

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

Тема: «Электроснабжение группы цехов и подразделений предприятия «НПО
Электромеханики» »

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2021.188 ПЗ ВКР

Руководитель проекта
ведущий инженер

Мурдасов И.А. / _____
«__» _____ 2021 г.

Автор проекта
Студент группы МиЭТ-446

_____ Д.В. Соловьев
«__» _____ 2021 г.

Нормоконтролер
д.т.н., профессор

Четошникова Л.М. / _____
«__» _____ 2021 г.

Миасс 2021

АННОТАЦИЯ

Соловьев Д.В. Проект системы электроснабжения АО «НПО Электромеханики» – Миасс, ЮУрГУ, 2021, 71 с, 8 ил., 23 табл., библиогр. список – 11 наим., 2 прил., 5 листов чертежей ф. А1

В ВКР произведен расчет электроснабжения АО «НПО Электромеханики». Выбраны схемы внешнего и внутреннего электроснабжения. Выбор сечения проводов и кабелей осуществлен по условию нагрева, выбранное сечение проверено по допустимой потере напряжения и на соответствие току защитного аппарата.

Выбрана коммутационная и защитная аппаратура. При выборе мощности трансформаторов определена мощность компенсирующих устройств, обеспечивающая выбор оптимальной мощности цеховых трансформаторов.

13.03.02.2021.188 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разраб.	Соловьев				Проектирование системы электроснабжения АО «НПО Электромеханики»	Лит.	Лист	Листов
Пров.						К	4	71
Н. контр.						ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)»		
Утв.						Кафедра «Автоматика»		

Оглавление

Технический паспорт проекта.....	6
Введение	7
Краткая характеристика объекта проектирования.....	8
Исходные данные	9
1 Расчёт электрических нагрузок промышленного предприятия	10
2 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых	21
трансформаторных подстанций предприятия	21
3 Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и	25
трансформаторов ГПП предприятия.....	25
4 Расчёт токов короткого замыкания.....	28
5 Выбор электрооборудования и питающих линий для схемы внешнего электроснабжения предприятия.....	36
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения	42
предприятия.....	42
7 Расчёт питающих линий схемы внутреннего электроснабжения предприятия	43
8 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия	47
9 Компенсация реактивной мощности	55
10 Релейная защита силового трансформатора на ГПП.....	61
11 Расчёт защитного заземления ОРУ ГПП	65
Заключение	70
Библиографический список.	71

Технический паспорт проекта

1. Суммарная установленная мощность электроприёмников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 2863 кВт.
2. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – вторая.
3. Полная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 2095 кВА;
4. Коэффициент реактивной мощности:
заданный энергосистемой: $\text{tg}\varphi_0 = 0,31$,
расчётный: $\text{tg}\varphi_p = 0,22$
5. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
6. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 500 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-70/11.
6. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы:
до подстанции «Тургояк» - 3,6 км,
до подстанции «Непряхино» - 39 км.
7. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТМН-1600/110;
8. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
9. Типы принятых ячеек распределительных устройств главной понизительной подстанции: КУ-10;
10. На территории устанавливаются сборные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМЗ, мощностью 160, 250, 400, 1000 кВА;
11. Тип кабельных линий: ААШв, сечение: 25,35,50,95.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						6
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

Введение

Электрическая энергия в наше время является важным критерием комфортной жизни человека. Дома и за его пределами существует большое количество электроприёмников. Но основными потребителями электрической энергии являются промышленные предприятия. Они расходуют больше половины всей вырабатываемой энергии.

В данной выпускной квалификационной работе произведён расчёт системы электроснабжения завода ОАО «НПО Электромеханики». Основной темой которого является закрепление полученных знаний в ходе всего обучения, а так же получения правильных теоретических навыков о проектировании системы электроснабжения конкретного предприятия.

Системой электроснабжения является совокупность источников и систем преобразования, передачи и распределения электрической энергии.

На предприятии электроснабжение должно быть построено так, чтобы обеспечить бесперебойный производственный процесс с возможностью дальнейшего развития производства, исключив недопустимые отклонения электроэнергии, такие как неравномерное распределение нагрузки по фазам, отсутствие перегрузок, а так же влияния электроприемников(дуговые печи, полупроводниковые преобразователи и д.р.) на качество электроэнергии.

Грамотно спроектированное электроснабжение промышленного предприятия может существенно уменьшить издержки и в итоге сократить себестоимость продукции.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						7
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

Краткая характеристика объекта проектирования

В качестве объекта проектирования предлагается открытое акционерное общество «Научно-производственное объединение Электромеханика». В структуру общества входят: научно-технические и производственно-технические комплексы, отделы и службы обеспечения.

Предприятие является коммерческой организацией.

Предметом деятельности предприятия является:

- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по разработке, экспериментальной отработке и изготовлению опытных образцов (с использованием драгоценных металлов и их сплавов) гироскопических приборов и систем для ракетно-космической, авиационной, судостроительной и других видов техники военного и двойного назначения;

- серийное производство (с использованием драгоценных металлов и сплавов) гироскопических приборов и систем для ракетно-космической, авиационной, судостроительной и других видов техники военного и двойного назначения, проведение авторского и гарантийного надзоров;

- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по разработке, экспериментальной отработке, изготовлению опытных образцов и серийному производству (с использованием драгоценных металлов и их сплавов) продукции приборостроения для других отраслей науки и промышленности.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						8
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

Исходные данные

Предприятие ОАО «НПО Электромеханика» расположено на Южном Урале.

1. Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы:
до подстанции «Тургояк» - 3,6 км;
до подстанции «Непряхино» - 39 км.
2. Существующий уровень напряжения на подстанции энергосистемы: 110 кВ
3. Мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы:
на шинах подстанции «Тургояк» - 500 МВА;
на шинах подстанции «Непряхино» - 500 МВА.
4. Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу:
за 1 кВт максимальной нагрузки – 225,51 руб/кВт мес;
за 1 потреблённый кВт·ч – 1,261 руб/кВт ч.
5. Наивысшая температура:
окружающего воздуха 22,6 С;
почвы (на глубине 0,7 м) 14,2 С;
6. Коррозийная активность грунта средняя;
7. Блуждающих токов в грунте предприятия нет;
8. Колебаний и растягивающих усилий в грунте нет.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						9
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

1 Расчёт электрических нагрузок промышленного предприятия

Расчётные мощности на разных ступенях системы электроснабжения промышленного предприятия определяем по методу упорядоченных диаграмм.

1.1 Расчёт электрических нагрузок по механическому цеху

Расчётные мощности P_p и Q_p по узлам СЭС 2-о уровня определяем по формулам:

$$P_p = k_{pa} P_{cp}, \quad (1.1)$$

$$Q_p = k_{pp} \cdot Q_{cp}, \quad (1.2)$$

где k_{pa} – расчётный коэффициент активной мощности; определяем по справочным материалам, $k_{pa} = f(n_{\Sigma}, k_{иа}, T_0)$;

k_{pp} – расчётный коэффициент реактивной мощности.

$$k_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{\Sigma}}}, \quad (1.3)$$

Номинальную мощность трёхфазных электроприёмников расчётного узла находим по формуле (4):

$$P_{ном} = \sum_1^n P_{номi}, \quad (1.4)$$

где n – число электроприёмников;

$P_{ном}$ – номинальная мощность одного электроприёмника, кВт.

Средняя мощность – постоянная во времени мощность, при которой в течение периода наблюдений потребляется столько же энергии, что и при реально изменяющемся во времени графике нагрузок за тот же период.

Среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или подгруппы электроприёмников определяем по формуле:

$$P_{cp} = k_{иа} \cdot P_{ном}, \quad (1.5)$$

где $k_{иа}$ – коэффициент использования активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за весь период наблюдений.

Значения $k_{иа}$, $\cos\varphi$ для отдельных электроприёмников приводятся в электрическом справочнике [2].

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$Q_{cp} = k_{иа} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.6)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ находим по справочной литературе.

Исходные данные и результаты расчётов сводим в таблицу 1.

Значения величин n , $P_{ном}$, $P_{cp\Sigma}$ и $Q_{cp\Sigma}$ в строке «Итого по РП» таблицы 1 определяем путём суммирования строк в соответствующих столбцах :

$$P_{cp\Sigma} = \sum_1^n P_{cpi}; \quad Q_{cp\Sigma} = \sum_1^n Q_{cpi} \quad (1.7)$$

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

10

Групповой коэффициент использования активной мощности и $\text{tg}\varphi_{\text{ср. взв.}}$ рассчитываем по соответствующим формулам:

$$K_{\text{иа}\Sigma} = \frac{P_{\text{ср}\Sigma}}{P_{\text{ном}\Sigma}} \quad (1.8)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср. взв.}} = \frac{Q_{\text{ср}\Sigma}}{P_{\text{ср}\Sigma}} \quad (1.9)$$

Эффективное число электроприёмников определяем по формуле:

$$n_{\text{э}} = \frac{(P_{\text{ном}\Sigma})^2}{n \cdot P_{\text{ном}}^2}, \quad (1.10)$$

Полную расчётную нагрузку группы трёхфазных электроприёмников находим по формуле:

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

Расчётный ток:

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

где U_n – номинальное напряжение сети, $U_n = 380$ В.

Расчётные мощности P_p и Q_p в строке «Итого силовой нагрузки по цеху» таблицы 1(3-й уровень СЭС) определяем по формулам:

$$P_p = k_{\text{ра}} \cdot P_{\text{ср}} \quad (1.13)$$

$$Q_p = k_{\text{ра}} \cdot Q_{\text{ср}} \quad (1.14)$$

Расчётную активную осветительную нагрузку цеха находим по формуле:

$$P_{\text{р. осв.}} = P_{\text{уд. осв.}} \cdot F \cdot k_{\text{с. осв.}}, \quad (1.15)$$

где $P_{\text{уд. осв.}}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м²;

F – освещаемая площадь, м²;

$k_{\text{с. осв.}}$ – коэффициент спроса освещения, $k_{\text{с. осв.}} = 0,95$.

Расчётную реактивную осветительную нагрузку цеха находим по формуле:

$$Q_{\text{р. осв.}} = P_{\text{р. осв.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв.}} \quad (1.16)$$

Полученные данные сводим в таблицу 1.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						11
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 - Расчёт нагрузок по мех. цеху

№	Исходные данные					Расчетные величины								Расчетные мощности			Iрас (А)	
	По заданию технологов				Справочные				Средняя нагрузка			n p ² ном (кВт)	пэф Э.П.	Кра	Pрас (кВт)	Qрас (квар)		Sрас (кВА)
	Наимение Э.П.и узлов СЭС	Кол-во Э.П на уч-ке	Rном прив. к дл.реж. ПВ 100%		Kза	Kиа	cos(φ)	tg(φ)	Pс=Kиа Rном (кВт)	Qс=KиаPн tg(φ) (квар)								
			одного	общая														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
РП - 1																		
Участок шлифовки																		
1	Станок универсально-шлифовальный	1	5,25	5,25	0,8	0,14	0,5	1,732	0,735	1,27	27,56			4,2	7,27	8,4	14,2	
2	Станок шифовально-прецизионный	1	5	5	0,8	0,14	0,5	1,732	0,7	1,21	25			4	6,93	8	13,5	
3	Кондиционер	1	15	15	0,8	0,8	0,8	0,75	12	9	225			12	9,00	15	25,3	
4	Станок круглошлифовальный	1	5	5	0,8	0,14	0,5	1,732	0,7	1,21	25			4	6,93	8	13,5	
5	Станок плоскошлифовальный	1	2,5	2,5	0,8	0,14	0,5	1,732	0,35	0,61	6,25			2	3,46	4	6,8	
6	Станок плоскошлифовальный	1	3,35	3,35	0,8	0,14	0,5	1,732	0,469	0,81	11,22			2,68	4,64	5,36	9,0	
Итого		6		36,1		0,414			14,954	14,12	320,04	4,072	1,237	18,498	15,28	23,99	36,5	
7	Электрокалорифер	1	12	12	0,8	0,65	0,8	0,75	7,8	5,85	144			9,6	7,20	12	18,2	
8	Станок круглошлифовальный	2	4,5	9	0,8	0,14	0,5	1,732	1,26	2,18	40,5						12,2*	
9	Станок внутришлифовальный	1	5	5	0,8	0,14	0,5	1,732	0,7	1,21	25			4	6,93	8	13,5	
10	Станок универсально-шлифовальный	1	4,5	4,5	0,8	0,14	0,5	1,732	0,63	1,09	20,25			3,6	6,24	7,2	12,2	
11	Станок плоскошлифовальный	1	2,5	2,5	0,8	0,14	0,5	1,732	0,35	0,61	6,25			2	3,46	4	6,8	
Итого		6		33		0,325			10,74	10,94	236	4,614	1,332	14,306	11,79	18,54	28,2	
Участок заточки																		
12	Станок заточной	1	1	1	0,8	0,14	0,5	1,732	0,14	0,24	1			0,8	1,39	1,6	2,7	
13	Станок заточной	1	0,45	0,45	0,8	0,14	0,5	1,732	0,063	0,11	0,20			0,36	0,62	0,72	1,2	
14	Станок для доводки инструмента	1	1	1	0,8	0,14	0,5	1,732	0,14	0,24	1			0,8	1,39	1,6	2,7	
Итого		3		2,45		0,14			0,343	0,59	2,20	2,725	3,598	1,23	0,65	1,40	2,1	
Итого по РП 1		15		71,55		0,364	0,712	0,985	26,037	25,653	558,24	9,171	1,113	28,98	27,06	39,65	60,2	
РП 2																		
Участок зуборезки																		
15	Станок зубофрезерный	2	4,5	9	0,8	0,14	0,5	1,732	1,26	2,18	40,5						12,2*	
16	Станок зубофрезерный	1	4	4	0,8	0,14	0,5	1,732	0,56	0,97	16			3,2	5,54	6,4	10,8	

