

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

Факультет Электротехнический

Кафедра Автоматика

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Голощанов С.С. _____ (Ф.И.О.)
_____ 20 ____ г.

Электроснабжение потребителей 6 кВ АО «АЗ «Урал» от ТЭЦ АО «ЭнСер»
с разработкой РУ Водогрейной котельной № 2

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ
ЮУрГУ–13.03.02.2021.00 ПЗ ВКП

Руководитель проекта (должность)
инженер-электрик

Горина О.Г. _____ (Ф.И.О.)
_____ 20 ____ г.

Автор проекта
студент группы МиЭт - 446
Томских Н.В. (Ф.И.О.)

_____ 20 ____ г.

Нормоконтролер (должность)
д.т.н, профессор

Четошникова Л.М. (Ф.И.О.)
_____ 20 ____ г.

АННОТАЦИЯ

Томских Н.В. Электроснабжение потребителей 6 кВ АО «АЗ«Урал» от ТЭЦ АО ЭнСер» с разработкой РУ Водогрейной котельной №2. Миасс: ЮУрГУ, Автоматика, 2021г. 67 стр. 7 ил., библиогр. список – 27 наим., 5 листов чертежей ф. А1, 8 прил.

В данной выпускной квалификационной работе представлены все основные этапы проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия АО «ЭнСер», а именно расчёт электрических нагрузок напряжением до и выше 1000 В, выбор цеховых трансформаторных подстанций, выбор рационального напряжения и схем внешнего и внутреннего электроснабжения, расчёт токов короткого замыкания, выбор типа кабельных линий, выбор электрооборудования, решение вопросов компенсации реактивной мощности, а также рассмотрена защита синхронного двигателя.

ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00.ПЗ ВКР				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>
<i>Разраб.</i>		Томских Н.В		
<i>Провер.</i>		Четошникова		
<i>Н. Контр.</i>		Четошникова		
<i>Утверд.</i>		Голощанов С.С.		
Электроснабжение потребителей 6 кВ АО«АЗ«Урал» от ТЭЦ АО «ЭнСер» с разраб. РУ ВК №2				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
			3	67
ЮУрГУ Кафедра «Автоматика»				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	6
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЗАВОДА.....	10
1 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	11
2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ.....	12
2.1 Расчёт низковольтной электрической нагрузки.....	12
2.2 Расчёт высоковольтной электрической нагрузки.....	13
2.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок.....	14
3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	16
4 РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	19
4.1 Выбор рационального напряжения.....	19
4.2 Выбор трансформаторов на ГПП.....	21
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	23
5.1 Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе и в линии.....	23
5.2 Расчёт токов короткого замыкания.....	25
5.3 Выбор коммутационной аппаратуры.....	27
5.4 Техничко-экономические показатели схемы.....	29
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	32
6.1 Конструктивное исполнение.....	32
6.2 Расчёт питающих линий.....	32
7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	35
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС.....	43
8.1 Выбор ячеек КРУ.....	43
8.2 Выбор выключателей КРУ.....	44
8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	45
8.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	48
8.5 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	49
8.6 Проверка кабеля на термическую стойкость.....	50
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	51
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ П1.....	68
ПРИЛОЖЕНИЕ П2.....	73
ПРИЛОЖЕНИЕ П3.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ П4.....	75
ПРИЛОЖЕНИЕ П5.....	76
ПРИЛОЖЕНИЕ П6.....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ П7.....	79
ПРИЛОЖЕНИЕ П8.....	80

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ВВЕДЕНИЕ

АО «ЭнСер» – предприятие промышленной энергетики, входящее в состав крупнейшего энергетического холдинга «ЕвроСибЭнерго». От качественного электроснабжения зависят многие задачи предприятия, а именно: обеспечение энергоресурсами промышленных потребителей, жилой фонд и социально-бытовую сферу центральной части г. Миасса. Это является актуальностью выбранной темы.

Проектирование системы электроснабжения АО «ЭнСер» в г. Миассе – это главная и основная цель дипломного проекта, в котором были применены реальные данные промышленного предприятия, а именно схема завода с кабельными сетями, ведомости почасовых нагрузок активной и реактивной энергии.

Задачи проекта – обеспечить уровень надёжности электроснабжения, влияющее на качество электроэнергии, выбрать оборудование, эксплуатация которого, будет в течении всего срока службы.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1 – Параметры оборудования водогрейной котельной №2

№ п.п	Наименование оборудования	Р _{ном} , кВт	Количество потребителей
1 ШР			
1	Мазутное хозяйство 1	50	1
2	КИП	11,4	1
3	Вышка охраны	38	1
2 ШР			
4	Мазутное хозяйство 2	50	1
5	Освещение гаража	9,5	1
6	КИП	22,4	1
3 ШР			
7	Труба	3,2	1
8	Вентилятор кислотный	1,5	1
9	Кран-балка	7,5	1
10	Калорифер ХВО (восток)	5,5	1
11	Вентилятор калорифер ХВО (запад)	5,5	1
4 ШР			
12	Кран-балка	7,5	1
13	Освещение трубы	3,2	1
14	Калорифер ЦСУ	5,5	1
1 ВЦСУ			
9	Дутьевой вентилятор 1Б	150	1
10	Насос для топлива (НСВ2)	75	1
11	Насос конденсаторный КН3, КН4	7,5	2
12	Эжекторный насос	11	1
13	Вода к котлу	1,1	1
14	Вода от котла	1,1	1
15	Мазут к котлу	1,1	1
16	Мазут рециркуляции	1,1	1
17	Импульсная установка котла №1	1,1	1
18	Газ-котёл №1 (общая)	1,1	1
2 ВЦСУ			
19	Подпит. №2	132	1
20	Дутьевой вентилятор 1А	150	1
21	Вентилятор декарбонизатора №1	30	1
22	ПН 1 (задвижка)	3,5	1
23	Мазут к котлу	3,5	1
24	Мазут рециркуляции	3,5	1

Продолжение таблицы 1

№ п.п	Наименование оборудования	$P_{\text{ном}}$, кВт	Количество потребителей
2ВЩСУ			
25	Вода от котла №2	3,5	1
26	Вода к котлу №1	3,5	1
27	ПН2	1,1	1
28	ПН3	1,1	1
29	Подпитка	2,2	1
30	Газовая горелка 1 котла №2	1,1	1
31	Газовая горелка 2 котла №2	1,1	1
32	Газовая горелка 3 котла №2	1,1	1
33	Газовая горелка №2 (общая)	2,5	
3ЩСУ01			
34	НСВ 3	7,5	1
35	Подпиточный насос	132	1
36	Билайн	2	1
3ЩСУ02			
37	Эжекторный насос №2, №3	11	2
38	Насос кислотный 1	132	1
39	Перекачивающий насос №2	60	1
3ЩСУ03			
40	НСВ 1	75	1
41	Перекачивающий насос №1,2,3	45	3
42	НСВ №3	110	1
4ЩСУ01			
43	Вентилятор декарбонизатора №2	60	1
44	Взрыхляющий насос №1	18	1
45	КН2	15	1
46	Задвижка выдачи СЭН-12	60	1
47	Взрыхлительный насос №2	18	1
4ЩСУ02			
48	Насос конденсаторный	7,5	1
49	Взрыхляющий насос	18	1
5ЩСУ			
50	Вентилятор декарбонизатора		1
51	Выдача воды СЭН-7	15	1
52	Выдача воды СЭН-8	15	1
53	Выдача воды СЭН-9	3,8	1
54	Хим.очистение ХОВ	3,8	1
55	ХВО для клапана	3,8	1
56	Газ в котельную	6	1

