad (11.3)$$
$$I_{СЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 1293,26 = 2069,22 \text{ АА}$$

здесь $\kappa_{ОТС} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $\kappa_B = 0,9$ – коэффициент возврата; $\kappa_3 = 1,2$

Ток срабатывания реле:

$$I_{СР.Р} = \frac{\kappa_{СХ}}{\kappa_1} \cdot I_{СЗ} \quad (11.4)$$
$$I_{СР.Р} = \frac{\kappa_{СХ}}{\kappa_1} \cdot I_{СЗ} = \frac{1}{300} \cdot 2069,22 = 6,9 \text{ А}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11/24, у которого ток срабатывания

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

находится в пределах $I_{CP.P} = (5 - 20) \text{ A}$.

Определить сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 \quad (11.5)$$

$$\Sigma\theta = \frac{6,9}{5} - 1 = 0,38 \approx 0,4$$

здесь $I_{MIN} = 5 \text{ A}$ – минимальный ток срабатывания выбранного реле.
Принимаем уставки кратные 0,2; следовательно, $\Sigma\theta = 0,4$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{VCT} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{MIN} \quad (11.6)$$

$$I_{VCT} = (1 + 0,4) \cdot 5 = 7 \text{ A}$$

$$I_{C3} = 7 \cdot n_T = 2100 \text{ AA}$$

Коэффициент чувствительности при I_{K3MIN}^2 на выводах высокого напряжения:

$$K_{\text{ч}}^{OCH} = \frac{I_{K34MIN}}{I_{C3}} > 1,5 \quad (11.7)$$

$$K_{\text{ч}}^{OCH} = \frac{8,13}{2,069} \cdot 0,866 = 3,4 \geq 1,5$$

$$K_{\text{ч}}^{HEOCH} = \frac{I_{K33MIN}}{I_{C3}} \geq 1,2 \quad (11.8)$$

$$K_{\text{ч}}^{HEOCH} = \frac{23,09}{2,069} \cdot 0,866 = 9,66 \geq 1,2$$

Следовательно, защита удовлетворяет требованию чувствительности.

Выдержка времени защиты принимается на ступень селективности больше максимальной выдержки времени защит отходящих присоединений, то есть выдержки времени МТЗ трансформатора Т1.

$$t_{C3} = t_{C3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с}$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – ступень селективности статического реле.

Для обеспечения рассчитанного времени срабатывания защиты

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

выбираем реле времени РВ 01, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 50 с.

11.2 МТЗ секционного выключателя Q1 с выдержкой времени

МТЗ с выдержкой времени выполняется на реле РТВ.

Найдем максимальный рабочий ток:

Для выключателя Q1:

$$I_{\max. \text{раб}} = I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (11.9)$$

где S_{\max} – максимальная мощность на шинах.

Определяем мощность на СШ:

$$S_{\text{СШ}} = S_{\text{д1}} + S_{\text{д2}} \quad (11.10)$$

Одного синхронного двигателя: $S_{\text{д1}} = \frac{P_{\text{дс}}}{\cos\phi}$

где $S_{\text{д}}$ – мощность высоковольтного двигателя, n – кол-во двигателей:

$$S_{\text{д1}} = 0,4 \text{ МВА}; n = 2 \text{ шт};$$

$$S_{\text{д2}} = 0,4 \text{ МВА}; n = 2 \text{ шт};$$

$$S_{\text{д1}} = \frac{0,4}{0,85} = 0,47 \text{ МВт}$$

$$\sum S_{\text{д1}} = S_{\text{д1}} \cdot n = 0,47 \cdot 2 = 0,94 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{д2}} = \frac{0,4}{0,85} = 0,47 \text{ МВт}$$

$$\sum S_{\text{д2}} = S_{\text{д2}} \cdot n = 0,47 \cdot 2 = 0,94 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{ТП}} = 1,6 \cdot 2 + 1 \cdot 8 + 0,4 = 11,6 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{СШ}} = 0,94 + 11,6 = 12,54 \text{ МВт}$$

$$S_{\max} = 0,94 \cdot 10^6 + 11,6 \cdot 10^6 = 12,54 \text{ МВА}$$

$$I_{\max. \text{раб}} = I_{\max} = \frac{12,54}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,6903 \text{ кА}$$

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{MAXPAB} \quad (11.11)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 690,3 = 1104,48 \text{ A}$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,9$;

K_3 – коэффициент запаса, $K_3 = 1,2$.

Выбираем тот же трансформатор тока.

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{CP.P} = \frac{1}{300} \cdot 1104,48 = 3,68 \text{ A}$$

где K_T – коэффициент трансформации трансформатора тока;

K_{CX} – коэффициент схемы, схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, $K_{CX} = 1$.

Выбираем реле РСТ 11-19-х ($I_{уст} = 1,5 - 6,0$)

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

$$\Sigma\theta = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{3,68}{1,5} - 1 \approx 1,46,$$

где $I_{MIN} 1,5 \text{ A}$ – минимальный ток, срабатывания выбранного реле,

следовательно, $\Sigma\theta = 1,76$

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{MIN} = (1 + 1,46) \cdot 1,5 = 3,69 \approx 3,6 \text{ A}$$

Определяем коэффициенты чувствительности $K_{\text{ч}}^{OCH} \geq 1,5$ при $I_{K3.MIN}$ на выводах низкого напряжения, и $K_{\text{ч}}^{HEOCH} \geq 1,2$ на одной СШ при $I_{K3.MIN}$ по формулам:

$$K_{\text{ч}}^{OCH} = \frac{I_{K3.MIN}}{I_{C3}} > 1,5 \quad (11.12)$$

$$K_{\text{ч}}^{OCH} = \frac{I_{K34.MIN}}{I_{C3}} > 1,5 \quad (11.3)$$

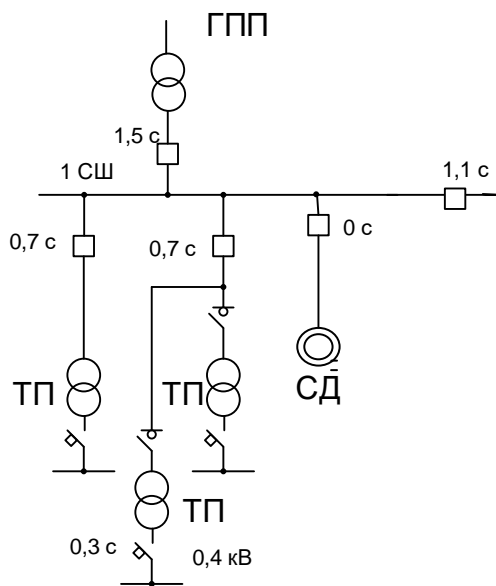
$$K_{\text{ч}}^{OCH} = \frac{8,13}{1,080} \cdot 0,866 = \frac{8,13}{2,069 / 2} \cdot 0,866 = 6,52 > 1,5$$