Продолжение таблицы 1

№	Исходные данные					Расчетные величины							Расчетные мощности			I _{рас} (А)		
	По заданию технологов				Кза	Справочные			Средняя нагрузка			n P ² _{ном} (кВт)	пэф Э.П.	Кра	P _{рас} (кВт)		Q _{рас} (квар)	S _{рас} (кВА)
	Наимен. Э.П.и узлов СЭС	Кол-во Э.П на уч-ке	P _{ном} прив. к дл.реж. ПВ 100%			Kia	cos(φ)	tg(φ)	Pс=Kia P _{ном} (кВт)	Qс=KiaPн tg(φ) (квар)								
			одного	общая														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
17	Станок зубофрезерный	1	2,2	2,2	0,8	0,14	0,5	1,732	0,308	0,53	4,84			1,76	3,05	3,52	5,9	
18	Станок зубодолбежный	1	4,5	4,5	0,8	0,14	0,5	1,732	0,63	1,09	20,25			3,6	6,24	7,2	12,2	
	Итого	5		19,7		0,14			2,758	4,777	81,59	4,757	2,298	6,338	5,14	8,161	12,4	
19	Станок зубофрезерный	1	3	3	0,8	0,14	0,5	1,732	0,42	0,73	9			2,4	4,16	4,8	8,1	
20	Станок зубострогальный	1	3	3	0,8	0,14	0,5	1,732	0,42	0,73	9			2,4	4,16	4,8	8,1	
21	Станок зубофрезерный	1	2,2	2,2	0,8	0,14	0,5	1,732	0,308	0,53	4,84			1,76	3,05	3,52	5,9	
22	Станок заточной	1	1	1	0,8	0,14	0,5	1,732	0,14	0,24	1			0,8	1,39	1,6	2,7	
23	Станок зубофрезерный прецизионный	1	15	15	0,8	0,18	0,65	1,169	2,7	3,16	225			12	14,03	18,46	31,2	
	Итого	5		24,2		0,165			3,988	5,39	248,84	2,353	3,513	14,01	5,97	15,23	23,1	
Участок координатной шлифовки																		
24	Станок координатно-шлифовальный	1	20	20	0,5	0,18	0,5	1,732	3,6	6,24	400	1		10	17,32	20	33,8	
	Итого по РП 2	11		63,9		0,162	0,534	1,585	10,346	16,400	730,43	5,59	1,942	20,092	17,56	26,68	40,5	
РП 3																		
Участок № 3																		
25	Станок токарно-винторезный	6	6,4	38,4	0,8	0,14	0,5	1,732	5,376	9,312	245,76						17,3*	
26	Станок универсально-фрезерный	1	2,2	2,2	0,8	0,14	0,5	1,732	0,308	0,533	4,84			1,76	3,05	3,52	5,9	
27	Станок универсально-фрезерный	1	3	3	0,8	0,14	0,5	1,732	0,42	0,727	9			2,4	4,16	4,8	8,1	
28	Станок универсально-фрезерный	1	2,9	2,9	0,8	0,14	0,5	1,732	0,406	0,703	8,41			2,32	4,02	4,64	7,8	
	Итого	9		46,5		0,14			6,51	11,276	268,01	8,068	1,89	12,304	11,94	17,14	26,0	
29	Электрокалорифер	1	12	12	0,8	0,65	0,8	0,75	7,8	5,85	144	1		9,6	7,2	12	18,2	
30	Станок настольно-сверлильный	1	0,6	0,6	0,8	0,14	0,5	1,732	0,084	0,145	0,36			0,48	0,83	0,96	1,6	
31	Станок настольно-сверлильный	1	0,6	0,6	0,8	0,14	0,5	1,732	0,084	0,145	0,36			0,48	0,83	0,96	1,6	

Продолжение таблицы 1

№	Исходные данные					Расчетные величины							Расчетные мощности			I _{рас} (А)	
	По заданию технологов				Кза	Справочные			Средняя нагрузка				P _{рас} (кВт)	Q _{рас} (квар)	S _{рас} (кВА)		
	Наименование Э.П. и узлов СЭС	Кол-во Э.П. на уч-ке	P _{ном} прив. к дл.реж. ПВ 100%			K _{иа}	cos(φ)	tg(φ)	P _{с=K_{иа}P_{ном}} (кВт)	Q _{с=K_{иа}P_нtg(φ)} (квар)	n P ² _{ном} (кВт)	пэф Э.П.					K _{ра}
одного			общая														
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
32	Станок настольно-сверлильный	1	0,6	0,6	0,8	0,14	0,5	1,732	0,084	0,145	0,36			0,48	0,83	0,96	1,6
33	Станок настольно-сверлильный	1	0,6	0,6	0,8	0,14	0,5	1,732	0,084	0,145	0,36			0,48	0,83	0,96	1,6
34	Станок настольно-сверлильный	1	0,6	0,6	0,8	0,14	0,5	1,732	0,084	0,145	0,36			0,48	0,83	0,96	1,6
Итого		5		3		0,14			0,42	0,727	1,8	5	2,24	0,941	0,78	1,223	1,9
35	Станок вертикально-сверлильный	1	2,32	2,32	0,8	0,14	0,5	1,732	0,325	0,563	5,38			1,856	3,21	3,712	6,3
36	Станок токарно-винторезный	2	7,5	15	0,8	0,14	0,5	1,732	2,100	3,637	112,50						20,3*
37	Станок универсально-фрезерный	1	2,2	2,2	0,8	0,14	0,5	1,732	0,308	0,533	4,84			1,76	3,05	3,52	5,9
38	Станок универсально-фрезерный	1	2,45	2,45	0,8	0,14	0,5	1,732	0,343	0,594	6,00			1,96	3,39	3,92	6,6
39	Станок копировально-фрезерный	1	0,27	0,27	0,8	0,14	0,5	1,732	0,038	0,065	0,07			0,22	0,37	0,432	0,7
Итого		6		25,24		0,14			3,534	6,120	130,60	4,878	2,269	8,018	6,58	10,37	15,8
Итого по РП 3		20		83,74		0,213	0,609	1,303	17,844	23,246	542,61	12,92	1,27	22,661	24,32	33,24	50,5
РП 4																	
Участок ультразвуковой промывки																	
40	Эл. водонагреватель	1	6	6	0,8	0,65	0,9	0,484	3,9	1,889	36			4,8	2,32	5,333	8,1
41	Генератор ультразвуковой	1	5,5	5,5	0,8	0,7	0,65	1,169	3,85	4,501	30,25			4,4	5,14	6,769	10,3
42	Кондиционер	1	15	15	0,8	0,8	0,8	0,75	12	9	225			12	9	15	25,3
Итого по РП 4		3		26,5		0,745	0,789	0,779	19,75	15,39	291,25	2,411	1,036	20,461	17,04	26,63	40,5
Итого силовой нагрузки		49		245,69		0,301	0,676	1,091	73,977	80,6887	2122,5	28,44	1	92,2	83,21	124,2	188,7

1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию

Расчёт начинаем с определения низковольтных нагрузок по цехам. Для каждого цеха вычисляем средние активную P_{cp} и реактивную Q_{cp} нагрузки по формулам (5), (6), приведенным выше. Если $P_{cp} < 100$ кВт, то расчётные активную P_p и реактивную Q_p нагрузки определяем по формулам:

$$P_p = k_{pa} \cdot P_{cp},$$

$$Q_p = k_{pp} \cdot Q_{cp},$$

где k_{pa} берётся по таблице 1 справочника [1].

Если $P_{cp} > 100$ кВт, то расчётные активную P_p и реактивную Q_p нагрузки определяем по формулам:

$$P_p = k_{pa} \cdot P_{cp},$$

$$Q_p = k_{pa} \cdot Q_{cp},$$

где k_{pa} берётся по таблице 2 справочника [1].

Расчётные осветительные нагрузки $P_{p.осв.}$ и $Q_{p.осв.}$ цехов находим по формулам (17), (18), приведенным выше.

Затем определяем полную расчётную нагрузку S_p по каждому цеху.

$$S_p = \sqrt{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2)}, \quad (1.17)$$

где $P_{\Sigma} = P_p + P_{p.осв.}$, $Q_{\Sigma} = Q_p + Q_{p.осв.}$.

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитываем строку «Итого (0,4 кВ)» таблицы 2, в которой суммируем по колонкам номинальные активные мощности $P_{ном}$, средние активные P_{cp} и реактивные Q_{cp} нагрузки, расчётные активные P_p и реактивные Q_p нагрузки и расчётные осветительные нагрузки $P_{p.осв.}$ и $Q_{p.осв.}$.

Следуя указаниям методического пособия [4], был произведён расчёт электрических нагрузок по предприятию, полученные данные сведены в таблицу 2.

Расчётные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов и затем с учётом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчёта питающих линий. Расчётные данные по предприятию в целом с учётом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчёте схемы внешнего электроснабжения.

									Лист
									17
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата					

Таблица 2 - Расчёт нагрузок по предприятию

Наименование цехов	пэ	Рном (сум), кВт	Киа	cos	tg	Рср, кВт	Qср, квар	Кра	Рр, кВт	Qр, квар	Flц, м^2	Руд.осв., кВт/м^2	cos	tg	К осв.	Рр.осв., кВт	Qр.осв., квар	Рр+Рр.осв., кВт	Qр+Qр.осв., квар	Sp, кВА
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Низковольтная нагрузка																				
2) Проектно-конструкторский корпус	29	320	0,5	0,7	1,02	160	163,2	0,8	128	130,6	8869,1	0,025	0,7	1	0,95	210,6	210,6	338,6	341,2	480,7
4) Механический цех	49	245,7	0,39	0,8	0,75	95,82	71,86	0,7	67,07	50,31	7254,6	0,015	0,7	1	0,95	103,4	103,4	170,5	153,7	229,5
6) Лаборатория	39	720	0,5	0,65	1,17	360	420,9	0,8	288	336,7	2750	0,025	0,7	1	0,9	61,88	61,9	349,9	398,6	530,4
8) Проходная на 2 прохода	5	55	0,3	0,75	0,88	16,5	14,55	1,35	22,28	15,64	309	0,01	0,7	1	0,8	2,472	2,5	24,7	18,1	30,7
10) Склад химикатов	10	70	0,2	0,6	1,33	14	18,67	1,39	19,46	19,66	490	0,01	0,7	1	0,9	4,41	4,4	23,9	24,1	33,9
12) ЦМС	15	265,5	0,35	0,7	1,02	92,93	94,8	1,015	94,32	98,88	6332	0,01	0,7	1	0,9	56,99	57,0	151,3	155,9	217,2
14) Кузница	31	343	0,65	0,76	0,86	223	190,7	0,85	189,5	162,1	1796	0,015	0,7	1	0,9	24,25	24,2	213,8	186,3	283,5
16) Склад	7	56	0,35	0,7	1,02	19,6	20	1,175	23,03	21,26	350	0,01	0,7	1	0,9	3,15	3,2	26,2	24,4	35,8
18) Овощехранилище	10	100	0,25	0,65	1,17	25	29,23	1,26	31,5	30,78	676,4	0,01	0,7	1	0,85	5,749	5,7	37,2	36,5	52,2
20) Станция водородной пайки	6	50	0,65	0,8	0,75	32,5	24,38	1,035	33,64	26,03	180	0,025	0,7	1	0,85	3,825	3,8	37,5	29,9	47,9
22) Корпус сборочных цехов и микроэлектроники	74	610	0,5	0,7	1,02	305	311,2	0,75	228,8	233,4	25345,7	0,025	0,7	1	0,95	602	602,0	830,7	835,3	1178,1
24) Градирня	1	28	0,7	0,8	0,75	19,6	14,7	1,14	22,34	17,15	153							22,3	17,2	28,2
																1079	1078,7			
Освещение территории											54505,8	0,0015	0,7	1	1	81,76	81,759			115,6
Итого (0,4 кВ):		2863				1364	1374		1148	1142						1160	1160,5	2308,3	2302,9	3263,7

1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия.

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчётным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприёмников с напряжением до 1 кВ и электрического освещения. При этом радиус окружности для каждого цеха определяем:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.18)$$

где P_{pi} , P_{pni} , P_{poi} – расчётные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприёмников до 1 кВ, электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·мм².

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

где P_{minp} – минимальная расчётная активная мощность одного цеха. В нашем случае минимальную расчётную активную мощность имеет склад красок

$$P_{minp} = 13,076 \text{ кВт},$$

$$R_{min} – \text{минимальный радиус, } R_{min} = 5 \text{ мм.}$$

$$m = 13,076 / (3,14 \cdot 5^2) = 0,167 \text{ кВт/мм}^2$$

$$R_i = \sqrt{(1 / (3,14 \cdot 0,167)) \cdot P_{pi}} = 1,38 \cdot \sqrt{P_{pi}} \text{ мм}^2$$

Углы секторов для каждого цеха определяем по формулам:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{pni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{освi} = 360 \cdot \frac{P_{посвi}}{P_{pi}} \quad (1.20)$$

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

$$x_o = \frac{\sum_1^n P_p \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (1.21)$$

$$y_o = \frac{\sum_1^n P_p \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (1.22)$$

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

Все данные, полученные в ходе расчёта, сводим в таблицу 3.