Окончание таблицы 1

№ п.п	Наименование оборудования	$P_{\text{ном}}$, кВт	Количество потребителей
5ЩСУ			
57	СЭН-7	1,2	1
58	СЭН-8	1,2	1
59	Вентилятор к декарбонизатору №2	1,2	1
60	СЭН-9	1,2	1
61	Прямая трубопровода сет.воды	1,2	1
62	На обработку трубопроводе сет.воды	1,2	1
63	Вентилятор к декарбонизатору №1	1,2	1
64	Выход на аккумуляторные баки	1,2	1
65	Вход на аккумуляторные баки	1,2	1
2 секция			
66	Напорный насос №1	132	1
67	НДВ №1,2	110	2

Таблица 2 – Установленные мощности электроприёмников до 1кВ

№	Наименование	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{э}}$	$K_{\text{и.а}}$	$\cos\varphi$
1	Водогрейная котельная №1	-	-	-	-
2	Водогрейная котельная №2	-	-	-	-
3	Склад красок	105	14	0,25	0,5
4	Компрессорная	401	30	0,8	0,85
5	Прессово-кузовной цех	8206	314	0,6	0,8
6	Цех нормаль	4447	253	0,6	0,85

Таблица 3 – Установленные мощности электроприёмников свыше 1 кВ

№	Наименование	Вид	$P_{\text{ном}}$, кВт	Количество	$k_{\text{н.а}}$	$\cos\varphi$
1	Водогрейная котельная №1 (ВК1)	СЭН-1,2,10,4	630	4	0,7	0,9
		СЭН-3	800	1	0,8	0,9
2	Водогрейная котельная №2 (ВК2)	ДВ-2	200	1	0,75	0,9
		СЭН-9	800	1	0,7	0,9
		СЭН-12,7,8	630	3	0,7	0,9
		ДС-1,2	250	2	0,8	0,9

Номинальные напряжения – 6 кВ.

Таблица 4 – Информация о предприятии АО «ЭнСер»

Расстояние до подстанции энергосистемы, км		7,5
Уровень напряжения, кВ		110
Мощность короткого замыкания (МВ·А)		2665
Температура, °С	Воздух	22,2
	Почва	15,2
Коррозионная активность грунта предприятия		Слабая
Блуждающие токи в грунте		Есть
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЗАВОДА

На территории завода расположены следующие объекты:

1. Водогрейная котельная №1,2

Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

2. Склад красок

Производственная среда чистая. Электроприёмники относятся к третьей категории надёжности электроснабжения.

3. Компрессорная

Обеспечивает транспорт газа с помощью энергетического оборудования. Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

4. Прессово-кузовной цех.

Производится штамповка кузовных деталей. Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

5. Цех Нормаль.

Изготовление крепежных деталей, таких как гайки, заклепки и другие мелкие детали. Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Средние активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$P_{CM} = K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \text{ кВт}; \quad (1.1)$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg}\varphi \text{ кВар}, \quad (1.2)$$

где $P_{НОМ}$ – суммарная номинальная активная мощность электроприемников;

$K_{ИА}$ – коэффициент использования активной мощности.

Определим эффективное число электроприёмников по формуле:

$$n_{Э} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{НОМ})^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ}^2}. \quad (1.3)$$

Расчётный коэффициент активной мощности указан в РТМ. [1]

Расчётный коэффициент реактивной мощности определим по формуле:

$$K_{P.P} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{Э}}}. \quad (1.4)$$

Расчётная мощность для системы определяются по формулам:

$$P_P = K_{РА} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \text{ кВт}; \quad (1.5)$$

$$Q_P = K_{PP} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \text{ кВар}. \quad (1.6)$$

где $K_{РА}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

Полная расчётная нагрузка:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \text{ кВА}. \quad (1.7)$$

Расчётный ток:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \text{ А}, \quad (1.8)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, кВ.

Итоговые расчёты нагрузки приведены в приложении П1.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Расчётные нагрузки:

$$P_p = K_{РА} \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \text{ кВт}; \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ кВар}, \quad (2.2)$$

где $K_{РА}$ – коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности; $K_{ИА}$ – коэффициент использования по активной мощности; $P_{НОМ}$ – номинальная мощность.

Производственная площадь цеха $F_{Ц}$ определяется графическим путём по исходным данным.

При отсутствии данных допускается:

- Удельная осветительная нагрузка $P_{уд.осв}$ задаётся в пределах от 5-20 Вт/м²;
- $\cos \varphi$ осветительных приёмников принимаются в пределах от 0,7 - 0,9;
- Коэффициент спроса освещения в пределах 0,85-0,95.

Расчётная осветительная нагрузка цеха определяется:

$$P_{P.OCB} = K_{C.OCB} \cdot P_{уд.осв} \cdot F_{Ц} \text{ кВт}; \quad (2.3)$$

$$Q_{P.OCB} = P_{P.OCB} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ кВар}. \quad (2.4)$$

Суммарная низковольтная активная нагрузка по цеху:

$$P_{P.Ц} = P_{P.Н} + P_{P.OCB} \text{ кВт}. \quad (2.5)$$

Суммарная низковольтная реактивная нагрузка по цеху:

$$Q_{P.Ц} = Q_{P.Н} + Q_{P.OCB} \text{ кВар}. \quad (2.6)$$

Расчетная полная мощность:

$$S_p = \sqrt{(P_{P.OCB} + P_p)^2 + (Q_{P.OCB} + Q_p)^2} \text{ кВА}. \quad (2.7)$$

Результаты расчетов полной расчетной мощности для других цехов представлены в приложении П2.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

2.2 Расчёт высоковольтной электрической нагрузки

Высоковольтная нагрузка – синхронные двигатели.

Расчётные мощности:

$$P_p = K_{o.m} \cdot K_{иА} \cdot P_{нoм} \text{ кВт}; \quad (2.8)$$

$$Q_p = P_{нoм} \cdot \text{tg}\varphi \text{ кВар}, \quad (2.9)$$

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

Расчётная мощность и расчётные ток найдём по формулам (1.7) и (1.8).

Подобные расчёты проводятся для остальных нагрузок. Результаты приведены в приложении П3.

Расчёт нагрузок по предприятию приведён в приложении П2.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок

Расчёт картограммы ведётся в табличном виде (приложение П4)

Расчетная мощность цеха определяется:

$$P_{\Sigma} = P_{P.B} + P_{P.H} + P_{P.O}. \quad (2.10)$$

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

Масштаб картограммы электрических нагрузок определяется по выражению:

$$m = \frac{\min \{P_{\rho \Sigma}\}}{\pi \cdot R_{\min}^2} \text{ кВт/мм}^2, \quad (2.11)$$

где R_{\min} – радиус круговой диаграммы, мм.

Радиусы круговых диаграмм для других цехов:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}} \text{ мм}, \quad (2.12)$$

где m – масштаб картограммы, кВт/мм².