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

$$K_{\text{ч}}^{\text{НЕОСН}} = \frac{I_{\text{КЗ3МИН}}}{I_{\text{СЗ}}} \geq 1,2 \quad (11.14)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{НЕОСН}} = \frac{23,09}{1080} 0,866 = 18,51 \geq 1,2$$

Выдержка времени защиты принимается на ступень селективности больше максимальной выдержки времени защит отходящих присоединений, то есть выдержки времени МТЗ выключателя Q1.



$$t_{\text{СЗ}} = 1,1 + 0,7 + 0,7 = 2,5 \text{ с}$$

$$t_{\text{СЗ}Q1} = t_{\text{СЗ}} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с}$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – ступень селективности статического реле.

Для обеспечения рассчитанного времени срабатывания защиты выбираем реле времени РВ-01, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 50 с.

12 СПЕЦВОПРОС: ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ УСТАНОВКИ НА ГПП РЕМОТНОЙ ПЕРЕМЫЧКИ

Условие, при выполнении которого, целесообразно установить ремонтную перемычку:

$$E_{НС} \cdot K_{разъед} \cdot n_{разъед} K_{прив.цен} \leq C_0 (\Delta W_{\delta/n} - W_{c/n}) + (Y_{\delta/n} - Y_{c/n}), \quad (12.1)$$

где $K_{прив. цен}$ – коэффициент приведения цен.

$$K_{прив.цен} = \frac{\alpha_{НОВ}}{\alpha_{СТАР}} \quad (12.2)$$

$$K_{прив.цен} = \frac{1462,3 \cdot 12}{36} = 478,77.$$

Определим целесообразность установки ремонтной перемычки в схеме внешнего электроснабжения группы цехов литейно – механического завода (рисунок 3.2), при длине линии с ГПП 18 км.

Для оценки потерь и ущербов в рассматриваемых схемах необходимо определить возможные режимы в схемах и их продолжительность. Для оценки продолжительности простоев сделаем выборку параметров надежности. Отметим, что в схемах без перемычки и с перемычкой, продолжительность полного гашения подстанции (потери напряжения) будем считать одинаковыми, т.к. параметры потокоотказов разъединителей не значительны. С учетом сказанного в схеме без перемычки рассмотрим 2

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

варианта:

1. Нормальный (обе цепи в работе)
2. Одна цепь в работе

В схеме с перемычкой к рассматриваемым двум режимам, добавляется ещё один – работа с перемычкой (включенной). Вариант питания по двум ЛЭП одного трансформатора исключаем т.к. при этом будет шунтирован секционный выключатель 110 кВ, что приведет к снижению надежности других потребителей.

Показатели надежности электрооборудования сведены в таблицу 47.

Таблица 47 – Показатели надежности электрооборудования

Номер элемента	Наименование	Внезапное откл.		Плановые откл.	
		ω 1/год	Тв час	μ пл 1/год	Тпл
1,3,5,6	Разъединители РДЗ – 110/1000Н.УХЛ1	0,008	15	1/3	30
2	Выключатели ВГБ-110А	0,03/0,007	20	1/3	200
4	ЛЭП АС-70/11	0,0081	10	1/4	125
7	Выключатели ВГБ-110А	0,03	20	1/3	200
8	ТР силовой ТДН-16000/110/10	0,03	180	1/6	500
9,10	Выключатели ВГБ-110А	0,01	10	1/3	70

Определим время планового и вынужденного простоев в схеме без перемычки.