Главную понизительную подстанцию следует расположить в центре электрических нагрузок. Но поскольку центр электрических нагрузок совпадает с цехом, то для обеспечения проезда транспорта ГПП смещаем немного вправо и

вверх.

Таблица 3 - Расчёт картограммы нагрузок

Наименование цехов и подразделений	Р _п (сум) кВт	Р _р н/в кВт	Р _р осв кВт	х, м	у, м	R , мм	α н/в	α осв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2) Проектно-конструкторский корпус	338,6	128	210,6	156,8	360	19,5	136,1	223,9
4) Механический цех	170,47	67,07	103,4	282,8	162	13,8	141,6	218,4
6) Лаборатория	349,88	288	61,88	81,75	260,3	19,8	296,3	63,7
8) Проходная на два прохода	24,752	22,28	2,472	594	26,25	5,3	324,0	36,0
10) Склад химикатов	23,87	19,46	4,41	771	71,25	5,2	293,5	66,5
12) ЦМС	151,31	94,32	56,99	903	228	13,0	224,4	135,6
14) Кузница	213,75	189,5	24,25	726	223,5	15,5	319,2	40,8
16) Склад	26,18	23,03	3,15	600,6	251	5,4	316,7	43,3
18) Овощехранилище	37,249	31,5	5,749	442,5	408	6,5	304,4	55,6
20) Станция водородной пайки	37,465	33,64	3,825	372	264	6,5	323,2	36,8
22) Корпус сборочных цехов и микроэлектроники	830,8	228,8	602	340,5	81,75	30,5	99,1	260,9
24) Градирня	22,34	22,34		187,5	49,5	5,0	360,0	0,0
Итого	2226,67	1147,94	1078,73					
Координаты центра эл. нагрузок				353,9	191,3			

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

20

2 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

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

При выборе цеховых ТП часто возникает вопрос: ставить ТП в данном цехе либо запитать цех от соседней ТП, установив лишь низковольтный распределительный пункт? Питание от соседней ТП и установка НРП в цехе экономически выгодна, если выполняется соотношение [4]:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВАм}, \quad (2.1)$$

где S_p – полная расчётная нагрузка цеха, кВА;

l – расстояние от РПН до соседней ТП, м.

Мощность трансформаторов цеховых ТП зависит от величины нагрузки электроприёмников, их категории по надёжности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределённой нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов. Так, в цехе, занимающем значительную площадь, установка трансформаторов заведомо большей единичной мощности увеличивает длину питающих линий цеховой сети и потери электроэнергии в них.

Единичную мощность трансформатора выбираем таким образом, чтобы приведенные годовые затраты были минимальными.

$$S_{э.т.} = f(\sigma), \quad (2.2)$$

где $S_{э.т.}$ – экономически целесообразная мощность трансформатора, кВА;

σ – плотность нагрузки, кВА/м².

$$\sigma = \frac{S_p}{F}, \quad (2.3)$$

где S_p – расчётная электрическая нагрузка цеха, кВА;

F – площадь цеха, м².

Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха приближённо представлена в таблице 4.[4]

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха

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 $S_{э.т.}$, кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Оптимальное число трансформаторов в цехе определяем по формуле:

$$N_{m. opt.} = N_{m. min} + m, \quad (2.4)$$

где $N_{т. min}$ – минимальное число трансформаторов, выбранное по величине $S_{э.т}$ либо по условиям надёжности

$$N_{m. min} = \max (N_{э. m. min}, N_{над. m. min})$$

$$N_{э. m. min} = \frac{P_p}{K_{з.т. доп} \cdot S_{э.т.}} + \Delta N_m, \quad (2.5)$$

где $\Delta N_{т}$ – добавка до целого числа;

P_p – расчётная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;

$K_{з.т. доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме. Этот коэффициент зависит от категории надёжности электроснабжения.

$$K_{з.т. доп} = 0,7 \text{ – I категория}$$

$$K_{з.т. доп} = 0,85 \text{ – II категория}$$

$$K_{з.т. доп} = 0,93...0,95 \text{ – III категория}$$

Величина $N_{над. т. min}$ обуславливается категорией надёжности;

m – добавка до оптимального числа трансформаторов. Величину m определяем по графикам, приведенным в методическом пособии [5].

$$m = f (N_{m. min}, K_{з.т. доп}, \Delta N_m)$$

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_m \cdot K_{з.т. доп} \cdot S_{ном.т.})^2 - P_p^2} \quad (2.6)$$

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

$$Q_p, \text{ если } Q_{I_p} \geq Q_p$$

где N_T – число трансформаторов цеховой ТП;

$K_{з. т. доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме;

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

P_p – расчетная активная нагрузка на ТП, кВт.

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

$$Q_{ку} = Q_p - Q_I, \quad (2.8)$$

и они должны устанавливаться на ТП обязательно.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$K_{з. норм} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}}{N_m \cdot S_{н.т}}; \quad K_{з. н/ав} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}}{(N_m - 1) \cdot S_{н.т}}; \quad (2.9)$$

где N_T – число взаиморезервируемых трансформаторов цеховой ТП;

Все расчёты по выбору трансформаторов сводим в таблицу П.1.

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з. т. доп} \cdot \Delta P_{кз}), \quad (2.10)$$

где N – число трансформаторов цеховой ТП;

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

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_m = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100\%} \cdot S_{н.т} + K_{з. норм}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot S_{н.т} \right), \quad (2.11)$$

где I_{xx} – ток холостого хода;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания;

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

Каталожные данные силовых трансформаторов (P_{xx} , $P_{к.з.}$, I_{xx} , $U_{к.з.}$) находим по справочнику [2, табл 2.110].

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП с учётом и без учёта соответствующей нагрузки приводим в виде итоговых данных в колонках 28...31 таблицы П.1.

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		23

Это возможно благодаря тому, что мощность освещения невелика и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена.

Местоположение подстанций выбираем как можно ближе к центрам электрических нагрузок. При этом учитываем расположение технологического оборудования и предусматриваем установку подстанций так, чтобы они не препятствовали нормальному ходу технологического процесса.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

3 Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов ГПП предприятия

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

Поскольку, основными потребителями на предприятии являются потребители второй категории, то выбираем схему внешнего электроснабжения, изображённую на рисунке 3.1. Электроснабжение предприятия осуществляется от двух независимых источников: подстанции «Непряхино» и подстанции «Тургояк». Существующие уровни напряжения на этих источниках 10 и 110 кВ, поэтому передачу электроэнергии будем производить на напряжении 110 кВ.

Мощность трансформаторов ГПП выбираем исходя из соотношения:

$$S_m = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_{\Sigma 1} - \Delta Q_{\Sigma m})^2}}{N_m \cdot K_{\Sigma \text{дон}}}, \quad (3.1)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП (пятый уровень СЭС), кВт

$$P_p = K_{om} (\sum P_{p.n} + \sum \Delta P_m) + P_{p.осв}, \quad (3.2)$$

где $\sum P_{p.n}$ – расчётная активная низковольтная нагрузка всех цехов предприятия, кВт;

$\sum \Delta P_m$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых трансформаторных подстанций, кВт;

$P_{p.осв}$ – расчётная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение, кВт;

$K_{o.m}$ – коэффициент одновременности максимумов [1],

$$K_{o.m} = f[(m+N), K_{и.а}], \quad (3.3)$$

где m – количество цехов на предприятии, $m=12$;

N – количество высоковольтных электроприёмников на предприятии, $N=0$;

$K_{и.а}$ – коэффициент использования активной мощности. Этот коэффициент находим по формуле:

$$K_{и.а} = \frac{P_{с.н/в}}{P_{ном.н/в}}, \quad (3.4)$$

где $P_{с. н/в}$ – средняя активная низковольтная нагрузка, кВт;

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		25

$P_{ном. н/в}$ – номинальная активная низковольтная нагрузка, кВт.

$$K_{иа} = 1364/2863 = 0,48$$

$$K_{о.м} = f [12, 0,48]$$

$$K_{о.м} = 0,85$$

$$P_p = 0,85 \cdot (1148 + 59,8) + 1079 = 2105,6 \text{ кВт}$$

$Q_{э1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар

$$Q_{э1} = P_{p,n} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (3.5)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{110} = 0,31$$

$$Q_{э1} = 2105,6 \cdot 0,31 = 652,74 \text{ квар}$$

$$\Delta Q_{гпп} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_p^2 + Q_{э1}^2}, \quad (3.6)$$

где $\Delta Q_{гпп}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

$$\Delta Q_{гпп} = 0,07 \cdot \sqrt{(2105,6^2 + 652,74^2)} = 154,3 \text{ квар}$$

$$S_T = \sqrt{(2105,6^2 + (652,74 - 154,3)^2)} / 2 \cdot 0,7 = 1545,57 \text{ кВА}$$

$$S_{T, ном.} = 1,6 \text{ МВА}$$

Принимаем к установке на ГПП два трансформатора мощностью $S_{T, ном.} = 1,6 \text{ МВА}$ каждый.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{з.н} = 2105,6 / (2 \cdot 1600) = 0,66$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{з.п} = 0,66 \cdot 2 = 1,3$$

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						26
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

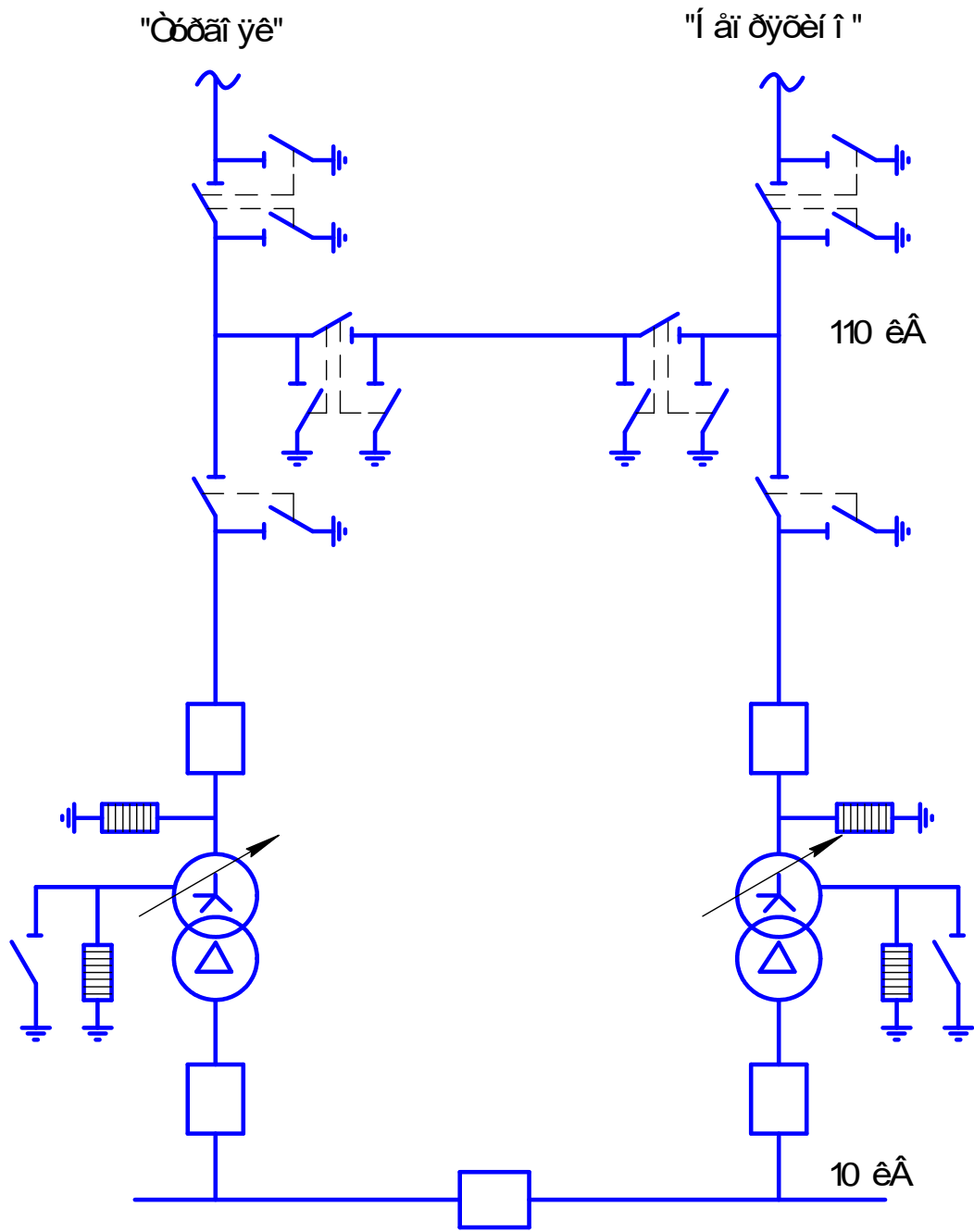


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения

Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

4 Расчёт токов короткого замыкания

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

Для расчёта токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчётные точки к.з. и связи между ними.

Расчёт ведём для наиболее тяжёлого воздействия токов к.з., в режиме, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических работ (аварии) и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ, то есть все электроприёмники питаются от подстанции «Тургояк». Электрическая схема приведена на рисунке 4.1, а её схема замещения на рисунке 4.2.

Для выбора электрооборудования СЭС предприятия производим расчёт токов к.з. в следующих точках:

К-1 – в схеме внешнего электроснабжения;

К-2 – в распределительном устройстве напряжением 10 кВ ГПП;

К-3 – в электрической сети напряжением 0,4 кВ.