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

$$\alpha_{Bi} = 360 \cdot \frac{P_{P.Bi}}{P_{\Sigma}}; \quad (2.13)$$

$$\alpha_{Hi} = 360 \cdot \frac{P_{P.Hi}}{P_{\Sigma}}; \quad (2.14)$$

$$\alpha_{Oi} = 360 \cdot \frac{P_{P.Oi}}{P_{\Sigma}}. \quad (2.15)$$

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

$$X_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot P_{\text{р}\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р}\Sigma i}}; \quad (2.16)$$

$$Y_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \cdot P_{\text{р}\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р}\Sigma i}}, \quad (2.17)$$

где X_i – координата центра электрических нагрузок i -го цеха по оси абсцисс, м;
 Y_i – координата центра электрических нагрузок i -го цеха по оси ординат, м; $P_{\text{р}\Sigma i}$ – суммарная расчётная активная нагрузка i -го цеха, кВт.

3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Плотность нагрузки цеха определяется по выражению, кВА/м²:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где S_p – полная расчётная мощность цеха, кВА; $F_{ц}$ – производственная площадь цеха, м².

Определяем экономически обоснованную единичную мощность трансформатора ($S_{тэ}$, кВА).

Согласно РТМ [1] если плотность нагрузки 0,34...0,5 кВА/м², то единичная мощность трансформатора – 2000 кВА.

Рассчитываем экономически оправданное число трансформаторов:

$$N_{н.т} = \frac{P_{р.ц}}{K_{з.т.д} \cdot S_{тэ}} + \Delta N_t, \quad (3.2)$$

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

Величина допустимого коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме $K_{з.т.д}$ зависит от таких факторов как, категория надёжность потребителя, температура окружающей среды, типа изоляции, условий эксплуатации и т.д.

Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформатора в зависимости от категории надёжности потребителя:

- 1 категория – 0,5-0,7;
- 2 категория – 0,7-0,85;
- 3 категория – 0,9-0,95;

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

$$N_{Т.ОПТ} = N_{Т.Э} + m, \quad (3.3)$$

где m – добавка до оптимального числа трансформаторов.

Определяем по РТМ [1] добавку до оптимального числа трансформаторов m .

Определяем число трансформаторов с учётом требований надёжности:

$$N_{Т} = \max \cdot (N_{Т.мин}^H, N_{Т.ОПТ}), \quad (3.4)$$

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

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

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{P_{Р.Ц}}{K_{з.Т.Д} \cdot N_{Т}}. \quad (3.5)$$

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

– для промышленной нагрузки характерен низкий коэффициент мощности;

– удельная установленная мощность трансформатора (кВА) для пропуска единицы реактивной мощности (квар) стоит дороже, чем установка низковольтной батареи конденсаторов для компенсации той же по величине реактивной мощности.

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

$$Q_{IP} = \sqrt{(K_{з.Т.Д} \cdot N_{Т} \cdot S_{Н.Т})^2 - P_{P}^2}. \quad (3.6)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

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

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

На стороне 0,4 кВ трансформаторной подстанции устанавливаются компенсирующие устройства, мощность которых можно найти по формуле:

$$Q_{к.у} = Q_p - Q_1. \quad (3.7)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$K_{3.тн} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.ном}}, \quad (3.8)$$

где N_T – число трансформаторов, установленных в цехе (см. колонку №14).

Оцениваем коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме $K_{3.та}$ по следующему выражению:

$$K_{3.та} = \frac{N_{т.рез}}{N_{т.рез} - 1} \cdot \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.ном}}, \quad (3.9)$$

где $N_{т.рез}$ – число взаиморезервируемых цеховых трансформаторов; N_T – число трансформаторов, установленных в цехе.

В колонки 23-26 записываем паспортные характеристики трансформатора, РТМ [1].

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3.тн}^2 \cdot \Delta P_{кз}); \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_T = \frac{N_T \cdot S_{н.т}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{3.тн}^2 \cdot U_K), \quad (3.11)$$

Итоговые расчёты приведены в приложении П5.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

4 РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Выбор рационального напряжения

От выбора напряжения внешнего электроснабжения зависит технико-экономические показатели работы СЭС. От напряжения внешнего электроснабжения будет зависеть показатели качества электроэнергии, стоимость электроэнергии, возможность развития предприятия и т. п.

Для определения рационального напряжения существуют различные эмпирические выражения такие как формула Стилла, Илларионова и т. д.

В данном примере для определения рационального напряжения воспользуемся формулой Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{р.п.}}, \quad (4.1)$$

где L – расстояние от источника питания (районной подстанции или подстанции энергосистемы), км; $P_{р.п.}$ – расчётная активная нагрузка предприятия, кВт.

$$P_{р.п.} = K_{ом} \cdot \left[\left(\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3 + \sum_{i=1}^M k_{иАi} \cdot P_{НОМi} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right) \right] + \sum P_{РОСВ}, \quad (4.2)$$

где $K_{ом}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки;

$\sum_{i=1}^m P_{Pi}^3$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы

электроснабжения III-го уровня, кВт; $\sum_{i=1}^M k_{иАi} \cdot P_{НОМi}$ – расчётная нагрузка

высоковольтных электроприёмников, кВт; $\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$ – потери активной мощности

в цеховых трансформаторах, кВт; $\sum P_{РОСВ}$ – суммарная активная расчётная

мощность электроприёмников наружного и внутреннего освещения.

Принимаем число субабонентов (N), равным нулю.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

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

$$K_{и.а} = \frac{P_{с.п}}{P_{ном.п}} = \frac{14481}{22794} = 0,635, \quad (4.3)$$

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

Число присоединений по предприятию $m = 6 + 12 = 18$, а коэффициент одновременности будет равен:

$$K_{ом} = f(0,635;18) = 0,9.$$

Тогда расчётная активная мощность по предприятию будет составлять по формуле (4.2):

$$P_{р.п} = 0,9 \cdot (7999 + 4637 + 102) + 2095 = 13560 \text{ кВт.}$$

После расчёта нагрузки по предприятию оценим рациональное напряжение передачи электроэнергии от подстанции энергосистемы до предприятия по формуле (4.1):

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{7,5 + 0,016 \cdot 13560} = 65,022 \text{ кВ.}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

4.2 Выбор трансформаторов на ГПП

Желаемая мощность силовых трансформаторов, установленных на ГПП (кВА) можно определить по следующему выражению:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{\sqrt{(K_{\text{I-II}} \cdot P_{\text{P.II}})^2 + (Q_{\text{Э}} - \Delta Q_{\text{ТГПП}})^2}}{K_{\text{з.ТН}} \cdot N_{\text{Т}}}, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{I-II}}$ – весовой коэффициент расчётной мощности; $Q_{\text{Э}}$ – предельное или экономически целесообразное значение реактивной мощности, квар; $\Delta Q_{\text{ТГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах, квар; $K_{\text{з.ТН}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, равный 0,7; $N_{\text{Т}}$ – число трансформаторов, установленных на ГПП.

Весовой коэффициент расчётной мощности найдём по формуле:

$$K_{\text{I-II}} = \frac{P_{\text{P.II}} - P_{\text{P(III)}}^{\text{Y}}}{P_{\text{P.II}}} = \frac{13560 - 50}{13560} = 0,996, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{P(III)}}^{\text{Y}}$ – расчётная мощность потребителей третьей категории надёжности по электроснабжению, кВт.

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

$$Q_{\text{Э}}^{\text{ПРЕД}} = P_{\text{P.II}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{Э}}^{\text{ПРЕД}} = 13560 \cdot 0,5 = 6780 \text{ квар}, \quad (4.6)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{Э}}^{\text{ПРЕД}}$ – предельное (нормируемое) значение коэффициента реактивной мощности.