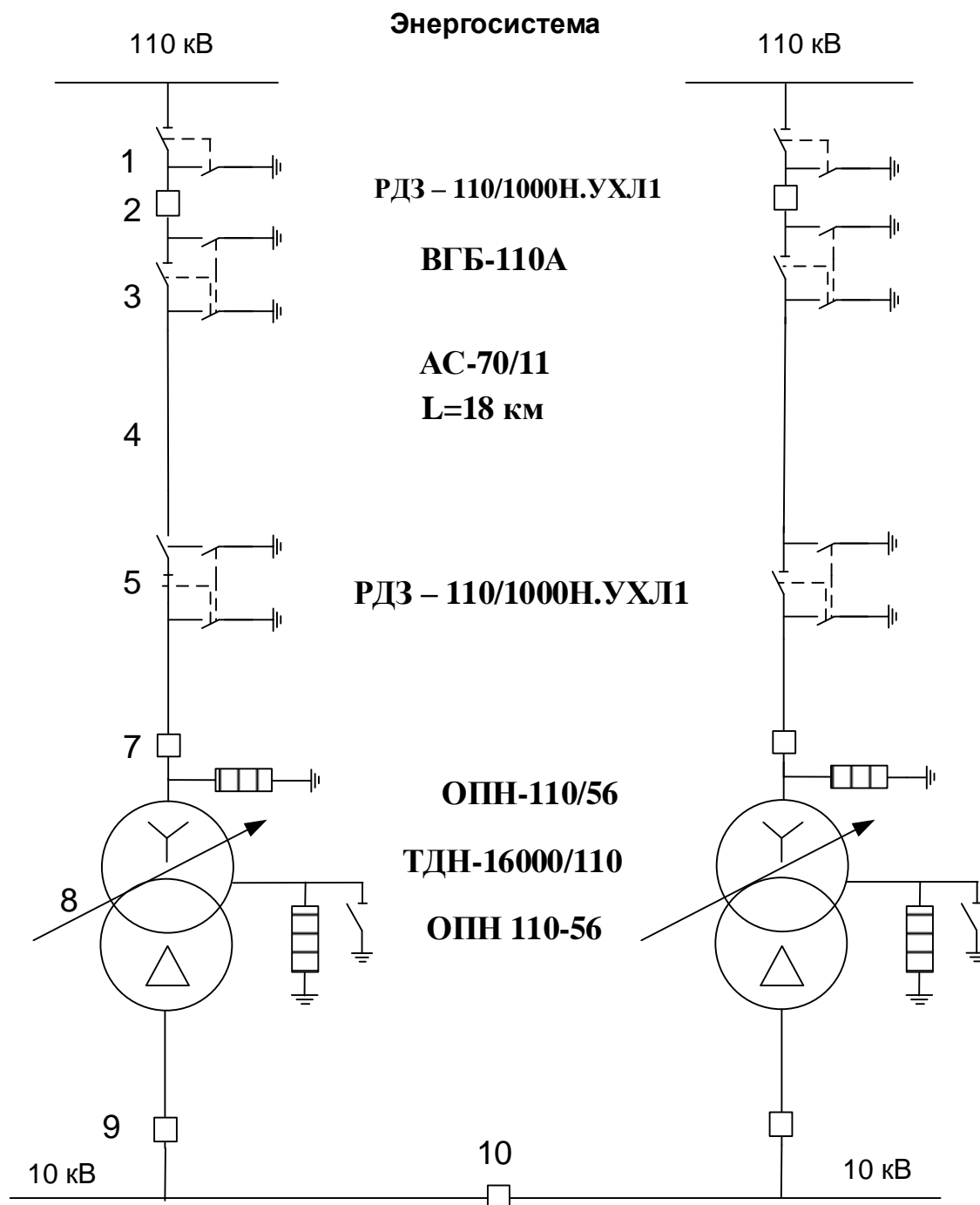


Рисунок 20 – Схема внешнего электроснабжения без перемычки

Время вынужденных простоев вычисляется по формуле:

$$T_{вз} = \sum_1^{10} \omega_1 T_{вi}; \quad (12.3)$$

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

$$T_{\text{вс}} = 2 \cdot 0,008 \cdot 15 + \left(\frac{0,03 + 0,007}{100} \cdot 18 \right) \cdot 20 + 0,0081 \cdot 18 \cdot 10 + 0,03 \cdot 20 + 0,03 \cdot 180 + 2 \cdot 0,01 \cdot 10 = 8,83$$

Время плановых простоев вычисляется по формуле:

$$T_{\text{пл.ср.год}} = \frac{K_{\text{зап}}}{T_{\text{рц}}} \sum_{i=1}^m n_i \cdot T_{\text{пл.мах}}; \quad (12.4)$$

$$T_{\text{пл.ср.год}} = \frac{1,2}{12} (2 \cdot 500 + 2 \cdot 125 + 2 \cdot 200) = 165 \quad (\text{ч/год});$$

$$T^I_{\text{пл.}} = 140 \quad (\text{ч/год});$$

$$T^{II}_{\text{пл.}} = 25 \quad (\text{ч/год}).$$

Время работы в нормальном режиме:

$$T_{\text{норм.}} = 8760 - 2 \cdot (T_{\text{пл.}} + T_{\text{вс}}) \quad (\text{ч/год}). \quad (12.5)$$

$$T_{\text{норм.}} = 8760 - 2 \cdot (7,05 + 165) = 8412 \quad (\text{ч/год}).$$

Определим время вынужденных и плановых простоев в схеме с перемычкой.