Определяем параметры элементов схемы. Исходные данные для расчёта: мощность короткого замыкания $S_k = 500$ МВА, базисная мощность $S_b = 100$ МВА, расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 3,6 км. Индуктивное сопротивление линии x_0 , напряжение короткого замыкания трансформатора U_k взяты из раздела 5.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_b}{S_k} \quad (4.1)$$

$$x_c = x_1 = \frac{100}{500} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_l = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_b}{U_b^2} \quad (4.2)$$

$$x_l = x_2 = \frac{0,444 \cdot 3,6 \cdot 100}{115^2} = 0,012 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора главной понизительной подстанции:

$$x_m = \frac{U_k\% \cdot S_b}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (4.3)$$

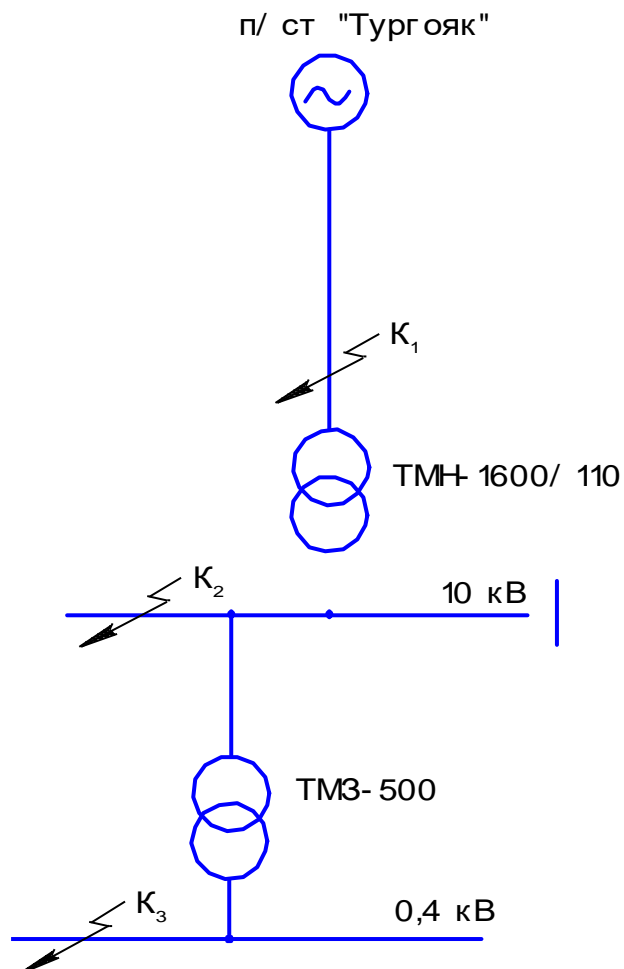


Рисунок 4.1 – Исходная схема СЭС ПП для расчёта токов короткого замыкания в максимальном режиме

Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист
29

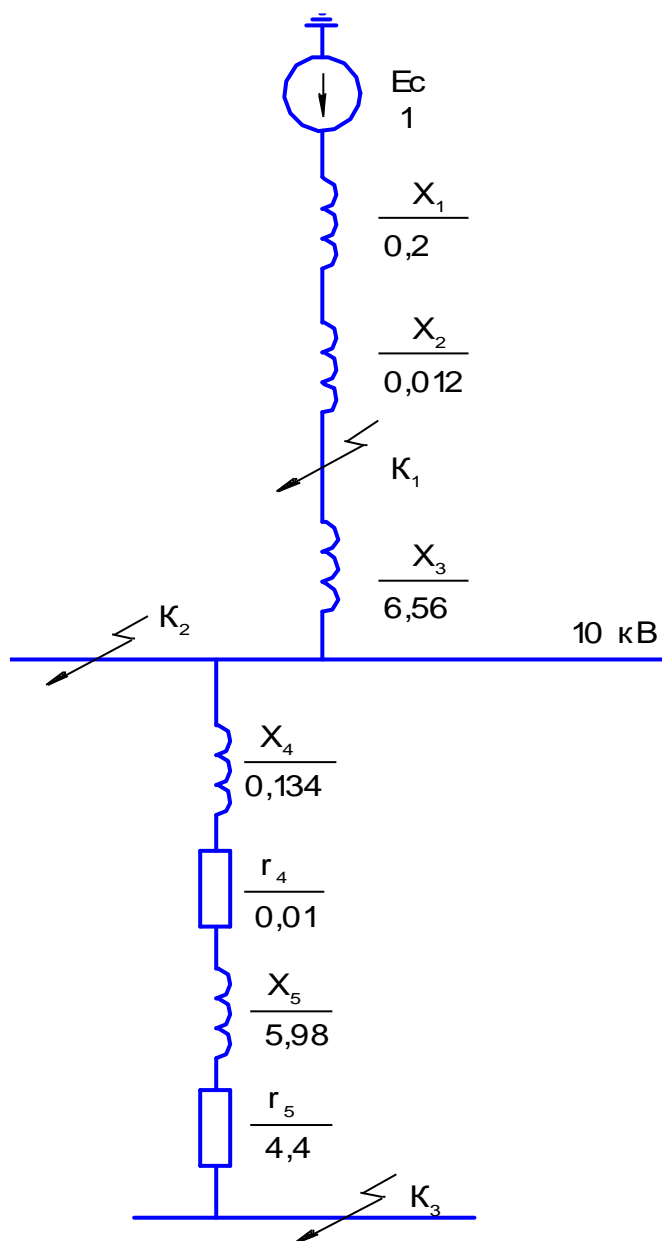


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания в максимальном режиме

$$X_{\Gamma} = X_3 = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 1,6} = 6,56 \text{ о.е.}$$

Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист
30

Сопротивления кабельных линий находим по формулам:

$$x_{л.} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_0}{U_H^2} \quad (4.4)$$

$$r_{л.} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_0}{U_H^2} \quad (4.5)$$

$$x_{л.} = x_4 = \frac{1,24 \cdot 0,119 \cdot 100}{10,5^2} = 0,134 \text{ о.е.}$$

$$r_{л.} = r_4 = \frac{0,099 \cdot 0,119 \cdot 100}{10,5^2} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Сопротивление цехового трансформатора находим по формуле:

$$x_{тр} = \sqrt{z^2 - r^2} \quad (4.6)$$

$$z = \frac{U_{к\%} \cdot S_0}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (4.7)$$

$$z = \frac{5,5 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 500 \cdot 10^6} = 11 \text{ о.е.}$$

$$r = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot S_0}{S_{н.т.}^2} \quad (4.8)$$

$$r_5 = \frac{11 \cdot 10^3 \cdot 100 \cdot 10^6}{500^2 \cdot 10^6} = 4,4 \text{ о.е.}$$

$$x_{тр} = \sqrt{11^2 - 4,4^2} = 10 \text{ о.е.}$$

Значение тока 3-х фазного КЗ в точке К1:

$$I_{к1} = I_{н01} = \frac{S_0}{\sqrt{3} \cdot U_0 \cdot x_{\Sigma}} \quad (4.9)$$

где $x_{\Sigma} = x_1 + x_2$

$$I_{к1} = I_{н01} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,212} = 2,37 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} \quad (4.10)$$

где K_y – ударный коэффициент, $K_y = 1,608$ [2].

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,37 = 5,39 \text{ кА}$$

Для выбора коммутационной аппаратуры в РУ 10 кВ ГПП необходимо значение тока к.з в точке К2, приведенное на низкую сторону, а для расчёта

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		31

релейной защиты трансформатора ГПП – значение тока к.з. в точке К2, приведенное на высокую сторону.

Значение тока 3-х фазного КЗ в точке К2, приведенное на высокую сторону:

$$I_{к2} = \frac{S_{к}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср1}} \quad (4.11)$$

$$S_{к} = \frac{S_{б}}{x_{\Sigma} + x_3} \quad (4.12)$$

$$S_{к} = \frac{100}{6,772} = 14,8 \text{ МВА}$$

$$I_{к2} = \frac{14,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 0,0743 \text{ кА}$$

Значение тока 3-х фазного КЗ в точке К2, приведенное на низкую сторону:

$$I_{к2} = \frac{S_{к}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср2}} \quad (4.13)$$

$$I_{к2} = \frac{14,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 0,814 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к2},$$

где K_y – ударный коэффициент, $K_y = 1,92$ [2].

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 0,814 = 2,21 \text{ кА}$$

Значение тока трёхфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{к3} = I_{н0} = \frac{E_c \cdot I_6}{\sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}}, \quad (4.14)$$

где I_6 – базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (4.15)$$

$$I_6 = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 144,338 \text{ кА}$$

$$x_{\Sigma} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 = 0,2 + 0,012 + 6,56 + 0,134 + 10 = 16,9 \text{ о.е.}$$

$$r_{\Sigma} = r_4 + r_5 = 0,01 + 4,4 = 4,41 \text{ о.е.}$$

$$I_{к3} = I_{пп} = \frac{144,338}{\sqrt{16,9^2 + 4,41^2}} = 8,27 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к3} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,27 = 18,71 \text{ кА}$$

Все результаты расчётов сводим в таблицу 5.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		32

Таблица 5 – Мощность и токи коротких замыканий

Расчётная точка	Напряжение U_{cp} расчётной точки, кВ	Токи, кА			Мощность к.з. ступени $S_{к.ст} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{по}$, МВА
		$I_{по}$	$I_{пт}$	i_y	
К-1	115	2,37	2,37	5,39	472
К-2	10,5	0,814	0,814	2,21	14,8
К-3	0,4	8,27	8,27	18,71	5,76

Для расчёта релейной защиты трансформатора ГПП определим токи короткого замыкания в точках К1 и К2 в минимальном режиме, то есть когда все электроприёмники питаются от подстанции «Непряхино». Электрическая схема приведена на рисунке 4.3, а её схема замещения на рисунке 4.4.

Определяем параметры элементов схемы. Исходные данные для расчёта: мощность короткого замыкания $S_k = 500$ МВА, базисная мощность $S_б = 100$ МВА, расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 39 км.

Сопротивление системы:

$$x_c = x_1 = \frac{100}{500} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{л} = x_2 = \frac{0,444 \cdot 39 \cdot 100}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора главной понизительной подстанции:

$$x_{т} = x_3 = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 1,6} = 6,56 \text{ о.е.}$$

Значение тока 3-х фазного КЗ в точке К1 определяем по формуле (4.9):

$$I_{к1} = I_{шт1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,33} = 1,52 \text{ кА}$$

Значение тока 3-х фазного КЗ в точке К2, приведенное на высокую сторону, определяем по формуле (4.11):

$$S_k = \frac{100}{6,89} = 14,51 \text{ МВА}$$

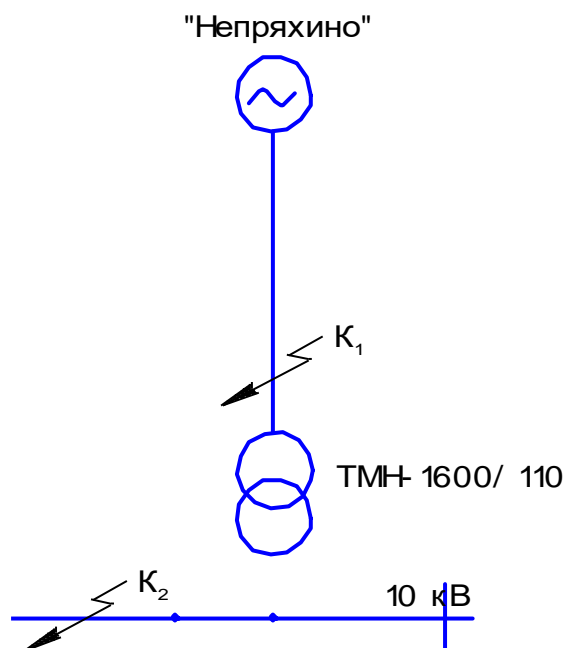


Рисунок 4.3 – Исходная схема СЭС ПП для расчёта токов короткого замыкания в минимальном режиме

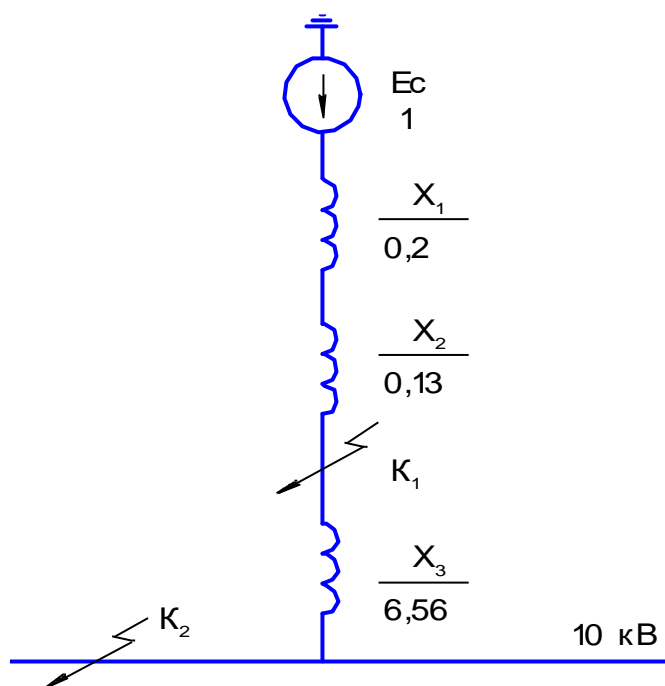


Рисунок 4.4 – Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания в минимальном режиме

$$I_{к2} = \frac{14,51 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 0,0728 \text{ кА}$$

Значение тока 3-х фазного КЗ в точке К2, приведенное на низкую сторону, определяем по формуле (4.13):

Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист
34

$$I_{к2} = \frac{14,51 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 0,799 \text{ кА}$$

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

5 Выбор электрооборудования и питающих линий для схемы внешнего электроснабжения предприятия

Проведём выбор необходимого электротехнического оборудования, а также линии электропередачи для схемы внешнего электроснабжения (рисунок 3.1). Все оборудование, токоведущие части и изоляторы выбираем по условиям длительной работы и проверяем по условиям короткого замыкания в соответствии с указаниями ПУЭ /1/.