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

$$\Delta Q_{\text{Т.ГПП}} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_{\text{P.II}}^2 + Q_{\text{Э}}^2} = 0,07 \cdot \sqrt{13560^2 + 6780^2} = 1061 \text{ квар}. \quad (4.7)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Число трансформаторов на ГПП, как правило, принимается равным двум.

Как правило, значение коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме принимается значение от 0,5 до 0,8.

По формуле (4.4) определим номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{\sqrt{(0,996 \cdot 13560)^2 + (6780 - 1061)^2}}{0,7 \cdot 2};$$

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq 10480 \text{ кВА.}$$

Данные для трансформаторов взяты из [2].

Таблица 4.1 – Параметры трансформаторов

Тип трансформатора	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{к}}$, %
ТДН -10000/110	60	14	0,7	10,5

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе и в линии электропередачи

Определим потери мощности в трансформаторах по формулам (3.10) и (3.11).

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau), \quad (5.1)$$

где n – число трансформаторов, установленных на ГПП; T_T – число часов в году; τ – годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_T, \quad (5.2)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. Для предприятия АО «ЭнСер» – $T_M = 7653$ ч.

$$K_{3H} = \frac{S_{P.L.}}{N \cdot S_{H.T.}}, \quad (5.3)$$

где N – количество трансформаторов;

Определим параметры линии электропередачи от энергосистемы до главной понизительной подстанции.

Нагрузка для конца линии находится по формуле:

$$S_{P.L.} = \sqrt{(P_{P.L.} + \Delta P_{T.GPP})^2 + Q_{ЭС}^2}. \quad (5.3)$$

Расчётный ток одной цепи линии определяется по формуле:

$$I_{P.L.} = \frac{S_{P.L.}}{\sqrt{3} \cdot m \cdot U_H}, \quad (5.4)$$

где m – число цепей линии, $m = 2$; U_H – номинальное напряжение сети.

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\Pi} = \frac{1,4 \cdot S_{P,Л}}{\sqrt{3} \cdot m \cdot U_H}, \quad (5.5)$$

где $I_{P,Л}$ – расчётный ток одной цепи линии.

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока, при $j_{э} = 1$ по формуле:

$$F_{э} = \frac{I_{P,Л}}{j_{э}}. \quad (5.6)$$

Проверка провода по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д} > I_{\Pi}. \quad (5.7)$$

Потери электрической энергии в линии:

$$\Delta W_{Л} = N \cdot (3 \cdot I_{P,Л}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (5.8)$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемое по формуле (5.2).

Итоговые расчеты представлены в приложении Пб.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

5.2 Расчёт токов короткого замыкания

Определим токи короткого замыкания в начале отходящих линий и на вводах ГПП.

На рисунке 5.2 составлены схемы питания и замещения для нахождения токов короткого замыкания.

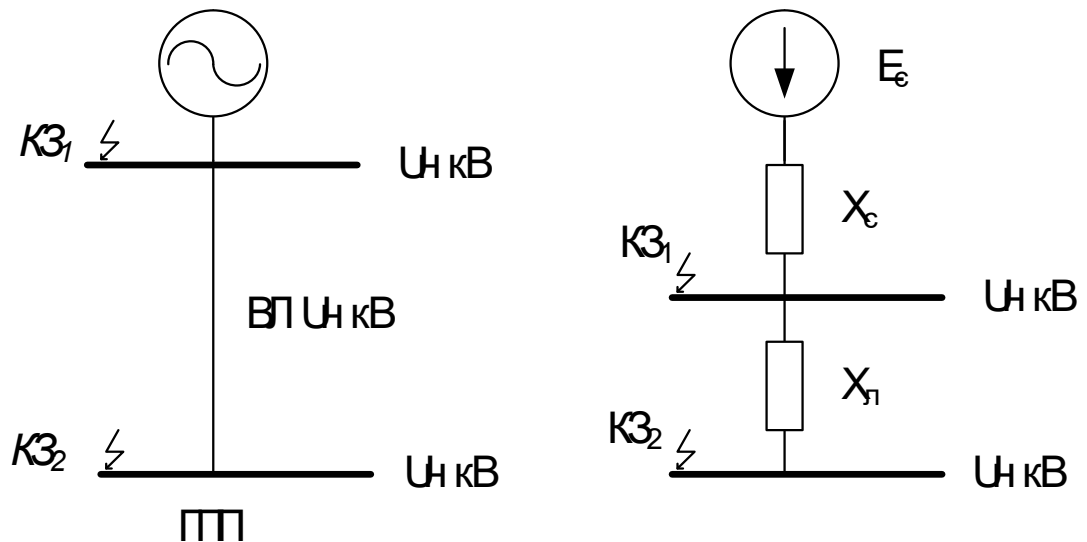


Рисунок 5.2 – Схемы для нахождения токов короткого замыкания

Пусть мощность короткого замыкания:

$$S_c = 2665 \text{ МВА.}$$

Базисная мощность:

$$S_b = 1000 .$$

Базисное напряжение для 110 кВ – $U_b = 115 \text{ кВ.}$

Определим сопротивление системы:

$$X_{c*} = \frac{S_b}{S_c}, \quad (5.9)$$

где S_c – мощность короткого замыкания, МВА.

Сопротивление трансформатора энергосистемы:

$$X_{т,с*} = \frac{U_{кз} \cdot S_b}{100 \cdot S_t}. \quad (5.10)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{Л,С*} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_B}{U_{НОМ}^2}. \quad (5.11)$$

Суммарное сопротивление:

$$X_{СУМ} = X_{С*} + X_{Т,С*} \quad (5.12)$$

Токи короткого замыкания в точках КЗ₁ и КЗ₂ :

$$I_{КЗ1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot X_{С*}}; \quad (5.13)$$

$$I_{КЗ2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot X_{СУМ}}; \quad (5.14)$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{КЗ}. \quad (5.15)$$

Апериодическая составляющая:

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot e^{-\frac{t}{T_A}}, \quad (5.16)$$

где T_A – постоянная времени затухания апериодической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В $T_{A1} = 0,03$ с. и $T_{A1} = 0,05$ с.[3]

Результаты расчётов параметров системы внешнего электроснабжения при напряжении 110 кВ сформированы в приложении Пб.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

5.3 Выбор коммутационной аппаратуры

Выбранная коммутационная аппаратура установлена в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП. Примем элегазовый выключатель типа – ВГБУ-110 с временем отключения $t_{c.в} = 0,03$ с. [4]

Выбор и проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, по номинальному току электродинамической стойкости (симметричному и асимметричному), по номинальному току отключения (симметричному и асимметричному), а также по номинальному импульсу квадратичного тока.

Примем к установке разъединитель горизонтально поворотного типа – РГ-110/1000УХЛ1. [4]

Выбор и проверка разъединителя по номинальному напряжению, номинальному току, по электродинамической стойкости, по термической стойкости.

В таблицах 5.2 и 5.3 представлены условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные аппаратов.