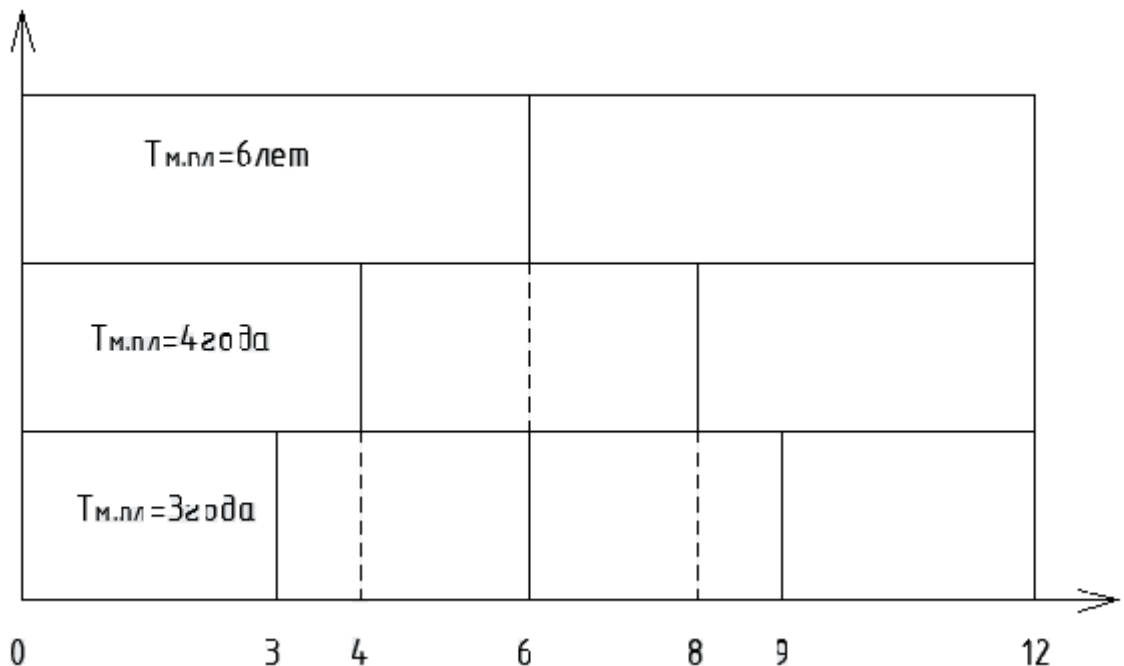


Рисунок 21 – График планово-предупредительных работ

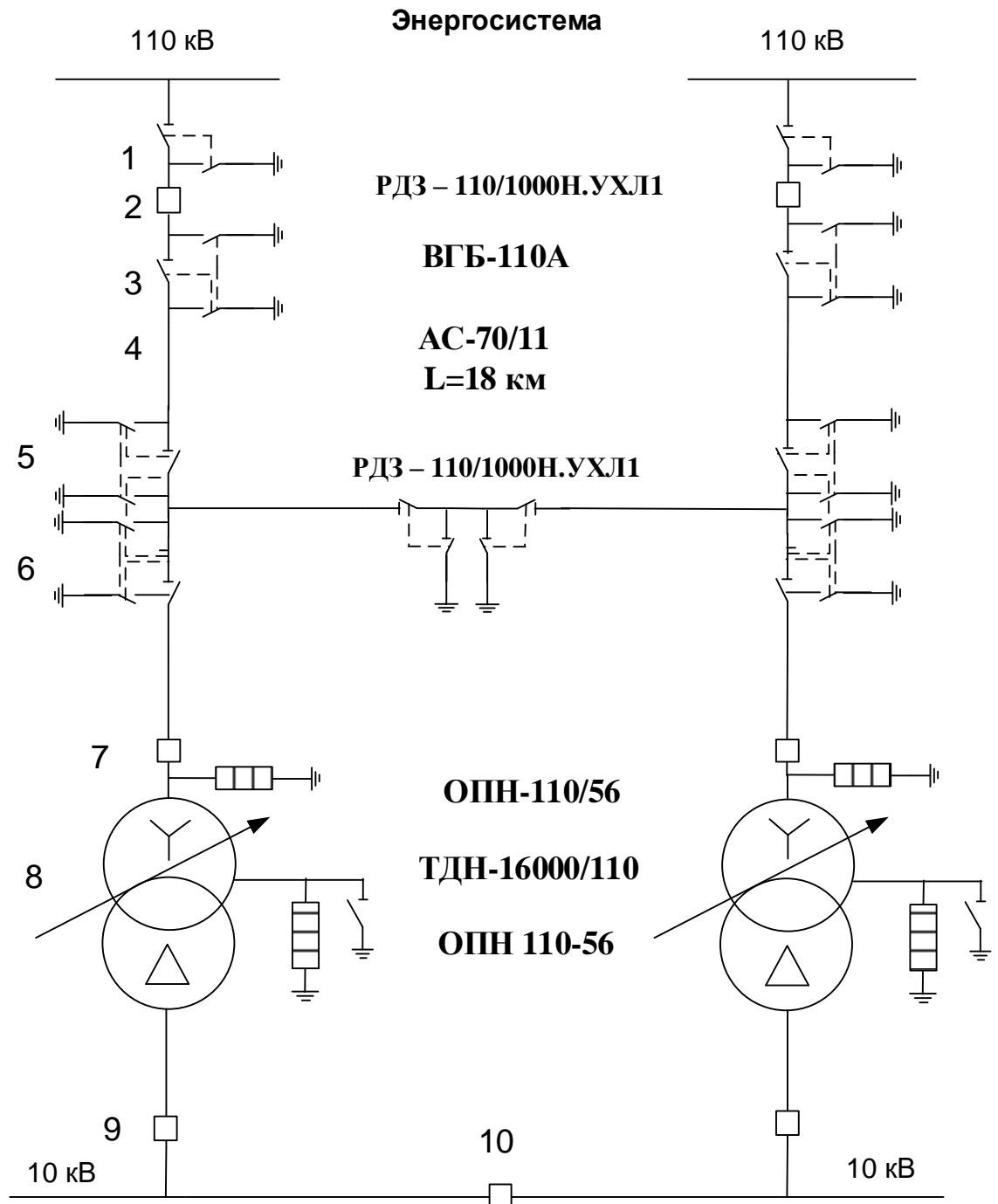


Рисунок 22 - Схема внешнего электроснабжения с переключателем

Время вынужденного простоя всей цепи будет определяться отказами элементов первого участка.

$$T_{\text{вп}} = \sum_1^4 \omega_i T_{\text{вп}i} \text{ (ч/год);} \quad (12.6)$$

$$T_{BI} = 2 \cdot 0,008 \cdot 15 + \left(0,03 + \frac{0,007}{100} \cdot 7 \right) \cdot 20 + 0,0081 \cdot 7 \cdot 10 = 2,32 \text{ (ч/год)};$$

$$T_{BI} = \sum_5^{10} \omega_i T_{Bi}; \quad (12.7)$$

$$T_{BI} = 2 \cdot 0,008 \cdot 15 + 0,03 \cdot 20 + 0,03 \cdot 200 + 2 \cdot 0,01 \cdot 10 = 7,04$$

$$T_{ПР.Ц} = T_{BI} + T_{IПЛ} \text{ (ч/год)}; \quad (12.8)$$

$$T_{ПР.Ц} = 7,04 + 140 = 147,04 \text{ (ч/год)};$$

$$T_{P.ПЕР} = 2 \cdot (T_{BI} + T_{IПЛ}) \text{ (ч/год)}; \quad (12.9)$$

$$T_{P.ПЕР} = 2 \cdot (1,42 + 25) = 52,83 \text{ (ч/год)};$$

$$T_{НОРМ} = 8760 - 2 \cdot 147,04 + 52,83 = 8413 \text{ (ч/год)}.$$

Время нормального режима в обеих схемах одинаково, следовательно этот режим в дальнейших расчетах учитывать не будем.