5.1 Выбор трансформаторов ГПП

На ГПП устанавливаем два трансформатора ТМН – 1600/110. Данный трансформатор имеет следующие технические характеристики[2]:

$$\Delta P_{xx} = 18 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 85 \text{ кВт}$$

$$I_{xx} = 0,5\%$$

$$U_{кз} = 10,5\%$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з.н}^2 \cdot \Delta P_{кз}) \quad (5.1)$$

$$\Delta Q_m = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.т.} + K_{з.н}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{ном.т.} \right) \quad (5.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 + 0,68^2 \cdot 85) = 114,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot (0,5/100 \cdot 1600 + 0,68^2 \cdot 10,5/100 \cdot 1600) = 171,37 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_m = N \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_g + K_{з.н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (5.3)$$

где T_g – годовое число часов работы предприятия, $T_g = 8760$ ч

τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m^2}{4} \right) \cdot 8760, \quad (5.4)$$

где T_m – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. Величину T_m определяем по электротехническому справочнику [2, табл. 2.3].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3080^2}{4} \right) \cdot 8760 = 1634,83 \text{ ч/год}$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,68^2 \cdot 85 \cdot 1634,83) = 316871,89 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		36

5.2 Выбор линии электропередач

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.n} + \Delta P_m)^2 + Q_{\Sigma 1}^2} \quad (5.5)$$

$$S_{pp} = \sqrt{(2105,6 + 114,6)^2 + 652,74^2} = 2314,16 \text{ кВА}$$

Расчётный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_n}, \quad (5.6)$$

$$I_{pp} = \frac{2314,16}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 6,07 \text{ А}$$

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

$$I_n = 2 \cdot I_{p.l} \quad (5.7)$$

$$I_n = 2 \cdot 6,07 = 12,15 \text{ А}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока ($j_{\Sigma} = 1,1 \text{ А/мм}^2$, [3, табл. 2.35]).

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{p.l}}{j_{\Sigma}} \quad (5.8)$$

$$F_{\Sigma} = \frac{6,07}{1,1} = 5,5 \text{ мм}^2$$

По условиям короны выбираем провод АС – 70/11. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{доп} = 265 \text{ А}$ и удельные сопротивления $r_o = 0,428 \text{ Ом/км}$, $x_o = 0,444 \text{ Ом/ км}$.

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} > I_n \quad (5.9)$$

$$265 > 12,15$$

Находим потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_l = 3 \cdot I_{p.l}^2 \cdot r_o \cdot l \cdot \tau \quad (5.10)$$

$$\Delta A_{Л1} = 3 \cdot 5,99^2 \cdot 0,428 \cdot 3,6 \cdot 1634,83 = 278 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

$$\Delta A_{Л2} = 3 \cdot 5,99^2 \cdot 0,428 \cdot 39 \cdot 1634,83 = 3016 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

$$\Delta A_{Л\Sigma} = 3294 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		37

5.3 Выбор коммутационной аппаратуры на ГПП

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам [4]:

а) номинальному напряжению $U_c < U_{ном}$; (5.11)

б) номинальному току $I_{раб.утяж} < I_{ном}$, (5.12)

где $I_{раб. утяж}$ - рабочий ток выключателя в наиболее тяжёлом рабочем режиме

$$I_{раб.утяж} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т. ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (5.13)$$

в) номинальному току электродинамической стойкости:

симметричном $I_{пол} < I_{дин}$, (5.14)

асимметричному $i_{уд.макс} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{пол} \leq i_{дин.макс} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин}$; (5.15)

г) номинальному току отключения:

симметричному $I_{ntl} < I_{откл}$, (5.16)

асимметричному $\sqrt{2} \cdot I_{ntl} + i_a \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$, (5.17)

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

д) номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости)

$$B_k = I_{ntl}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = B_{к.дон}, \quad (5.18)$$

где t_3 – время действия релейной защиты,

t_B – собственное время отключения выключателя,

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

Намечаем к установке на вводе ГПП элегазовые выключатели ВГУ-110.

Таблица 6 - Технические характеристики выключателя ВГУ– 110.

Параметр	ВГУ - 110
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение), кА	40
Ток термической стойкости, кА	40
Время протекания тока термической стойкости, с	2

Собственное время отключения, с	0,025
Полное время отключения, с	0,055
Процентное содержание аperiodической составляющей, %	45

$$I_{\text{раб.утяж}} = I_{\text{max}} = 1,4 \cdot 1600 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 11,8 \text{ А}$$

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot e^{-t/Ta}, \quad (5.19)$$

где τ – время от начала короткого замыкания до отключения выключателя.

$$\tau = t_3 + t_6, \quad (5.20)$$

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

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot e^{-0,035/0,02} = 15,9 \text{ кА}$$

Завод – изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе.

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \cdot I_{\text{отк}} \quad (5.21)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,46 \text{ кА}$$

$$W_k = 2,37^2 \cdot (0,01 + 0,025 + 0,02) = 0,114 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Намечаем к установке на вводе ГПП разъединители РДЗ-х-110/1000Н УХЛ 1.

Таблица 7- Технические характеристики разъединителя РДЗ-х-110/1000Н УХЛ 1

Параметр	РДЗ-х-110/1000НУХЛ 1.
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Ток термической стойкости, кА	25
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Тип привода	ПРЗ – УХЛ1

Допустимый тепловой импульс для разъединителей:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты выбора оборудования сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Сравнение расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель элегазовый ВГУ-110	Разъединитель РДЗ-х-35/1000УХЛ 1.
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}}=11,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{нтл}}=2,37 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} -$
$i_{\text{ат}}=15,9 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}}=25,46 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} -$
$I_{\text{нол}}=2,37 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} -$
$i_{\text{yl}}=5,39 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}}=0,114 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}=3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}= 1875 \text{ кА}^2\text{с}$

5.4 Выбор трансформаторов тока

Для подключения релейной защиты трансформатора ГПП намечаем к установке на ОРУ 110 кВ трансформаторы тока типа ТРГ - 110. Технические данные трансформатора тока приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические данные трансформатора тока

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный первичный ток, А	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности обмотки измерений 1И1-1И3	0,2

обмотки для защиты 2И1-2И2, 3И1-3И2, 4И1-4И2	5P
Ток термической стойкости, кА 1- секундный	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80

Сравнение расчётных и каталожных данных приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока

Расчётные данные	Условия выбора	Каталожные данные
		ТРГ - 110
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 11,8 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
$i_{уд} = 5,39 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 0,114 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

К обмоткам трансформатора тока класса 5P подключается защита трансформатора ГПП [смотри графическую часть проекта].

5.5 Выбор ограничителей перенапряжений

От атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-110-УХЛ1 с $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$. В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/56, они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений при отключенном положении заземляющих ножей в нейтрали трансформатора.

6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия

6.1 Выбор величины напряжения

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

В данном проекте согласно [4], так как отсутствует нагрузка 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Распределение электроэнергии на данном промышленном предприятии на напряжении 10 кВ выполняем по магистральным схемам.

Магистральные схемы применяем[4]:

- при последовательном, линейном расположении подстанций: ТП-8, ТП-10. [смотри графическую часть проекта].

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

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

Выбираем прокладку кабелей в траншее как очень простой и экономически выгодный способ, применяемый при прокладке до шести кабелей. С учётом отсутствия растягивающих усилий в грунте и средней коррозионной активности для прокладки используем кабель марки ААШв.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

7 Расчёт питающих линий схемы внутреннего электроснабжения предприятия

7.1 Порядок расчёта кабельных линий

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

Расчётный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.к} = \frac{S_{p.к}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (7.1)$$

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

Так, при питании двухтрансформаторной подстанции это расчётная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор. Для магистральной линии мощность $S_{p.к}$ должна определяться для каждого участка путём суммирования расчётных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии.

Сечение кабельной линии, определяем по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{p.к}}{j_э} \quad (7.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки [3, табл. 2.35]. $j_э = 1,4$ А/мм².

По результату расчёта выбираем кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к экономически целесообразному. Для выбранного кабеля по таблицам находим длительно допустимый ток $I_д$ [3, табл. 2.24].

Допустимый ток кабеля с учётом условий его прокладки рассчитываем по формуле:

$$I'_д = K_n \cdot K_t \cdot I_д > \frac{I_{p.к}}{N_к} \quad (7.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [3, табл. 2.12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [3, табл. 2.12];

$N_к$ – число параллельно прокладываемых кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_d > \frac{I_{AB}}{N_k} = \frac{2 \cdot I_{p.k}}{N_k} \quad (7.4)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки [1].

Потерю напряжения в кабельной линии определяем по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{N_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_d = 5\% \quad (7.5)$$

где P_p, Q_p – расчётная активная и реактивная нагрузки.

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

7.2 Расчёт термически стойкого сечения

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяем на термическую стойкость к токам к. з. Минимальное сечение кабеля по термической стойкости определяем по формуле:

$$F_{m.min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.6)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля.

B_k – тепловой импульс.

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

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости для линий, соединяющих ГПП и ТП.

$$B_k = I_{кпо}^2 \cdot [t_{кз} + T_a]$$

$$t_{кз} = t_3 + t_b + \Delta t_{мтз}$$

Значение параметра t_b взято из раздела 8

$$t_{кз} = 0,01 + 0,06 + 0,5 = 0,57 \text{ с}$$

$$B_k = 0,814^2 \cdot [0,57 + 0,12] = 0,46 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$F_{m.min} = \frac{\sqrt{0,46 \cdot 10^6}}{100} = 6,8 \text{ мм}^2$$

Расчётные данные сводим в таблицу 11.

Таблица 11 - Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	I_k , кА	$t_{рз}$, с	$t_{св}$, с	T_a , с	B_k , кА ² с	C , А·С ^{1/2} /мм ²	$F_{тс}$, мм ²
ГПП-ТП	0,814	0,5	0,06	0,12	0,46	100	6,8

7.3. Результаты расчётов кабельных линий сводим в таблицу П.2.

Конечные пункты кабельной линии	P _р , кВт	Q _р , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F ₃ , мм ²	F _{норм.} , мм ²	Тип кабеля	Количество	Нагрузка на кабель		I _{доп.} , А	K _н , о.е.	K _г , о.е.	Γ _{доп.} , А	K _{АВ} , о.е.	Γ _{АВ} , А	l, км	Γ _о , Ом/км	x _о , Ом/км	ΔU%
									нормал	послеа вар.										
2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ГПП - ТП1	413,3	407,6	580,5	33,5	23,9	25	ААШв	1	33,5	67,0	90	1	1,0096	90,9	1,25	113,6	0,243	1,24	0,099	0,13
ГПП - ТП2	489,1	392,7	627,2	36,2	25,9	25	ААШв	2	36,2	72,4	90	0,92	1,0096	83,6	1,25	104,5	0,119	1,24	0,099	0,08
ТП2 - ТП3	349,9	398,6	530,4	30,6	21,9	25	ААШв	2	30,6	61,2	90	0,92	1,0096	83,6	1,25	104,5	0,176	1,24	0,099	0,08
ГПП - ТП4	199,9	198,1	281,4	16,2	11,6	16	ААШв	2	16,2	32,5	60	1	1,0096	60,6	1,25	75,7	0,312	1,94	0,113	0,13
ТП4 - ТП5	240	210,7	319,4	18,4	13,2	16	ААШв	2	18,4	36,9	60	1	1,0096	60,6	1,25	75,7	0,106	1,94	0,113	0,05
ГПП - ТП6	415,4	417,7	589,1	34,0	24,3	25	ААШв	2	34,0	68,0	90	0,92	1,0096	83,6	1,25	104,5	0,105	1,24	0,099	0,06
ТП6 - ТП7	437,7	434,9	617,0	35,6	25,4	25	ААШв	2	35,6	71,2	90	0,81	1,0096	73,6	1,25	92,0	0,176	1,24	0,099	0,10
ТП1(РУ0,4кВ) - НРП1	37,2	36,5	52,1	79,2	56,6	50	ААШв	1	79,2		165	1	1,0096	166,6	1,25	208,2	0,176	0,625	0,0625	0,0045
ТП1(РУ0,4кВ) - НРП2	37,5	29,9	48,0	72,9	52,0	25	ААШв	1	72,9		75	1	1,03	77,3	1,25	96,6	0,166	1,25	0,0662	0,008
ТП4(РУ0,4кВ) - НРП3	23,9	24,1	33,9	51,6	36,8	25	ААШв	1	51,6		75	0,87	1,0096	65,9	1,25	82,3	0,099	1,25	0,0662	0,003
ТП4(РУ0,4кВ) - НРП4	24,7	18,1	30,6	46,5	33,2	25	ААШв	1	46,5		75	0,87	1,0096	65,9	1,25	82,3	0,24	1,25	0,0662	0,008
ТП5(РУ0,4кВ) - НРП5	26,2	24,4	35,8	54,4	38,9	25	ААШв	1	54,4		75	1	1,03	77,3	1,25	96,6	0,076	1,25	0,0662	0,003
ТП7(РУ0,4кВ) - градирня	22,3	17,2	28,2	42,8	30,6	25	ААШв	1	42,8		75	1	1,03	77,3	1,25	96,6	0,102	1,25	0,0662	0,003

13.03.02.2021.188 ПЗ

					13.03.02.2021.188 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

8 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия

8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд главной понизительной подстанции

Приёмниками 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:

$$S_{тсн} = S_{н.т} \cdot 0,5\% \quad (8.1)$$

$$S_{тсн} = 1600 \cdot 0,005 = 8 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке ТМ-40/10, который присоединяется к выводам 10 кВ трансформатора ГПП через предохранители.