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений принимается ограничитель перенапряжения ОПН-110/80-10 11 УХЛ1. [4]

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 5.2 – Выбор аппаратуры в начале отходящих линий

Условия	Параметры сети	Справочные данные аппарата	
		Выключатель ВГБУ-110	Разъединитель РГ-110/1000УХЛ1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$U_c = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{раб.утяж} = 117,57$	$I_H = 2000$ А	$I_H = 1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,т}$	$I_{пт} = 17,554$	$I_{ОТК} = 40$ кА	–
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,т}$	$i_{А,т} = 5,539$	$i_a = 79$	–
$I_{дин} \geq I_{п,0}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$I_{п0} = 17,554$ $i_{уд} = 42,699$	$I_{дин} = 40$ кА $i_{дин.макс} = 102$ кА	$I_{дин} = 80$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} > B_K$	$B_K = 579,309$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 4800$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 2977$ кА ² с

Таблица 5.3 – Выбор аппаратуры на вводе ГПП

Условия	Параметры сети	Справочные данные аппарата	
		Выключатель ВГБУ-110	Разъединитель РГ-110/1000УХЛ1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$U_c = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{раб.утяж} = 117,57$	$I_H = 2000$ А	$I_H = 1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,т}$	$I_{пт} = 12,068$	$I_{ОТК} = 40$ кА	–
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,т}$	$i_a = 6,939$	$i_{А,т} = 79$ кА	–
$I_{дин} \geq I_{п,0}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$I_{п0} = 12,068$ $i_{уд} = 30,72$	$I_{дин} = 40$ кА $i_{дин.макс} = 102$ кА	$I_{дин} = 80$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} > B_K$	$B_K = 314,575$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 4800$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 2977$ кА ² с

5.4 Технико-экономические показатели схемы

Годовые приведенные затраты рассчитаем по формуле:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + Y \text{ тыс.руб.}, \quad (5.26)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента $E_H = 0,12$, отчислений на амортизацию E_{Ai} , и расходов на обслуживание E_{oi} :

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{oi}, \quad (5.27)$$

K_i – сумма капитальных затрат; $C_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

$$C_{\text{э}} = (\Delta W_T + \Delta W_L) \cdot C_0', \quad (5.28)$$

где ΔW_T – потери электрической энергии в трансформаторах, кВт·ч; ΔW_L – потери электрической энергии в линии, кВт·ч; C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, находится по формуле, руб/кВт·ч:

$$C_0' = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (5.29)$$

где δ поправочный коэффициент, приближенно равный: 1,03...1,06 для сетей напряжением 110 кВ и выше [5]; α – основная ставка тарифа, руб/кВт·год [6]; K_M – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия; для строительной промышленности можно принять 1; β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·час. [7]

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

По формуле (5.29):

$$C_0' = 1,06 \cdot \left(\frac{1462,3 \cdot 12 \cdot 1}{6928} + 1,551 \right) = 4,329 \text{ руб /кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость оборудования взяты из [8].

Таблица 5.6 – Экономические показатели для 110 кВ

Наименование оборудования	Ед.изм	Количество, шт (км)	Стоимость, т.р	Капиталовложения, К, т.р	Отчисления, Е, о.е/год	Затраты т.р/год (К·Е)	Потери эл/энергии кВт*ч/год	Стоимость потеря эл/энергии т.р/го
Ячейка трансформатора ТДН-10/110	шт	2	15599	31198	0,193	6021	$6,883 \cdot 10^5$	2980
Ячейка выключателя ВГБУ-110	шт	4	35783	143100	0,193	27618	–	–
Двухцепная ВЛ 110 кВ F=70 мм ²	км	7,5	5120	38400	0,158	6067	$1,977 \cdot 10^5$	855,8
Итого						39706		3836

Годовые приведенные затраты по формуле (5.26):

$$З = 39706 + 3836 = 43542 \text{ тыс.руб/год.}$$

Годовая плата за потребленную электроэнергию:

$$З_{\text{год}} = C_0 \cdot T_M \cdot P_{\text{р.п}} = 4,329 \cdot 7653 \cdot 13560 = 449241 \text{ тыс.руб.} \quad (5.30)$$

Схема представлена на рисунке 5.1

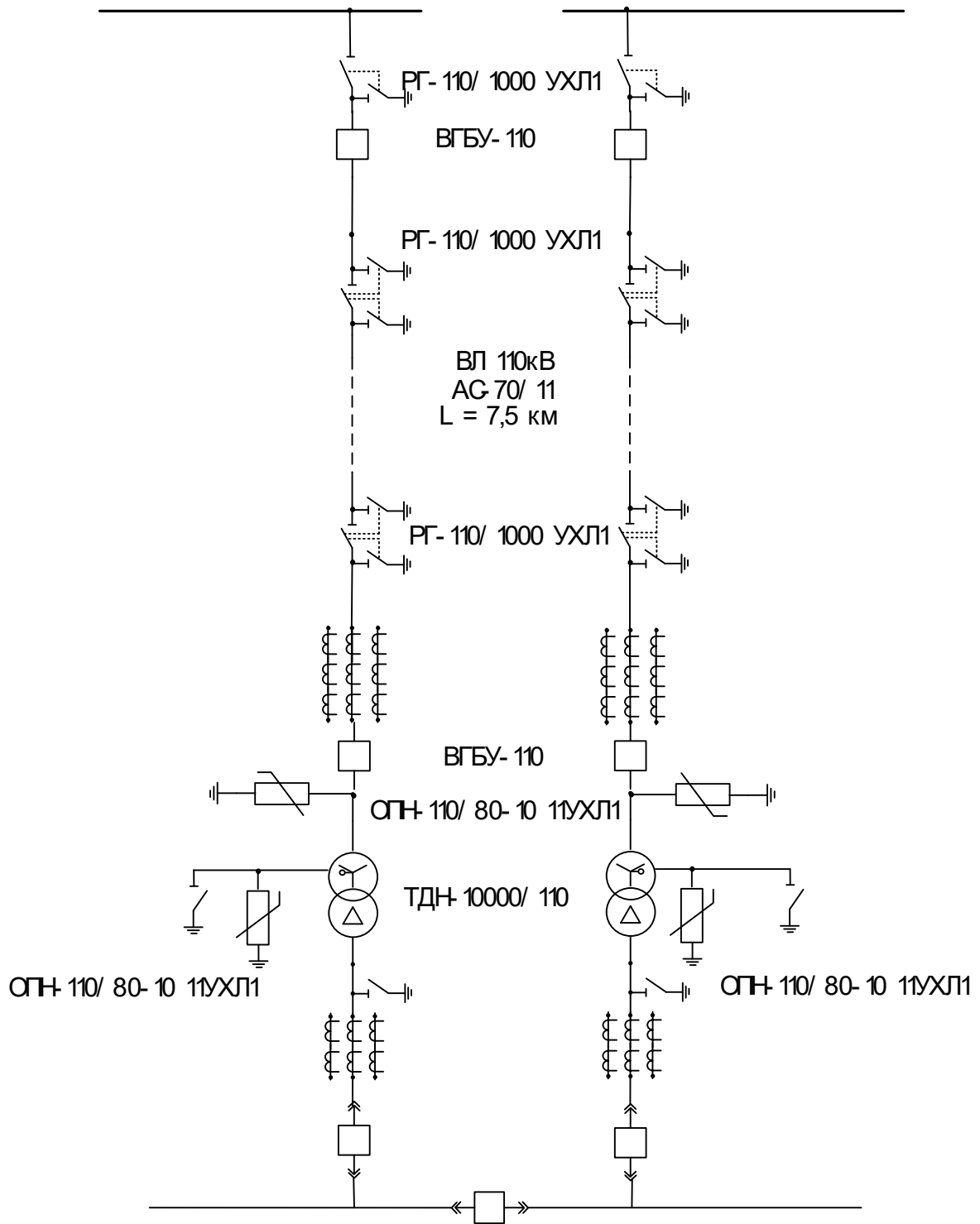


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения с напряжением 110 кВ.