Потери в схеме без перемычки:

$$\Delta W_{Б/П} = \Delta W_{ВЛ.нр.ц} + \Delta W_{ТР.нр.ц}; \quad (12.10)$$

$$\Delta W_{ВЛ.нр.ц} = 3 \cdot I_{МАХ}^2 \cdot r_{\gamma\delta} \cdot l \cdot \tau_{нр.ц} = \left(\frac{S_{P.ВЛ.нр.ц}}{U_C} \right)^2 \cdot r_{\gamma\delta} \cdot l \cdot \tau_{нр.ц}; \quad (12.11)$$

$$S_{P.ВЛ.нр.ц} = \sqrt{(P_{P.ТР.нр.ц} + \Delta P_{Тнр.ц})^2 + Q_{ЭСИ}^2}; \quad (12.12)$$

$$Q_{ЭСИ} = 9,584 \text{ МВАр.}$$

Оценим, вся ли нагрузка может быть пропущена трансформатором в послеаварийном режиме: т.к. в нормальном режиме загрузка трансформатора составляет 0,65 (см.п.3), то в послеаварийном она будет 1,3. Что допустимо, следовательно вся нагрузка пропускается, ущерба не будет.

$$P_{P.ТР.нр.ц} = P_{PI} = 19,17 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{Тнр.ц} = 0,11 \text{ МВт};$$

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

$$S_{P.ВЛ.нр.ц.} = \sqrt{(19,17+0,11)^2 + 9,58^2} = 21,53 \text{ МВА};$$

$$\tau_{нр.ц.} = \left(0,124 + \frac{T_{ИМ}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{НАБЛ}; \quad (12.13)$$

$$T_{ИР.Ц} = 2 \cdot (T_{ВЭ} + T_{ИЛ}); \quad (12.14)$$

$$T_{ИР.Ц} = 2 \cdot (7,86 + 165) = 345,72 \text{ (ч/год)};$$

$$T_{ИМ} = 5001 \text{ (ч/год)};$$

$$\tau_{нр.ц.} = \left(0,124 + \frac{5001}{10^4} \right)^2 \cdot 345,72 = 134,66 \text{ (ч/год)};$$

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{S_{P.ВЛ}^2}{U_C^2} \cdot R_{уд} \cdot l \cdot \tau_{нр.ц.}; \quad (12.15)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{21,53^2}{110^2} \cdot 0,428 \cdot 18 \cdot 134,66 \cdot 10^3 = 39742,72 \text{ кВтч/год};$$

$$\Delta W_{ТР} = N \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_{нр.ц.} + K_{3.ТР.н/ав}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau_{нр.ц.}); \quad (12.16)$$

$$\Delta W_{ТР} = 19 \cdot 345,72 + 1,31^2 \cdot 85 \cdot 134,66 = 26211,38 \text{ (кВтч/год)};$$

$$\Delta W_{Б/П} = 39742,72 + 26211,38 = 65954,1 \text{ (кВтч/год)};$$

Потери в схеме с перемычкой:

$$\Delta W_{раб.пер.} = \Delta W_{Траб.пер} + \Delta W_{ВЛраб.пер}; \quad (12.17)$$

$$\Delta W_{нр.ц.} = \Delta W_{Т.нр.ц.} + \Delta W_{ВЛнр.ц.}; \quad (12.18)$$

$$\Delta W_{ВЛнр.ц.} = \frac{S_{P.ВЛ}^2}{U_C^2} \cdot R_{уд} \cdot l \cdot \tau_{нр.ц.}; \quad (12.19)$$

$$\tau_{нр.ц.} = 2 \cdot \left(0,124 + \frac{5001}{10^4} \right)^2 \cdot 147,04 = 114,54 \text{ (ч/год)};$$

$$\Delta W_{ВЛнр.ц.} = \frac{21,53^2}{110^2} \cdot 0,428 \cdot 18 \cdot 114,54 \cdot 10^3 = 33804,63 \text{ (кВтч/год)};$$

$$\Delta W_{Т.нр.ц.} = 19 \cdot 147,04 \cdot 2 + 1,31^2 \cdot 85 \cdot 114,54 = 22295,30 \text{ (кВтч/год)};$$

$$\Delta W_{нр.ц.} = 33804,63 + 22295,30 = 56099,93 \text{ (кВтч/год)};$$

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

$$\Delta W_{\text{раб.пер.}} = \frac{S_{\text{Р.ВЛ(раб.пер.)}}^2}{U_c^2} \cdot R_{\text{уд}} \cdot l \cdot \tau_{\text{раб.пер.}} +$$

$$+ 2 \cdot (\Delta P_{\text{XX}} \cdot T_{\text{РАБ.ПЕР.}} + K_{\text{З.ТР.}}^2 \cdot \Delta P_{\text{К.З.}} \cdot \tau_{\text{раб.пер.}}) ; \quad (12.20)$$

$$S_{\text{Р.ВЛ.раб.пер.}} = \sqrt{(P_{\text{Р.Л}} + \Delta P_{\text{Т.НОРМ}})^2 + Q_{\text{ЭСЛ}}^2} ; \quad (12.21)$$

$$S_{\text{Р.ВЛ.раб.пер.}} = \sqrt{(34395 + 153)^2 + 9776,88^2} = 35905,27 \text{ (кВА)};$$

$$\tau_{\text{раб.пер.}} = \left(0,124 + \frac{5001}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{Р.ПЕР}} ; \quad (12.22)$$

$$\tau_{\text{раб.пер.}} = 2 \cdot \left(0,124 + \frac{5001}{10^4} \right)^2 \cdot 52,8 = 114,54 \text{ (ч/ГОД)};$$

$$\Delta W_{\text{раб.пер.}} = \frac{21,53^2}{110^2} \cdot 0,428 \cdot 18 \cdot 114,54 \cdot 10^3 +$$

$$+ 2 \cdot (19 \cdot 114,54 + 0,66^2 \cdot 85 \cdot 114,54) = 42286,54 \text{ (кВтч/ГОД)};$$

$$\Delta W_{\text{СИ}} = 56099,93 + 42286,54 = 98386,47 \text{ (кВтч/ГОД)};$$

$$C_0 = \delta \left(\frac{\alpha_{\Gamma} \cdot K_M}{\tau_{\Gamma}} + \beta \right) ; \quad (12.23)$$

$$\delta = 1 + 0,02 \cdot \Delta \mathcal{E}_{\Sigma} ; \quad (12.24)$$

$$\delta = 1 + 0,02 \cdot 1,5 = 1,03 ;$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} \Delta \mathcal{E}_i ; \quad (12.25)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$ - суммарные потери энергии в энергосистеме при передаче от источника к потребителю, $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma} = 1,5$ (одна ступень напряжения – 110 кВ);

n – число ступеней напряжения по которым передаётся энергия к потребителю;

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

$\Delta \mathcal{E}_i$ - потери энергии на i ступени передачи в % от передаваемой энергии;

δ - коэффициент, учитывающий дополнительные расходы, связанные с покрытием потерь энергии, обусловленных передачей мощности от источника к потребителю.