Ток предохранителя:

$$I_{ном} = \frac{S_{т.с.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (8.2)$$

$$I_{ном} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,2 \text{ А}$$

$$I_{ут} = 1,4 \cdot I_{ном} \quad (8.3)$$

$$I_{ут} = 1,4 \cdot 2,2 = 3,08 \text{ А}$$

Устанавливаем предохранитель типа: ПКТ-101-10-5-12,5УЗ [2].

8.2 Выбор типа распределительного устройства на низкой стороне главной понизительной подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения.

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным, из шкафов серии КУ- 10. В качестве основной высоковольтной комплектующей аппаратуры в шкафах применяются:

- выключатели элегазовые серии VF-12;
- разъединитель штепсельный РВР-10;
- трансформаторы тока типов ТЛК-10, ТЛШ-10;
- трансформаторы напряжения типов ЗНОЛ.09, НОЛ.08;
- трансформаторы тока защиты кабелей типа ТЗЛМ.

Выбор выключателей, установленных на вводе в комплектное распределительное устройство, представлен в таблице 15.

Номинальный ток силового трансформатора:

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						47
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

$$I_H = \frac{K_{з.н} \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (8.4)$$

$$I_H = \frac{0,68 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 59,82 \text{ А}$$

Максимальный (послеаварийный) ток силового трансформатора:

$$I_{max} = \frac{K_{з.доп} \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (8.5)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123,17 \text{ А}$$

Таблица 15 - Проверка выключателей 10 кВ

Расчётные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		VF-12.08.16
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_H = 12 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 123,17 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_H = 800 \text{ А}$
$I_{п,о} = 3,16 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 16 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,58 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$
$I_{п,т} = 3,16 \text{ кА}$	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 16 \text{ кА}$
$I_{а,т} = 0 \text{ кА}$	$I_{а,т} \leq I_{а ном}$	$I_{а ном} = 4,5 \text{ кА}$
$B_K = 16,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$\tau = t_{з.мин} + t_B + \Delta t_{МТЗ} = 0,01 + 0,06 + 1,5 = 1,57 \text{ с}$$

$$I_{а,т} = \sqrt{2} \cdot I_{п,т} \cdot e^{-\tau/T} = \sqrt{2} \cdot 3,16 \cdot e^{-1,57/0,12} = 0 \text{ кА}$$

$$I_{а ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \beta = \sqrt{2} \cdot 16000 \cdot 0,2 = 4,5 \text{ кА}$$

$$B_K = I^2_{п,т} \cdot (t_z + t_B + \Delta t_{МТЗ} + T_a) = 3,16^2 \cdot (0,01 + 0,06 + 1,5 + 0,12) = 16,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В качестве секционных выключателей принимаем выключатели этого же типа.

Выбор трансформаторов тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции приведен в таблице 16.

Таблица 16 - Выбор трансформаторов тока

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		ТЛ-10-1500-0,5/10Р
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 123,17 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_H = 600 \text{ А}$
$i_{уд} = 8,58 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_K = 16,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

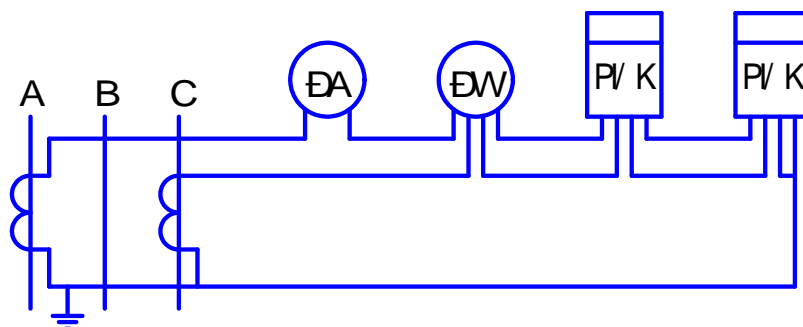


Рисунок 8.1 - Схема вторичных токовых цепей трансформатора тока 10 кВ.

Проверку ТА по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 17.

Таблица 17 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	1	0,5	–	0,5
Универсальный счётчик	СЭТЗр-01-08А	2	0,1	–	0,1
Итого		4	1,1	–	0,6

Из таблицы 17 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (8.6)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{25} = 0,044 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} \quad (8.7)$$

где $z_{2\text{ном}} = 0,4$ – для класса точности 0,5;

$r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом – для четырёх приборов

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}^{\text{ь}}$$

где $z_{2\text{ном}} = 0,4$ – для класса точности 0,5;

$r_{\text{конт}} = 0,05$ Ом – для трёх приборов

$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33$ Ом

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 4 метра. Так как трансформаторы тока соединены в одну фазу, значит $I_{\text{расч}} = 2 \cdot I$, тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 2 \cdot 4}{0,33} = 0,69 \text{ мм}^2$$

Правила устройства электроустановок [7] регламентирует минимальное сечение для алюминиевых проводов 4 мм², поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами $S = 4$ мм².

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции.

Принимаем к установке 3×ЗНОЛ.09-10 $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $S_{\text{ном}} = 75$ В·А в классе точности 0,5. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 19.

Таблица 19 - Нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы		Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	S прибора, ВА	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потреб. мощность	
									P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СШ	Э-335	2	1		1	0	2	4	–
Универсальный счётчик	Ввод 10 кВ от трансформатора	СЭТЗр-01-08А			4	0,38	0,925	2	3,04	7,4
Ваттметр		Д-335	1,5	2		1	0	1	3	-
Универсальный счётчик	Линии 10 кВ	СЭТЗр-01-08А			4	0,38	0,925	6	9,12	22,2
									15,16	29,6

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

51

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{15,16^2 + 29,6^2} = 33,26 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Три трансформатора напряжения ЗНОЛ. 09-10, соединённых в звезду, имеют мощность $3 \cdot 75 = 225$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

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

8.3 Выбор выключателей напряжением 10 кВ, установленных на отходящих линиях, и соответствующих трансформаторов тока.

Выбор выключателей напряжением 10 кВ, установленных на отходящих линиях, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Выключатели 10 кВ

Кабельные линии	Uн, кВ	Iр, А	Iутяж, А	Iпо, кА	Iу, кА	Тип выключателя	Тип ТА
ГПП - ТП1	10	33,5	67,0	0,814	2,21	VF-12.08.16	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП - ТП2	10	36,2	72,4	0,814	2,21	VF-12.08.16	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП - ТП3	10	30,6	61,2	0,814	2,21	VF-12.08.16	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП - ТП4	10	16,2	32,5	0,814	2,21	VF-12.08.16	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП - ТП5	10	18,4	36,9	0,814	2,21	VF-12.08.16	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП - ТП6	10	34,0	68,0	0,814	2,21	VF-12.08.16	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ТП6 - ТП7	10	35,6	71,2	0,814	2,21	VF-12.08.16	ТЛК-10-50-0,5/10Р

8.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне низшего напряжения трансформаторных подстанций

Для установки в цехах принимаем сборные ТП с трансформаторами ТМЗ-250, ТМЗ-400, ТМЗ-500.

Распределительное устройство на стороне низкого напряжения

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		52

трансформаторных подстанций выполняем на панелях ЩО 70-3М. В качестве вводных панелей принимаем панели с автоматическими выключателями на вводе. На этих панелях располагаются стационарные (невыдвижные) выключатели серии ВА50 на токи 400, 1000А с электромагнитным. Для производства ремонтных работ, между сборными шинами и выключателями устанавливаются разъединители. Трансформаторы тока на этих панелях, для удобства обслуживания располагаются между выключателями и разъединителями.

По величине тока короткого замыкания в точке К-3 производится выбор вводных и секционного выключателей, установленных на стороне низшего напряжения трансформаторных подстанций. Произведём необходимые расчёты на примере подробно рассчитываемого цеха.

Номинальный ток цехового трансформатора:

$$I_n = 0,78 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) = 450 \text{ А}$$

Максимальный (послеаварийный) ток силового трансформатора:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) = 808 \text{ А}$$

Результаты расчёта по выбору автоматических выключателей сводим в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей, установленных на стороне низшего напряжения трансформаторных подстанций

Номер ТП	Место установки	I_p , А	$I_{утяж}$, А	$I_{по}$, кА	Тип выключателя
ТП1	вводной	307	505	8,32	ВА53-41,1000А
	секционный			8,32	ВА53-41,1000А
	секционный			8,32	ВА53-41, 1000 А
ТП2	вводной	307	505	8,32	ВА53-41,1000А
ТП3	вводной	307	505	8,32	ВА53-41,1000А
ТП4	вводной			8,32	ВА 53-41, 1000 А
	секционный	307	505	8,32	ВА53-41, 1000 А
	секционный			8,32	ВА 53-41, 1000 А
ТП5	вводной	307	505	8,32	ВА53-41,1000А
	секционный			8,32	ВА53-41, 1000 А
ТП9	вводной	307	505	8,32	ВА53-41, 1000 А
	секционный			8,32	ВА 53-41, 1000 А

Выбор оборудования низковольтных распределительных пунктов(0,4 кВ) осуществляется по токам нагрузки в нормальном и тяжёлом режимах. Результаты выбора сводим в таблицу 22.

Таблица 22- Выбор автоматических выключателей, установленных на вводе НРП

Кабельные линии	Место установки	I_p , А	$I_{утяж}$, А	$I_{по}$, кА	Тип выключателя
ТП1 - НРП1	вводной	79,2		8,32	ВА8833 80А
ТП1 - НРП2	вводной	72,9		8,32	ВА8835 80А
ТП4- НРП3	вводной	51,6		8,32	ВА8833 63А
ТП4 - НРП4	вводной	46,5		8,32	ВА8833 50А
ТП5 - НРП5	вводной	54,4		8,32	ВА8833 63А
ТП7- градирня	вводной	42,8		8,32	ВА8835 50А

9 Компенсация реактивной мощности

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин. Части схемы электроснабжения предприятия, питаемые соответственно от 1-й и 2-й секций с.ш.. РУ 10 кВ ГПП, не идентичны. Поэтому расчёт ведём для двух секций с.ш.

9.1 Расчёт компенсации реактивной мощности для первой секции сборных шин

К 1-й секции с.ш. подключены кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. В таблице 23 приведены исходные данные для схемы электроснабжения, показанной на рисунке 9.1. Здесь обозначено: $S_{т.и}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и $Q_{тi}$ – реактивная нагрузка на один трансформатор i -ой ТП и потери реактивной мощности в нём; $R_{т.и}$ – активное сопротивление трансформатора i -ой ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{ли}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Сопротивление трансформатора определяем по формуле:

$$R_{т.и} = \frac{\Delta P_{к.з} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.т.и}^2} \quad (9.1)$$

Сопротивление кабельной линии определим по формуле:

$$R_{ли} = R_y \cdot l \quad (9.2)$$

где R_y – удельное сопротивление кабеля, Ом/км;

l – длина кабельной линии, км.

Таблица 23 – Исходные данные для расчёта компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{т.и}$, кВА	Q_{1i} , квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{т.и}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП - 1	400	204,00	21,40	3,69	0,30
ТП - 3	500	196,50	24,20	2,36	0,15
ТП - 2	400	169,50	21,40	3,69	0,37
ТП - 6	400	209,00	21,40	3,69	0,13
ТП - 7	400	217,50	21,40	3,69	0,07
Итого		996,5	109,8		

Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности производим по формуле:

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

где δ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности[5];

α – основная ставка тарифа, руб/кВт;

β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии (дополнительная ставка тарифа);

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_0 , от протекания реактивной мощности Q_0 , потребляемой предприятием в период наибольшей нагрузки энергосистемы, к максимальным потерям ΔP_M активной мощности от протекания реактивной мощности Q_M , потребляемой предприятием;

τ – время использования максимальных потерь, ч.

$$C_0 = 1,07 \cdot (225,51 \cdot 12 \cdot 1 + 1,261 \cdot 1634,83) = 5101,375 \text{ руб/кВт}$$

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками. Воспользуемся формулами, приведенными в [8]:

- для низковольтных БК (0,4 кВ)

$$Z_{1г.кн} = E \cdot K_{БКн} \cdot K_{пр.ц} + C_0 \cdot \Delta P_{БКн} \quad (9.3)$$

$$Z_{1г.кн} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,15 + 5101,375 \cdot 4 = 221506,9 \text{ руб/Мвар};$$

- для высоковольтных БК (10 кВ)

$$Z_{1г.кв} = Z_{10} = E \cdot K_{БКв} \cdot K_{пр.ц} + C_0 \cdot \Delta P_{БКв} \quad (9.4)$$

$$Z_{1г.кв} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,15 + 5101,375 \cdot 2 = 110753,45 \text{ руб/Мвар};$$

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП, подключенных к 1-ой секции СШ ГПП. Для расчёта оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП. Рассмотрим их последовательно.