6 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЁТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Величина напряжения распределительной сети обусловлена величиной нагрузок 6 и 10 кВ.

В проекте отсутствует нагрузка на 10 кВ, а это значит, что нужно принять внутреннее напряжение электроснабжения предприятия АО «ЭнСер», равное 6 кВ.

6.1 Конструктивное исполнение

Способ распределения энергии может зависеть от конфигурации сети, от типа грунта, где расположено предприятие, от плотности застройки, а также от величины электрической нагрузки.

Сеть выполнена кабельными линиями, где кабели проложены в траншеях и в лотках, типы и марки кабелей полностью пригодны для прокладки в почве, где коррозионная активность грунта слабая, есть блуждающие токи, наличие колебаний и растягивающих усилий. Сечение кабелей выбирается по участку прокладки с наихудшими условиями окружающей среды.

6.2 Расчёт питающих линий

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{р.к.}} = \frac{S_{\text{р.к.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{349}{\sqrt{3} \cdot 6} = 34 \text{ А}, \quad (6.1)$$

где $S_{\text{р.к.}}$ – мощность, передаваемая по кабельной линии.

Примечание. По условию надёжности подстанция 1 запитана от двух секций шин по двум линиям. Нужно принять мощность только одного трансформатора данной подстанции с учетом потерь.

В разделе 3 указано, что $P_{\text{р.шп1}} = 542$ кВА. Принимаем $P_{\text{р.к}} = 271$ кВА.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$S_{P.K.} = \sqrt{(271)^2 + (220)^2} = 349 \text{ кВА};$$

U_H – номинальное напряжение сети. Для КЛ₁ $U_H = 6$ кВ.

По экономической плотности тока определим сечение кабельной линии:

$$F_э = \frac{I_{P.K.}}{j_э} = \frac{34}{1,2} = 28 \text{ мм}^2, \quad (6.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока. Число часов использования максимума нагрузки принято $T_M = 7653$ ч., тогда $j_э = 1,2$ А/мм². [9]

Принимаем максимально близкое к экономическому $F_{CT} = 35$ мм² с длительно табличным допустимым током, прокладываемый в земле проводом маркой ААП2л $I_{доп} = 126$ А. [10]

Нагрузка на кабель в послеаварийном режиме:

$$I_{P.K.П/AB} = \frac{1,4 \cdot S_{P.K.}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 349}{\sqrt{3} \cdot 6} = 47 \text{ А}. \quad (6.3)$$

Допустимый ток кабеля с учётом условий его прокладки:

$$I_{доп}' = K_{II} \cdot K_t \cdot I_{доп} = 0,85 \cdot 1,04 \cdot 126 = 111 \text{ А}, \quad (6.4)$$

где K_{II} – поправочный коэффициент; K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

$$K_{t.зем} = 1,05 - \frac{1,05 - 1}{25 - 20} = 1,04;$$

$$K_{t.воз} = 1 - \frac{1 - 0,95}{20 - 15} = 0,99.$$

Обязательно проведём проверку кабеля по допустимому току:

$$I_{доп}' > \frac{I_{P.K.}}{n_K} \quad (6.5)$$

По формуле (6.5):

$$111 \text{ А} > \frac{34}{3} \text{ А}.$$

Найдём допустимую перегрузку кабеля в послеаварийном режиме:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} = 1,25 \cdot 111 = 138,75 \text{ А.} \quad (6.6)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, который определяется по [9].

Коэффициент предварительной загрузки кабеля:

$$K_3 = \frac{I_{р.к.}}{I_{доп}} = \frac{34}{111} = 0,306. \quad (6.7)$$

Принимаем время перегрузки 6 часов. Поэтому $K_{AB} = 1,25$;

Определим потери напряжения в кабельной линии по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (6.8)$$

где P_p, Q_p – расчётная активная и реактивная нагрузки; r_0, x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км [2]; l – длина линии (определены по картограмме); U_H – номинальное напряжение.

Результаты выбора остальных кабельных линий приведены в приложении П7.

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электрических установках возникают различные виды короткого замыкания, которые обязательно сопровождаются резким увеличением тока. Для этого электрооборудование, которое присутствует в системах электроснабжения, выбирается с учетом величин этих токов.

Напряжение на шинах постоянное, потому что питание происходит от энергосистемы неограниченной мощности. Из этого следует, что периодическая составляющая тока короткого замыкания остаётся постоянной и практически не изменяется.

Расчёт токов короткого замыкания ведётся в относительных единицах. Приведём данные к базисной мощности и к базисному напряжению.

Составим расчётную схему и на её основе схему замещения для определения токов короткого замыкания (Рисунок 7.1). На данной схеме указаны параметры и элементы системы, которые влияют на ток короткого замыкания.

Источники питания, представленные на схеме, заменяются соответствующими ЭДС:

- 1) энергосистема $E_c = 1$;
- 2) для синхронных двигателей $E_{сд} = 1,1$.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

По формуле (7.1) для точки K_1 и для точки K_2 :

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,379 = 2665 \text{ МВА};$$

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 8,084 = 1610 \text{ МВА};$$

Далее производим расчет токов короткого замыкания в точках $K3$ и $K4$ (за ТП).

Найдём параметры схемы замещения в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_B = 1000 \text{ МВА}$, $U_B = 6,3 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы (формула 5.9):

$$X_1 = \frac{1000}{2665} = 0,375;$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$X_2 = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,434 \cdot 7,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,246, \quad (7.2)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии для кабеля ААП2л; l – длина линии; $U_{\text{ср.ном}} = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление трансформатора ТДН-10000/110:

$$X_3 = \frac{U_{\text{кз}} \cdot S_B}{100 \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 10,5, \quad (7.3)$$

где $U_{\text{кз}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора ТДН-10000/110. Согласно таблице 4.1 $U_{\text{кз}} = 10,5\%$; $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора ТДН-10000/110.

Сопротивление синхронного двигателя:

$$X_{\text{сд}} = X_d'' \cdot \frac{S_B \cdot \cos\varphi}{P_{\text{ном.сд}}}, \quad (7.4)$$

где $X_d'' = 0,2$ [11]; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности; $P_{\text{ном.сд}}$ – номинальная мощность синхронного двигателя.

Сопротивление кабельной линии для двигателя:

$$X_{\text{кл(сд)}} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_{\text{ср.ном}}^2}, \quad (7.5)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии для кабеля ААП2л ; l – длина линии ; $U_{\text{ср.ном}} = 6,3$ кВ.

Расчёты сформированы в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Сопротивления двигателей и кабельных линий

№	Тип двигателя	Сопротивление двигателя	Сопротивление кабельной линии для двигателя
1.	СЭН-1	257	0,363
2.	СЭН-2		0,403
3.	СЭН-10		0,423
4.	СЭН-4		0,504
5.	СЭН-3	203	0,524
6.	ДВ-2	810	0,988
7.	СЭН-9	203	0,967
8.	СЭН-12	257	0,887
9.	СЭН-7		0,927
10.	СЭН-8		0,786
11.	ДС-1	648	0,766
12.	ДС-2		0,726

Точка К₄ расположена на шинах 0,4 кВ. Выбираем ТП, которая наименее удалена от главной понизительной подстанции.