$$\alpha_r = 12 \cdot 1462,3 = 17547,6;$$

$$\tau_r = \left(0,124 + \frac{5001}{10^4} \right)^2 \cdot (8760 - 345,72) = 3277,37;$$

$$K_M = \frac{\Delta P_1}{\Delta P_{MAX}} = 0,9; \quad (12.26)$$

$$C_0 = 1,03 \cdot \left(\frac{17547,6 \cdot 1}{3277,37} + 1,551 \right) = 7,181 \text{ (руб/кВтч)};$$

$$E_{HC} \cdot K_{\text{разъед}} \cdot n_{\text{разъед}} \cdot K_{\text{прив.цен}} \leq C_0 (W_{c/n} - \Delta W_{\delta/n});$$

$$0,165 \cdot 1,45 \cdot 10^3 \cdot 4 \cdot 478,77 \leq 7,1813 \cdot (98386,47 - 65954,1);$$

$$458182,89 \geq 232906,58;$$

Следовательно, ремонтную перемычку необходимо установить.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном разделе дипломного проекта рассмотрены вопросы организационных и технических мероприятий, а также средства, обеспечивающие защиту людей от электрического тока, электромагнитного поля, электрической дуги.

ГПП является одним из важнейших объектов СЭС, в то же время это объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрически током. Поэтому на ГПП должно уделяться особое внимание вопросам техники безопасности и охраны труда.

13.1 Установка заземляющих ножей, выбор системы блокировки разъединителей с выключателями и заземляющими ножами

РУ оборудовано заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки без применения переносных заземлений. Заземляющие ножи окрашены в черный цвет, рукоятки приводов заземляющих ножей окрашены в красный цвет. Приводы выключателей имеют указатели “включено” и “отключено”.

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

Оперативная блокировка должна исключать:

- подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;
- включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

- отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка КРУ - 10 кВ.

Применяется два вида блокировки - электромагнитная и механическая. Электромагнитной оперативной блокировкой оборудуются те ячейки КРУ, на которых возможна подача обратного напряжения от питаемых присоединений. Данный тип блокировки предотвращает включение заземляющих ножей при наличии напряжения на присоединении или секции. Выполняется на логических цепочках, состоящих их блок - контактов коммутационных аппаратов присоединений и секций. Данные логические цепочки дают разрешение на операции с заземляющими ножами при правильном положении коммутационных аппаратов.

Дополнительно эти ячейки и ячейки других присоединений оборудованы механической блокировкой, которая запрещает следующие операции:

- выкатывание тележки с выключателем из рабочего положения при включенном выключателе;
- вкатывание тележки с выключателем в рабочее положение при включенном выключателе;
- вкатывание тележки с выключателем в рабочее положение при включенных заземляющих ножах;
- включение выключателя при нефиксации тележки в рабочем или испытательном положении.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособления для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

13.2 Основные габариты и разрывы, обеспечивающие безопасность работ и осмотра оборудования на открытом распределительном

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

устройстве

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ регламентированы правилами устройства электроустановок [5. табл. 4.2.5] и сведены в таблицу 48.

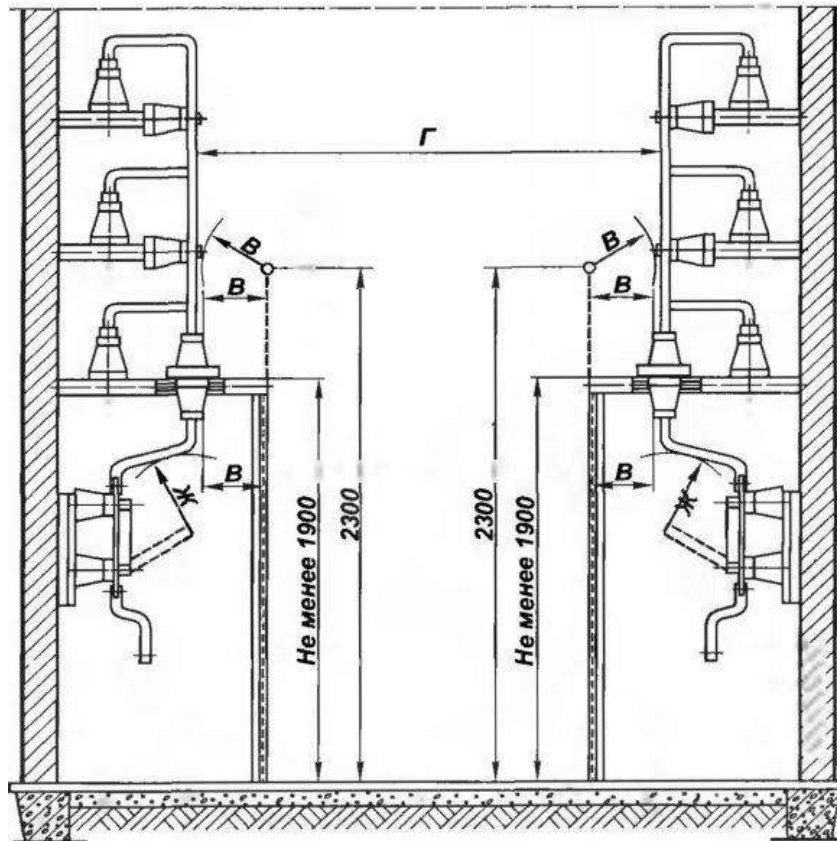
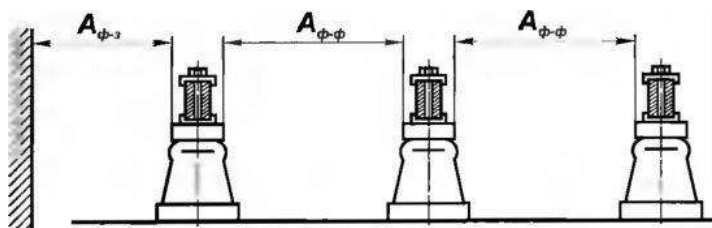


Рисунок 23 - Наименьшие расстояния от неизолированных токоведущих частей в ЗРУ до сетчатых ограждений и между неогражденными токоведущими частями разных цепей



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

Рисунок 24 - Наименьшие расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз в ЗРУ и между ними и заземленными частями