На рисунке 9.2 изобразим схему замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

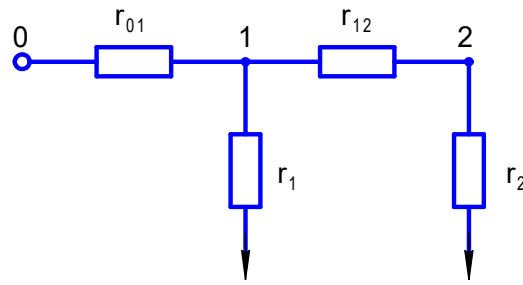


Рисунок 9.2 - Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями.

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.2), сначала введём 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 9.2) определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{m1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} \quad (9.5)$$

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

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{m1}}\right) \cdot r_1 \quad (9.6)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{m1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2) \quad (9.7)$$

На рисунке 9.3 изобразим схему замещения магистральной линии с тремя ответвлениями.

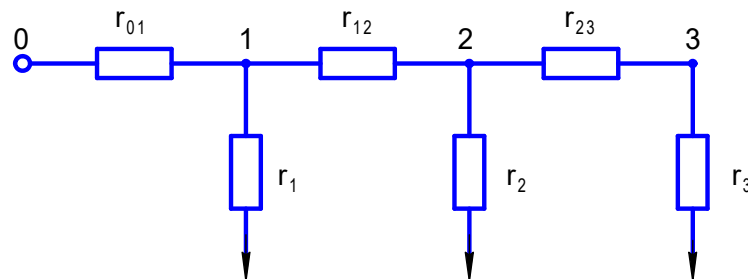


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), сначала введём обозначения:

$$\begin{aligned} r_{01} &= R_{л1} & r_{12} &= R_{л2} & r_{23} &= R_{л3} \\ r_1 &= R_{мп1} & r_2 &= R_{мп2} & r_3 &= R_{мп3} \end{aligned}$$

Эквивалентные проводимости точек 2 и 1 схемы (рисунок 9.3) определяются по формуле:

$$\frac{1}{R_{m2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3} \quad (9.8)$$

$$\frac{1}{R_{m1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{m2}} \quad (9.9)$$

Эквивалентные сопротивления:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{m1}}\right) \cdot r_1 \quad (9.10)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{m1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{m2}}\right) \cdot r_2 \quad (9.11)$$

$$R_{э3} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{m1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{m2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3) \quad (9.12)$$

Значения эквивалентных сопротивлений записываем в таблицу 23.

Определение реактивной мощности источников, подключенных к 1-й секции с.ш. 10 кВ ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к этим шинам ГПП подключена высоковольтная БК:

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{mi} + \frac{3I_{гг.к}}{2 \cdot a \cdot C_o \cdot R_{эi}} \quad (9.13)$$

Результаты расчёта мощностей Q_{ci} низковольтных БК сводим в таблицу 24.

Таблица 24 – Низковольтные конденсаторные батареи

Место уст-ки БК	Rэкв, Ом	Qci, Qcoj, Мвар		Qki, квар	Qki+Qci, квар	Тип принятой стандартной БК	Qsti, квар
		расчётное	принятое				
ТП 1	3,99	-46,74	0	0,00	0	-	0
ТП 3	2,51	-212,20	0	0,00	0	-	0
ТП 2	4,05	-76,83	0	0,00	0	-	0
ТП 6	3,82	-53,94	0	0,00	0	-	0
ТП 7	3,75	-50,31	0	0,00	0	-	0
Итого			0	0			0

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

$$Q_0 = \sum_1^7 (Q_{li} + \Delta Q_{mi}) + \Delta Q_{m \text{ ГПП}} - \sum Q_{ci} - Q_{эс}, \quad (9.14)$$

где $Q_{эс}$ – величина экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой энергосистемой заводу.

$$Q_{эс} = 0,31 \cdot 1052,8 = 326,37 \text{ квар}$$

$$Q_0 = 996,5 + 109,8 + 77,5 - 0 - 326,37 = 857,43 \text{ квар}$$

Намечаем к установке в РУ 10 кВ ГПП высоковольтную конденсаторную батарею: УККРМ-7-900-х-х-х УХЛ4..

Зная выбранное значение мощности $Q_{стi}$ ККУ, определяем расчётный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учёта мощности $Q_{эс}$, поступившей из энергосистемы):

$$tg \varphi_p = \frac{Q_{p1} + \sum Q_{к.i} - (\sum Q_{ст.нi} + \sum Q_{ст.сj})}{P_{p1}} \quad (9.15)$$

где Q_{p1} – расчётная реактивная нагрузка приходящаяся на одну секцию шин, квар

$$Q_{p1} = \sum (Q_{li} + \Delta Q_{mi}) + \Delta Q_{m \text{ ГПП}} \quad (9.16)$$

$$Q_{p1} = 996,5 + 109,8 + 77,5 = 1183,8 \text{ квар}$$

$$tg \varphi_p = \frac{1183,8 + 0 - (0 + 0)}{1052,8} = 1,12$$

9.2 Расчёт компенсации реактивной мощности для второй секции сборных шин

Расчёт для 2-й секции сборных шин ведём аналогично расчёту для 1-й секции сборных шин

Таблица 25 – Исходные данные для расчёта компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{т.ли}$, кВА	Q_{1i} , квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тpi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП - 1	400	5900	204,00	21,40	3,69
ТП - 2	500	5900	196,50	24,20	2,36
ТП - 3	400	5900	169,50	21,40	3,69

ТП - 4	250	4200	128,00	15,90	6,72
ТП - 5	250	4200	34,60	15,90	6,72
ТП - 6	400	5900	209,00	21,40	3,69
ТП - 7	400	5900	217,50	21,40	3,69
Итого		1159,1	141,6		

Таблица 26 – Низковольтные конденсаторные батареи

Место уст-ки БК	Rэквi, Ом	Qci, Qcoj, Мвар		Qki, квар	Qki+Qci, квар	Тип принятой стандартной БК	Qcti, квар
		расчётное	принятое				
ТП - 1	3,99	-46,74	0,00	0,00	0		
ТП - 2	2,51	-212,20	0,00	0,00	0		
ТП - 3	4,05	-76,83	0,00	0,00	0		
ТП - 4	7,33	-4,29	0,00	69,86	70	УКРМ 0.4-100-80	80
ТП - 5	7,12	-101,93	0,00	176,20	176	УКРМ 0.4-200-150	180
ТП - 6	3,82	-53,94	0,00	0,00	0		
ТП - 7	3,75	-50,31	0,00	0,00	0		
Итого				246,06	246		260

Определяем мощность высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП
 $Q_0 = 1159 + 141,6 + 77,5 - 0 - 326,37 = 1051,73$ квар

Намечаем к установке в РУ 10 кВ ГПП высоковольтную конденсаторную батарею: УККРМ-7-1100-х-х-х УХЛ4. Окончательный выбор конденсаторной установки будет произведён в разделе спецвопроса.

Зная выбранное значение мощности Q_{cti} ККУ, определяем расчётный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учёта мощности $Q_{эс}$, поступившей из энергосистемы):

$$tg\varphi_p = \frac{Q_{p2} + \sum Q_{k.i} - (\sum Q_{ct.ni} + \sum Q_{ct.sj})}{P_{p1}},$$

где Q_{p2} – расчётная реактивная нагрузка приходящаяся на одну секцию шин, квар

$$Q_{p2} = \sum(Q_{2i} + \Delta Q_{mi}) + \Delta Q_{m \text{ ГПП}}$$

$$Q_{p2} = 1159,1 + 246,06 + 77,5 = 1378,1 \text{ квар}$$

$$tg\varphi_p = \frac{1378,1 + 246,06 - (260 + 0)}{1052,8} = 1,29$$

10 ЗАЩИТА КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 10кВ

Согласно ПУЭ, на линиях 10 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. От многофазных замыканий устанавливается двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки без выдержки времени, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой характеристикой выдержки времени.

10.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Тип трансформатора тока и его номинальное значение выбирается по допустимому току кабеля с учетом поправочного коэффициента на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. Кабели допускают перегрузку в течение часа на 30% по отношению к $I_{дл.доп}$.

$$I_{дл.доп} = k_{пер} \cdot k_{попр} \cdot I_{кз\max}^{(3)}$$

Таким образом, максимальный рабочий ток

$$I_{\max.раб} = 1,3 \cdot 1 \cdot 91 = 118,3А$$

где $I_{дл.доп} = 91 А$, $k_{пер}$ – коэффициент перегрузки; $k_{попр} = 1$ – поправочный коэффициент на число кабельных линий.

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10, с номинальным вторичным током 5А.
Коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}}$$
$$n_T = \frac{150}{5} = 30.$$

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

61

Схема включения трансформаторов тока – неполная звезда, следовательно коэффициент схемы $K_{cx} = 1$.

Определяется ток срабатывания защиты и ток срабатывания реле $I_{ср.р}$

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{кз\max}^{(3)},$$

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

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 814 = 976,8 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{K_{cx} \cdot I_{сз}}{n_T};$$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 976,8}{30} = 32,56 \text{ А};$$

Принимаем к установке реле РСТ 13-32, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср} = (30 \div 120) \text{ А}$;

Выбирается реле с нужным диапазоном токов уставки и сумма уставок ΣQ

$$\Sigma Q = \frac{I_{с.р}}{I_{\min}} - 1.$$

$$\Sigma Q = \frac{32,56}{30} - 1 = 0,08$$

$$\Sigma Q = 0,2$$

Выбираются уставки кратные 0,2

Ток уставки реле $I_{уст}$

$$I_{уст} = I_{\min} \cdot (\Sigma Q + 1).$$

$$I_{уст} = 30 \cdot (0,2 + 1) = 36 \text{ А}$$

Уточняется ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = I_{уст} \cdot n_T.$$

$$I_{сз} = 36 \cdot 30 = 1080 \text{ А};$$

5.2. МТЗ с выдержкой времени

Тип трансформатора тока и коэффициент трансформации выбирается аналогично п. 4.3.1, т.е. по допустимому току кабеля.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сзан}}{K_B} \cdot I_{\max.\text{раб}} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,9} \cdot 118,3 = 157,7,$$

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

$K_{сзан}$ – коэффициент самозапуска;

K_B – коэффициент возврата реле, $K_B = 0,9$.

Коэффициент самозапуска $K_{сзан}$ равен

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		62

$$K_{\text{сзан}} = \frac{I_{\text{сзап}}}{I_{\text{доп}}} = 1,$$

Т.к. кабельная линия питающая трансформатор к шинам НН которого не подключены двигатели, то принимаем $K_{\text{сзан}} = 1$.

где ток самозапуска определяется как ток трехфазного короткого замыкания за эквивалентным сопротивлением Z_{Σ} .

$$I_{\text{сзап}} = \frac{U_{\text{НОМ2}}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 16,9} = 0,34 \text{ кА},$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в основной зоне

$$K_{\text{ч.ОСН}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{704}{157,7} = 4,46 > 1,5$$

и в резервной зоне

$$K_{\text{ч.НЕОСН}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{N \cdot I_{\text{сз}}} > 1,2.$$

$$K_{\text{ч.НЕОСН}} = \frac{8270}{25 \cdot 157,7} = 1,8 > 1,2$$

Ток срабатывания реле

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз}}}{n_{\text{T}}}.$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1 \cdot 157,7}{30} = 5,26 \text{ А};$$

Принимаем к установке реле РСТ 13-24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{\text{ср}} = (5 \div 20) \text{ А}$.

Определим сумму уставок:

$$\sum \Theta = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{мин}}} - 1 = \frac{5,26}{5} - 1 = 0,2$$

Принимаем сумму уставок $\sum \Theta = 0,2$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{\text{уст}} = (1 + \sum \Theta) \cdot I_{\text{мин}} = (1 + 0,2) \cdot 5 = 6 \text{ А};$$

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		63

Уточняется ток срабатывания защиты

$$I_{C3} = I_{уст} \cdot n_T \cdot$$

$$I_{C3} = 6 \cdot 30 = 180 \text{ A};$$

Карта селективности



Выбирается реле напряжения РСН 16 с коэффициентом возврата 1,1. Реле подключается ко вторичной обмотке трансформатора напряжения. Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.09-10УЗ

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}$$

$$K_U = \frac{10000}{100} = 100$$

Напряжение срабатывания защиты U_{C3}

$$U_{C3} = \frac{0,7 \cdot U_2}{K_{отс} \cdot K_в},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$; $K_в$ – коэффициент возврата реле напряжения, $K_в=1,1$.

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

64

$$U_{сз} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,1 \cdot 1,1} = 5785 \text{ В}$$

Коэффициент чувствительности реле по напряжению K_{ψ} :

$$K_{\psi} = \frac{U_{сз}}{U_{\min.ост}} > 1,5$$

$$K_{\psi} = \frac{5785}{706,8} = 8,2 > 1,5,$$

где $U_{\min.ост}$ – минимальное остаточное напряжение, кВ. Оно определяется по формуле

$$U_{\min.ост} = \sqrt{3} \cdot I_{k \max}^{(3)} \cdot \sqrt{\left(x_{л} \cdot \frac{l_{л}}{n}\right)^2 + \left(r_{л} \cdot \frac{l_{л}}{n}\right)^2};$$

$$U_{\min.ост} = \sqrt{3} \cdot 814 \cdot \sqrt{\left(0,11 \cdot \frac{0,243}{1}\right)^2 + \left(1,28 \cdot \frac{0,243}{1}\right)^2} = 440,15 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания реле U_{CP}

$$U_{CP} = \frac{U_{сз}}{n_{н}}$$

$$U_{CP} = \frac{5785}{100} = 57,85 \text{ В}$$

Выбирается реле РСН-16-28, где $U_{CP} = 40 \div 100 \text{ В}$

Определяем сумму уставок:

$$\sum \Theta = \frac{U_{CP}}{U_{\min}} - 1 = \frac{57,85}{40} - 1 = 0,446$$

Принимаем сумму уставок $\sum \Theta = 0,4$

$$U_{уст} = U_{\min} \cdot (\sum \Theta + 1).$$

$$U_{уст} = 40 \cdot (0,4 + 1) = 56 \text{ В}$$

Уточняется напряжение срабатывания защиты

$$U_{сз} = U_{уст} \cdot n_{T}.$$

$$U_{сз} = 56 \cdot 100 = 5600 \text{ В};$$

5.3. Защита от однофазных замыканий на землю

Определяется тип трансформатора тока нулевой последовательности. Схема включения трансформатора тока – полная звезда, следовательно, $K_{сх} = 1$.