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП-2:

$$X_{16} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср}}^2} = 0,08 \cdot 0,42 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,85. \quad (7.6)$$

Полное сопротивление трансформатора ТП-2:

$$Z_{\text{Т2}} = \frac{U_B}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{HT}}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55. \quad (7.7)$$

Активное сопротивление трансформатора ТП-2:

$$r_{18} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{HT}}^2} = 10,8 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000^2} = 10,8. \quad (7.8)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ТП-2:

$$x_{17} = \sqrt{Z_{T2}^2 - r_{18}^2} = \sqrt{55^2 - 10,8^2} = 53,9 \quad (7.9)$$

Схема замещения представлена на рисунке 7.2.

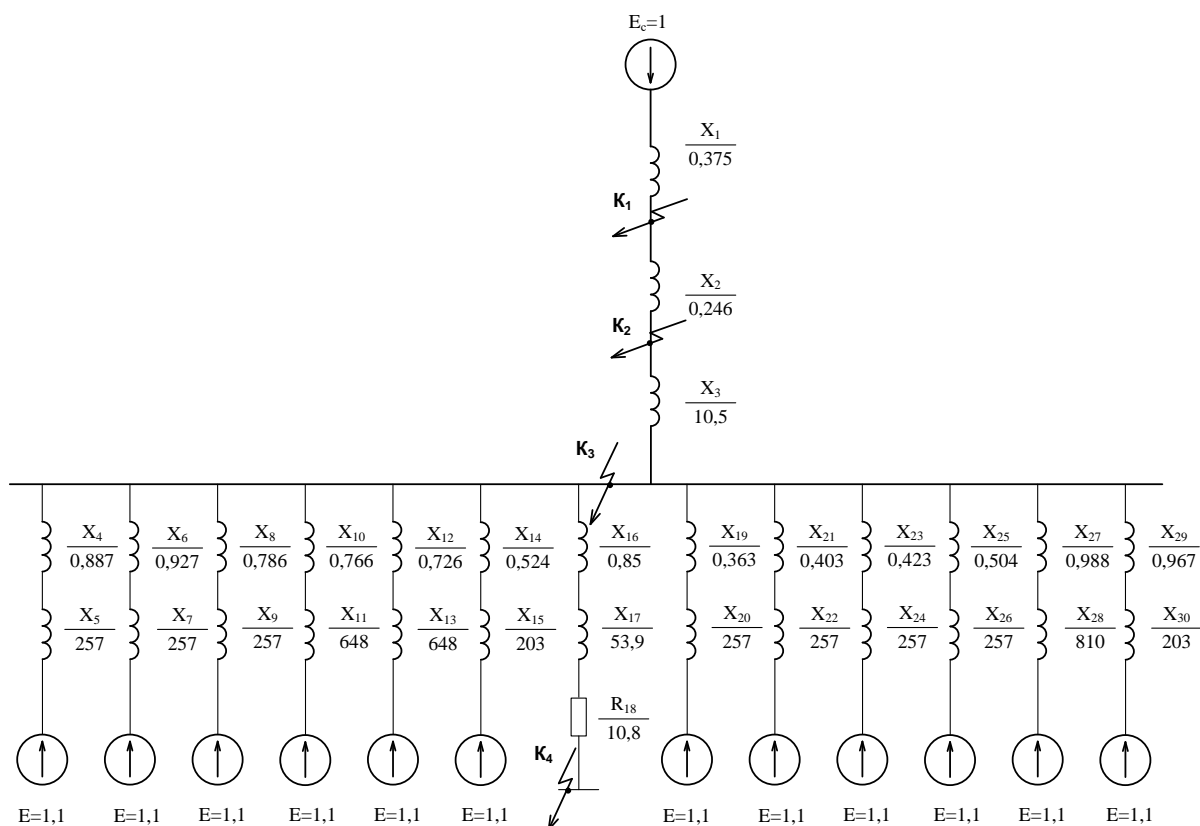


Рисунок 7.2 – Схема замещения для нахождения токов КЗ

Определим ток короткого замыкания в точке К₃. Преобразуем схему замещения.

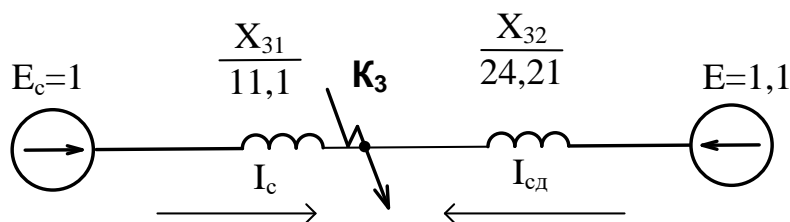


Рисунок 7.3 – Преобразованная схема замещения для нахождения тока КЗ в точке К₃

$$x_{31} = X_1 + X_2 + X_3 = 0,375 + 0,246 + 10,5 = 11,1.$$

$$x_{32} = \frac{1}{\frac{1}{X_1 + X_2} + \dots + \frac{1}{X_{29} + X_{30}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,887 + 257} + \dots + \frac{1}{0,967 + 203}} = 24,21.$$

Базисный ток:

$$I_{Б(6,3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА.} \quad (7.10)$$

Начальное значение тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_C \cdot I_{Б(6,3)}}{X_{31}} = \frac{1 \cdot 91,6}{11,1} = 8,25 \text{ кА.} \quad (7.11)$$

$$I_{сд} = \frac{E_{сд} \cdot I_{Б(6,3)}}{X_{31}} = \frac{1,1 \cdot 91,6}{24,21} = 4,162 \text{ кА.} \quad (7.12)$$

Определим ток в точке К₃:

$$I_{К3} = I_C + I_{сд} = 8,25 + 4,162 = 12,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₃:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{К3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,4 = 31,6 \text{ кА.} \quad (7.11)$$

где k_y – ударный коэффициент, равный $k_y = 1,8$; [12]

Мощность короткого замыкания в точке К₃:

По формуле (7.2):

$$S_{К3} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 12,4 = 135 \text{ МВА.}$$

Активное сопротивление (7.8):

$$r_{18} = 10,8.$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$X_{сумК4} = X_{31} + X_{16} + X_{17} = 11,1 + 0,85 + 53,9 = 65,85. \quad (7.12)$$

Полное сопротивление:

$$Z_{К4} = \sqrt{X_{сумК4}^2 + r_{18}^2} = \sqrt{65,85^2 + 10,8^2} = 66,73 \quad (7.13)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Мощность короткого замыкания в точке К4:

$$S_{K4} = \frac{S_B}{Z_{K4}} = \frac{1000}{66,73} = 14,99 \text{ МВА.} \quad (7.14)$$

Ток в точке К4:

$$I_{K4} = \frac{S_{K4}}{\sqrt{3} \cdot U_C} = \frac{14,99}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 21,6 \text{ кА.} \quad (7.15)$$

Ударный ток по формуле (7.11):

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 21,6 = 48,87 \text{ кА,} \quad (7.16)$$

где $k_y = 1,6$. [12]

Результаты расчётов по всем точкам короткого замыкания сформируем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Расчётные данные токов короткого замыкания

Точк а	U _{ср.но} м, кВ	Токи, кА		S _{кз} , МВА
		I _{п0}	i _{уд}	
К ₁	115	13,379	32,54	2665
К ₂	115	8,084	20,58	1610
К ₃	6,3	12,4	31,6	135
К ₄	0,4	21,6	48,87	14,99

Чтобы оценить тепловой импульс взаимодействия тока короткого замыкания на отдельные элементы системы электроснабжения – построим диаграмму селективности действия максимальной токовой защиты. Степень выдержки времени можно принять равной 0,5 с. На рисунке 7.4 приведена схема электроснабжения с указанием выдержки времени МТЗ.