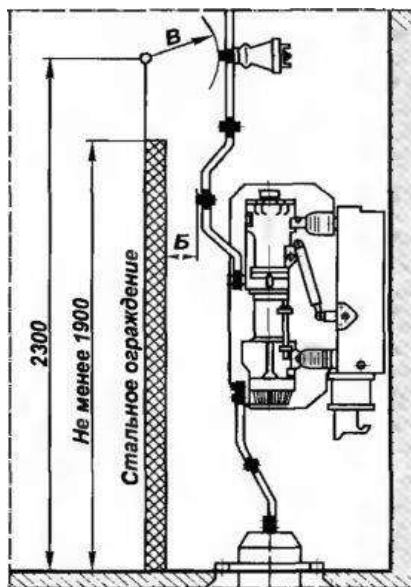


Рисунок 25 - Наименьшие расстояния между неизолированными токоведущими частями в ЗРУ и сплошными ограждениями

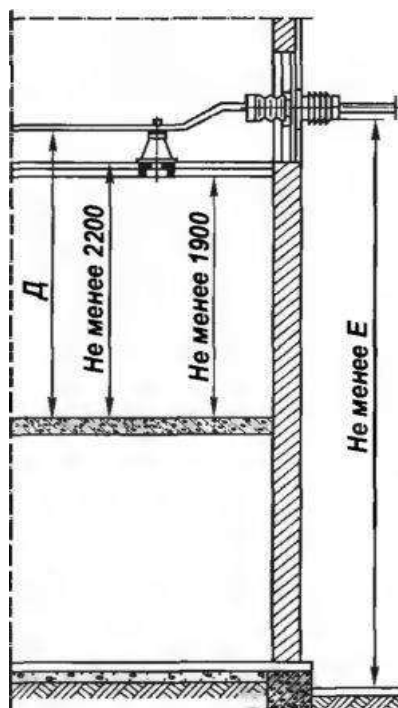


Рисунок 26 - Наименьшие расстояния от пола до неогражденных неизолированных токоведущих частей и до нижней кромки фарфора изолятора и высота прохода в ЗРУ. Наименьшие расстояния от земли до неогражденных линейных выводов из ЗРУ вне территории ОРУ и при

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

Таблица 48 – Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ.

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, для напряжения, кВ				
		3	6	10	20	35
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий (рис. 16.2)	Аф.3	65	90	120	180	290
Между проводниками разных фаз (рис. 16.2)	Аф-ф	70	100	130	200	320
От токоведущих частей до сплошных ограждений (рис. 16.3)	Б	95	120	150	210	320
От токоведущих частей до сетчатых ограждений (рис. 16.3)	В	165	190	220	280	390
Между неограженными токоведущими частями разных цепей (рис. 16.1)	Г	200	2000	2000	2200	2200
От неограженных токоведущих частей до пола (рис. 16.4)	Д	2500	2500	2500	2700	2700
От неограженных выводов из ЗРУ до земли при выходе их на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами (рис. 16.4)	Е	4500	4500	4500	4750	470

От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту (рис. 16.1)	Ж	80	110	150	220	350
--	---	----	-----	-----	-----	-----

13.3 Расчет защитного заземления ОРУ.

Заземление осуществляется преднамеренным соединением электроустановок с заземляющими устройствами.

Заземляющее устройство - это совокупность заземлителя и заземляющих проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники - металлические проводники, соединяющие заземленные части электроустановок с заземлителем. В практике сопротивление растеканию относятся не к грунту, а к заземлителю и используют условный термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

Исходные данные для расчета заземлителя:

- заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением $4 \times 40 \text{ мм}^2$ и вертикальных стержневых электродов длиной $L_B = 5 \text{ м}$, диаметром $d = 12 \text{ мм}$, глубина заложения электродов в землю $t_B = 0,8 \text{ м}$.

- удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли $\rho_1 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_2 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ соответственно. Мощность верхнего слоя земли $h_1 = 2 \text{ м}$.

Расчетный ток замыкания на землю на стороне 10 кВ

$$I_3 = \frac{U_{Л}}{350} \cdot (35 \cdot I_{КЛ} + I_{ВЛ}),$$

где $l_{\text{кл}}$ – суммарная длина всех кабельных линий 10 кВ, км;

$l_{\text{вл}}$ – суммарная длина воздушной линии

$$I_3 = \frac{10}{350} \cdot (35 \cdot 5,2 + 7) = 5,24 \text{ А}$$

Для ОРУ 110 кВ согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$.

Для ЗРУ 10 кВ согласно ПУЭ в установках 6-10 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства выполняются с учетом сопротивления:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} < 10 \text{ Ом},$$

$$R_3 \leq \frac{250}{5,24} = 47,7 \text{ Ом}$$

Следовательно, согласно ПУЭ для общего контура заземления принимаем меньшее значение $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$.

В качестве естественного заземлителя подстанции предполагается использовать систему трос-опоры двух подходящих к ГПП воздушных линий электропередачи 110 кВ на ж/б опорах с длиной пролета 150 м.

Каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $S = 50 \text{ мм}^2$. Расчетное сопротивление заземлителя одной опоры $r_{\text{оп}} = 12 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя двух линий:

$$R_E = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{\text{оп}} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_t}}, \text{ Ом},$$

где l – длина пролета линии, м;

n_t – число тросов на опоре.

$$R_E = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,162 \text{ Ом.}$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{И}$ рассчитывается с учетом того, что $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$, $R_E = 1,162 \text{ Ом}$.

$$R_{И} = \frac{R_E \cdot R_3}{R_E - R_3}, \text{ Ом,}$$

$$R_{И} = \frac{1,162 \cdot 0,5}{1,162 - 0,5} = 0,878 \text{ Ом.}$$

Тип заземлителя - контурный (распределительный).

Составим предварительную схему заземлителя (рис. 27).