Для кабеля заданной марки ток нулевой последовательности равен

$$I_{0л} = I_{с0} \cdot L_5 \cdot n_{л5}$$

$$I_{0л} = 0,62 \cdot 0,243 \cdot 1 = 0,15 \text{ А};$$

где $I_{с0}$ – удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю, А/км. [4].

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot 3 \cdot I_{0л}.$$

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		65

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,15 = 0,54 \text{ A};$$

Ток срабатывания реле не определяется, т.к. коэффициент трансформации трансформатора тока нулевой последовательности можно сделать любым.

Если неизвестен ток утечки для всей сети предприятия, определяемый экспериментально, то проверку чувствительности произвести невозможно.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						66
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

11 Расчёт защитного заземления ОРУ ГПП

Заземления осуществляются преднамеренным соединением электроустановок с заземляющими устройствами.

«Заземляющее устройство» – это совокупность заземлителя и заземляющих проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землёй.

«Заземляющие проводники» – металлические проводники, соединяющие заземлённые части электроустановок с заземлителем. Сопротивление, которое оказывает грунту ток, называется сопротивлением растекания. В практике сопротивление растекания относят не к грунту, а к заземлителю и используют условный термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, протекающему через заземлитель:

$$R_z = \frac{U_z}{I_z} \quad (11.1)$$

Расчётные условия:

- заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 4x40 мм² и вертикальных стержневых электродов $l_v = 5$ м, диаметром

$d = 12$ мм, глубина заложения электродов в землю $t_b = 0,8$ м.

- удельные сопротивления верхнего и нижнего слоёв земли: $\rho_1 = 300$ Ом м и $\rho_2 = 80$ Ом м соответственно. Толщина верхнего слоя земли $h = 2,5$ м.

$$I_p = \frac{U_n \cdot (35 \cdot l_k + l_v)}{350} \quad (11.2)$$

где l_k - суммарная длина всех кабельных линий 10 кВ, км;

l_v - длина воздушной линии, км.

Расчётный ток замыкания на землю на стороне $U = 10$ кВ: $I = 5,6$ А

Для ОРУ 110 кВ:

- согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземлённой нейтралью выполняется с учётом сопротивления $R_z \leq 0,5$ Ом

Для ЗРУ 10 кВ:

- в соответствии с ПУЭ в установках 6-10 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства выполняется с учётом:

$$R_z \leq \frac{250}{I_z} \quad (11.3)$$

$$R_z = \frac{250}{5,6} = 44,6 \text{ Ом}$$

Выбираем меньшее из двух значений $R_z = 0,5$ Ом.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						65
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

В качестве естественного заземлителя подстанции предполагается использовать систему трос-опоры подходящих к ГПП воздушных линий электропередачи 110 кВ на ж/б опорах с длиной пролёта 150 м.

Каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $S=50 \text{ мм}^2$.
Спротивление естественного заземлителя двух линий:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{R_o \cdot \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n}}, \quad (11.4)$$

где $R_o = 12 \text{ Ом}$ – сопротивление заземлителя одной опоры;

$n = 1$ – число тросов на опоре;

$S = 50 \text{ мм}^2$ – сечение троса.

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,16 \text{ Ом}$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{и}$ рассчитывается с учётом того, что $R_z = 0,5 \text{ Ом}$, $R_e = 1,16 \text{ Ом}$.

$$R_{и} = \frac{R_e \cdot R_z}{R_e - R_z} \quad (11.5)$$

$$R_{и} = \frac{1,16 \cdot 0,5}{1,16 - 0,5} = 0,878 \text{ Ом}$$

Составим предварительную схему заземлителя (рисунок 13.1)

По предварительной схеме определим суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов.

$L_{г} = 882 \text{ м}$, $n = 44$ шт.

Тип заземлителя – распределительный, т.е в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых электродов.

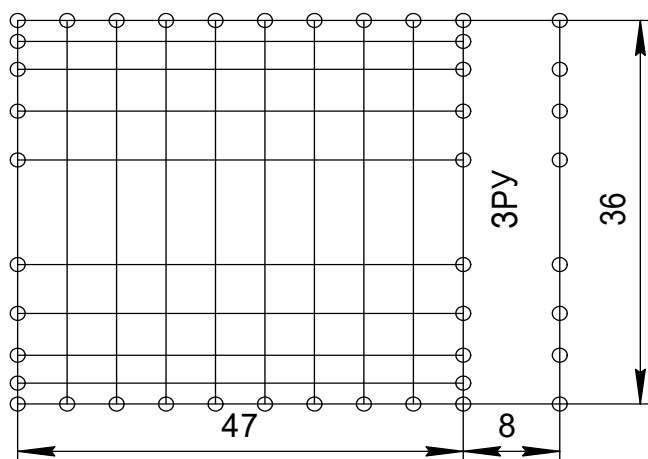


Рисунок 13.1 – Предварительная схема заземлителя

Вертикальные электроды размещаются по периметру заземлителя. Составляем расчётную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью:

$S=36 \times 47 + 8 \times 36 = 1980 \text{ м}^2$. Длина одной стороны при этом составит:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1980} = 44,5 \text{ м}$$

Количество ячеек на одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Sigma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (11.6)$$

$$m = \frac{882}{2 \cdot 44,5} - 1 = 8,9 \text{ м}$$

Принимаем $m=9 \text{ м}$.

Уточняем суммарную длину горизонтального электрода:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} \quad (11.7)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (9 + 1) \cdot 44,5 = 890 \text{ м}$$

Длина стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (11.8)$$

$$b = \frac{44,5}{9} = 5 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} \quad (11.9)$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\text{в}} = n \cdot l_{\text{в}} \quad (11.10)$$

$$L_{\text{в}} = 44 \cdot 5 = 220 \text{ м}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_0 = \frac{l_{\text{в}} + t_{\text{в}}}{\sqrt{S}} \quad (11.11)$$

$$t_0 = \frac{5 + 0,8}{44,5} = 0,13$$

Относительная длина:

$$l_0 = \frac{h - t_{\text{в}}}{l_{\text{в}}} \quad (11.12)$$

Расчётное эквивалентное сопротивление грунта:

$$p_{\text{э}} = p_2 \cdot \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^K \quad (11.13)$$

Отношение $\frac{p_1}{p_2} = \frac{300}{80} = 3,75$, то значение К определим по выражению:

$$K = 0,43 \cdot (l_0 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_0}) \quad (11.14)$$

$$K = 0,43 \cdot (0,34 + 0,272 \cdot \ln \frac{4 \cdot \sqrt{2}}{1,6})$$

$$P_{\text{э}} = 80 \cdot 3,75^{0,16} = 98,8 \text{ Ом}$$

Расчётное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R = A \cdot \frac{p_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{p_{\text{э}}}{L_2 + L_0} \quad (11.15)$$

Так как $0,1 < t_0 = 0,13 < 0,5$, то

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_0 = 0,385 - 0,25 \cdot 0,13 = 0,353$$

$$R = 0,353 \cdot \frac{98,8}{44,5} + \frac{98,8}{890 + 220} = 0,873 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{з}} = \frac{0,873 \cdot 1,16}{0,873 + 1,16} = 0,498 \text{ Ом}$$

Искусственный заземлитель ГПП выполняется из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4х40, общей длиной 890 м и вертикальным стержневым числом не менее 44 с диаметром 12 мм, длиной 5 м размещённых по периметру заземлителя. Глубина погружения электродов в землю -0,8 м.

При этих условиях сопротивление искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,873 Ом, а сопротивление заземлителя подстанции в целом не более 0,5 Ом.

11.1 Молниезащита ГПП

Ожидаемое число поражений молнией строений, не оборудованных молниезащитой, в году определяется по формуле:

$$N = (L + 6 \cdot h) \cdot (S + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (11.16)$$

где L, S – длина и ширина защищаемого объекта соответственно, м;

n – среднее число ударов молнии на 1 км² земной поверхности в районе расположения подстанции при 40-60 часах грозовой деятельности в году, n=6;

h – наибольшая величина по порталу, м;

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		68

$$N=(60+6\cdot 9)\cdot(40,5+6\cdot 9)\cdot 6\cdot 10^{-6}=64638\cdot 10^{-6}$$

ОРУ защищается от прямых ударов молнии. Молниеотводы устанавливаются по краям подстанции (рисунок 13.2)

Условие полной защищённости площади четырёхугольника, образованного молниеотводами 1,2,3,4 [15].

$$D \leq 8 \cdot h_a, \quad (11.17)$$

где h_a – превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта, м;

$$h_a = h - h_x \quad (11.18)$$

где h – высота молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого объекта, м;

$D = 66,7$ м – диагональ четырёхугольника образованного молниеотводами.

Следовательно, минимальная активная высота этих молниеотводов должна быть:

$$h_a = \frac{66,7}{8} = 8,34 \text{ м}$$

Принимаем $h_a = 9$ м.

Защищаемые молниеотводы имеют максимальную высоту около 9 м, поэтому полная высота молниеотводов должна быть:

$$h = 9 + 9 = 18 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов высотой 18 м на уровне $h_x = 9$ м:

$$r_x = 1,5 \cdot h \cdot \left(1 - \frac{h_x}{0,8 \cdot h}\right) \quad (11.19)$$

$$r_x = 1,5 \cdot 18 \cdot \left(1 - \frac{9}{0,8 \cdot 18}\right) = 10,1 \text{ м}$$

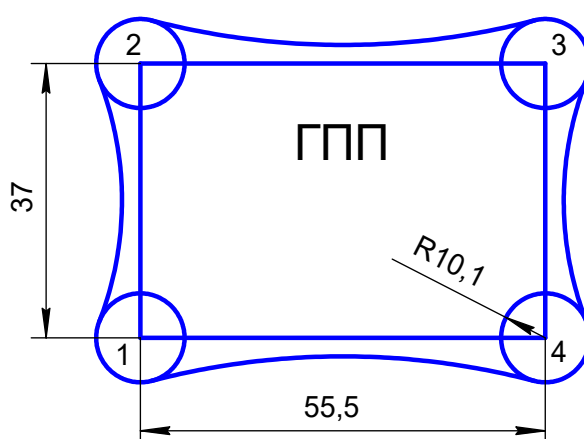


Рисунок 13.2 – Установка молниеотводов на ГПП

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

69

Заключение

Проект системы электроснабжения предприятия ОАО «НПО Электромеханика», питающегося от подстанции «Непряхино», выполнен на основании руководящих указаний по проектированию СЭС и с учетом нормативных норм и правил.

В ходе ВКР были изучены вопросы проектирования системы электроснабжения предприятия. В последствии принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано электротехническое оборудование. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учётом надёжности электроснабжения и решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода посредством установки батарей конденсаторов. В разделе «Релейная защита и автоматика» рассмотрена защита цехового трансформатора. В итоге всё принятое к установке оборудование удовлетворяет требуемой надёжности, условиям окружающей среды на заводе и правилам, которые есть в электротехнике.

Все материалы и исследования в проекте имеют в настоящее время важное практическое значение. Все принятые решения в ходе ВКР, имеют за собой сравнительный анализ и экономически выгодны.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
						70
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		

Библиографический список.

1. Большам Я. М. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей // В.И. Крупович, М.Л. Самовер, – М.: Энергия, 1975 – 695 с.
2. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий. – М: Энергоатомиздат, 1990 – 576с.
3. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования // Л. Е. Фёдоров, М.Г. Зименков,–М.: Энергоатомиздат, 1991 – 464с.
4. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту Ч 1 / Составили: А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. – Челябинск: ЧПИ, 1985 – 57с.
5. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту Ч 2 / Составили: А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1985 – 44 с.
6. Федоров А.А., Сербиновский Г.В. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Технические сведения об оборудовании. Книга 2. – М.: Энергия, 1974–528с.
7. Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 6-е издание переработанное и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
8. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов – заочников/ Под редакцией О.А. Петрова. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.
9. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Составили: Р.В. Гайсаров , И.Т. Лисовская. – Челябинск: ЮУрГУ, 2002. – 61 с.
10. Конденсаторные установки// <http://www.eipri.ru>
11. Линт Г.Э. Серийные реле защиты, выполненные на интегральных микросхемах. М.: Энергоатомиздат, 1990
12. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: «Интернет Инжиниринг», 2005.- 670 с.
13. Кожевников Н.Н. Экономика и управление в энергетике. – М.: АСАДЕМА, 2003.- 383 с.
14. Алиев И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. – М.: «Высшая школа», 2000. – 255 с.
15. Разевиг Д. В. Техника высоких напряжений. – М.: Энергия , 1964. -472с.

					13.03.02.2021.188 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата		71

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

72

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.188 ПЗ

Лист

73

Изм	Лист	№ Докум.	Подпись	Дата