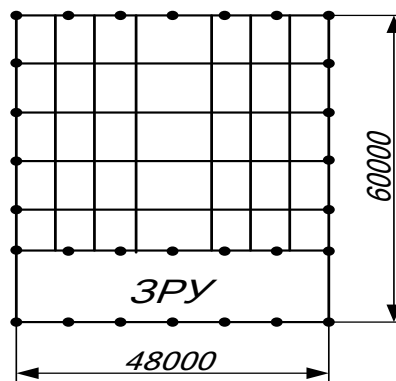


Рисунок 27 – Предварительная схема заземлителя

На предварительной схеме определим суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов: $L_{Г} = 730,8 \text{ м}$, $n = 32 \text{ шт.}$

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 60 \cdot 48 = 2880 \text{ м}^2$.

Длина одной стороны при этом составит $\sqrt{S} = \sqrt{2880} = 53 \text{ м}$.

Количество ячеек на одной стороне модели:

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

$$m = \frac{730,8}{2 \cdot \sqrt{2880}} - 1 = 5,89,$$

принимаем $m = 6$.

Уточняем суммарную длину горизонтального электрода:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m+1) \cdot \sqrt{S}, \text{ м,}$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (6+1) \cdot \sqrt{2880} = 742 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки в модели:

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

$$b = \frac{\sqrt{2880}}{6} = 8,8 \text{ м.}$$

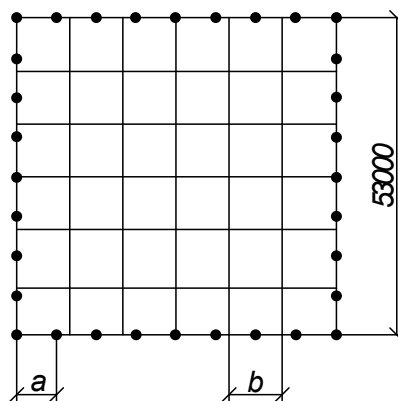


Рисунок 28 – Расчетная модель заземлителя

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, \text{ м,}$$

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{2880}}{32} = 6,6 \text{ м.}$$

Преобразуем квадратную расчетную модель заземлителя в прямоугольник со сторонами 48x60 м. Для этого одну сторону уменьшим на одну ячейку, а другую сторону увеличим на одну ячейку. Получается модель 44x61,6 м, что более точно соответствует размерам и площади ГПП.

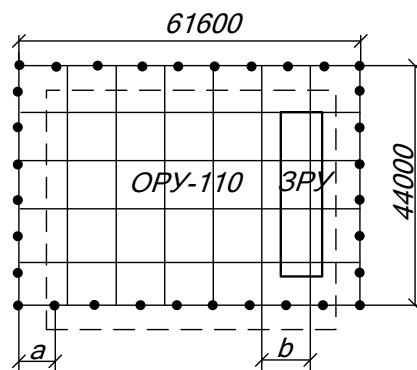


Рисунок 29 – Окончательная модель заземлителя

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_B = n \cdot l_B, \text{ м,}$$

$$L_B = 32 \cdot 5 = 160 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}}, \text{ м,}$$

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{5 + 0,8}{\sqrt{2880}} = 0,109 \text{ м.}$$

Относительная длина:

$$l_{\text{ОТН}} = \frac{h_1 - t_B}{l_B}, \text{ м,}$$

$$l_{\text{ОТН}} = \frac{2-0,8}{5} = 0,24 \text{ м.}$$

Расчетное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K. \quad (13.1)$$

Отношение $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{50} = 2$, т.к. $1 < \frac{\rho_1}{\rho_2} < 10$, то значение K равно:

$$K = 0,43 \cdot \left(l_{\text{ОТН}} + 0,272 \cdot \ln \cdot \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right),$$

$$K = 0,43 \cdot \left(0,24 + 0,272 \cdot \ln \cdot \frac{6,6 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,176.$$

Тогда по формуле (13.1) эквивалентное сопротивление грунта равно:

$$\rho_{\text{Э}} = 50 \cdot 2^{0,176} = 56,49 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{\text{И}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{Э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{Э}}}{L_{\Gamma} + L_B}. \quad (13.2)$$

Т.к. $0,1 < t_{\text{ОТН}} = 0,109 < 0,5$, то

$$A = 0,358 - 0,25 \cdot t_{\text{ОТН}} = 0,358 - 0,25 \cdot 0,109 = 0,357.$$

Тогда по формуле (13.2) сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{\text{И}} = 0,357 \cdot \frac{56,49}{53} + \frac{56,49}{742+160} = 0,443 \text{ Ом.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте была спроектирована система электроснабжения группы цехов литейно – механического завода.

Были определены расчетные мощности предприятия. Выбрана система внешнего электроснабжения на основе технико-экономического расчета. Спроектирована система внутреннего электроснабжения предприятия. Выбрано электрооборудование системы электроснабжения, в том числе комплектные конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности. Рассчитаны показатели качества на шинах ГПП. В разделе релейная защита произведен расчет секционного выключателя с необходимыми пояснениями и схемами. Выполнен раздел спецвопрос: «Обоснование целесообразности установки на ГПП ремонтной перемычки», в котором рассмотрено два варианта электроснабжения с перемычкой и без перемычки, принят наиболее рациональный из них – с перемычкой. Рассмотрен вопрос безопасность и жизнедеятельность. В прилагаемой графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображены конструктивный чертеж ТП и плакат: «Обоснованиецелесообразности установки на ГПП ремонтной перемычки»

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Двухставочный тариф на 1-е полугодие (Январь) 2021 года и Индексы изменения сметной стоимости электрооборудования.
2. Ершов А.М. и др. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту /А.М.Ершов, О.А.Петров, Ю.В.Ситчихин. Ч.1.- Челябинск: ЧПИ, 1985, -57с.
3. Ершов А.М., Петров О.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту. - Челябинск: ЧПИ, 1987. - Ч.2.-44с
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений/ – М.:Интермет Инжиниринг, 2005. -672 с.: ил.
5. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.СПб.:ДЕАН,2015.- 701с.
6. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередач для нужд ОАО «Холдинг МРСК» М.:2012-71с.
7. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий./ Под общ. ред.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		134

- Ю.Г.Барыбина и др. – М : Энергоатомиздат, 1990 – 576с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
 9. Указания по расчёту электрических нагрузок (РТМ 36.18.32.4.92).
 10. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 72 с.
 11. Электрооборудование <https://www.electroshield.ru/>.

					ЮУрГУ-13.03.02.033.2021ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		135