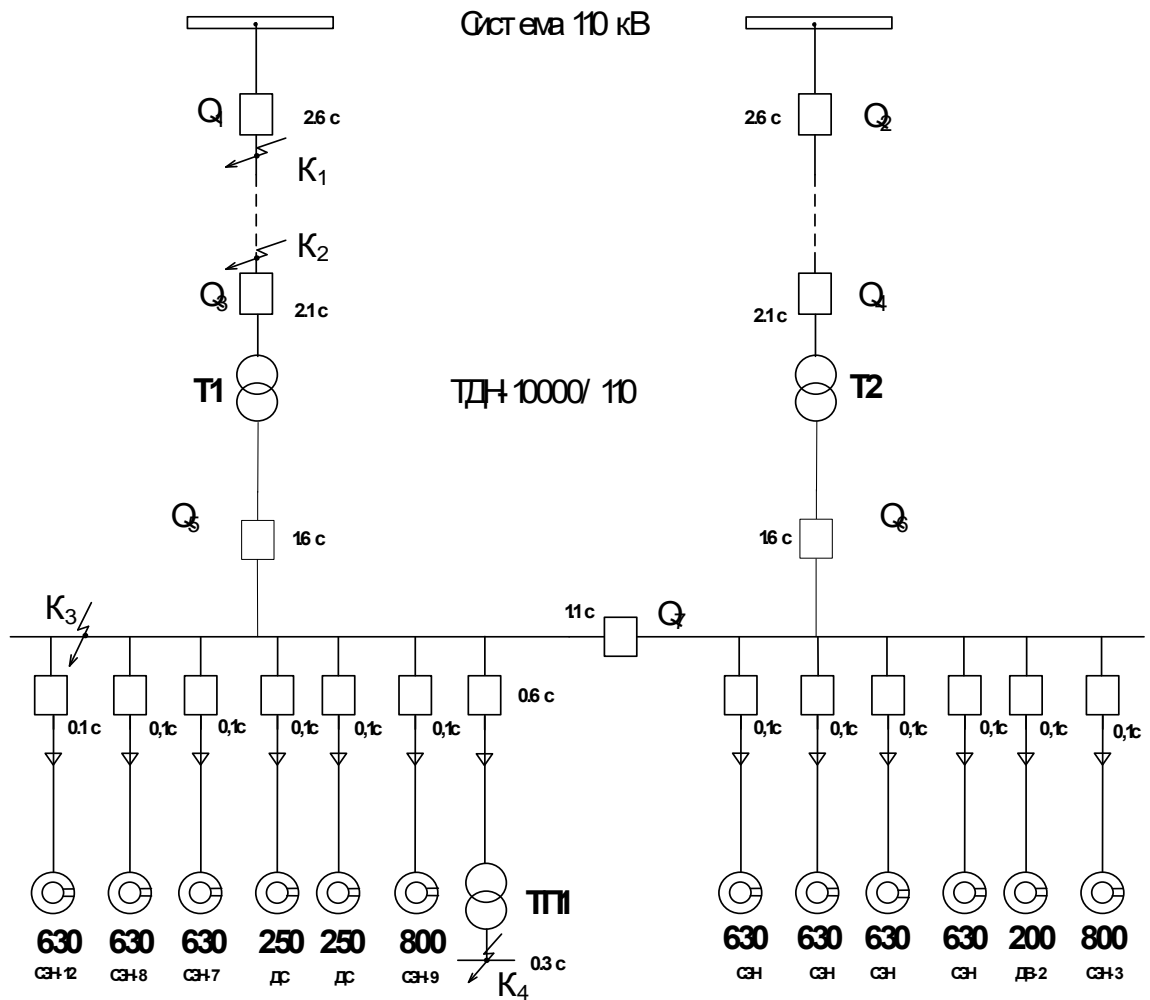


Рисунок 7.4 – Схема электроснабжения с указанием выдержки времени
МТЗ

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС

8.1 Выбор ячеек КРУ ГПП

Произведем подбор оборудования для внутризаводского электроснабжения. Примем комплектное оборудование в виде ячеек КРУ типа D-12P [13]. Основные преимущества данного оборудования – компактность, широкий диапазон рабочих параметров, безопасность в обслуживании и возможность интеграции в системы автоматического и дистанционного управления распределительным устройством. Параметры ячейки указаны в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры ячейки D-12P

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения применяемых выключателей, кА	25
Ток термической стойкости, кА	25
Габаритные размеры шкафа, мм: – ширина – глубина – высота	750 1300 2150
Масса шкафа КРУ, кг	Не более 980

Для того, чтобы подключить сборные шины нижнего напряжения ГПП к силовым трансформаторам, необходимо применить вводную ячейку с штучным разъединителем, вводным выключателем, а также с трансформаторами тока.

8.2 Выбор выключателей КРУ

В ячейке серии D-12P установлен вакуумный выключатель типа VD4. Основные преимущества данного аппарата – это отсутствие окисления контактов в вакууме, малые габариты, эксплуатация в различных климатических условиях, стабильность и надёжность. Условия выбора и параметров выключателя представлены в таблице 8.2. [4]

Таблица 8.1 – Параметры выключателя типа VD4

Условия	Параметры цепи	Справочные данные В VD4
$U_c \leq U_n$	6 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	1347 А	1600 А
$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{ном,откл}}$	12,4 кА	25 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	31,6 кА	63 кА
$B_k \leq B_{\text{к,доп}}$	261,4 кА ² с	$I_{\text{теп}}^2 \cdot t_{\text{теп}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 962; \quad (8.1)$$

$$I_{\text{РАБМАКС}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМНН}} = 1,4 \cdot 962 = 1347. \quad (8.2)$$

Ток короткого замыкания и ударный ток рассчитаны в разделе 7 для точки К₃ (см.таблицу 7.2).

Тепловой импульс короткого замыкания находится по формуле:

$$B_k = I_{\text{п}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 12,4^2 \cdot 1,7 = 261,4 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (8.3)$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{а}} + T_{\text{а}} = 1,6 + 0,055 + 0,04 = 1,7 \text{ с.}$ [4]

Секционный выключатель выбирается с похожими параметрами.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

Произведем выбор трансформаторов тока для ячейки типа D-12P. Условия выбора и параметров трансформатора тока представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Параметры трансформатора тока типа ТЛ-10

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата ТЛ-10УЗ/1500/0,5/10Р
$U_c \leq U_n$,	6 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$,	1347 А	1500 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$,	31,6 кА	128 кА
$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = W_{\text{к.доп}}$,	261,4 кА ² с	4800 кА ² с

Ток аварийного режима работы трансформатора рассчитан по формуле (8.2).

Ударный ток рассчитан в разделе 7 (см. таблицу 7.2)

Тепловой импульс рассчитан по формуле (8.3).

Проведём проверку по допустимой нагрузке. Для этого составим таблицу 8.4 с подключаемыми приборами к данному трансформатору тока и определим их потребляемую мощность.

Таблица 8.4 – Измерительные приборы

Наименование приборов	Потребляемая мощность	Фазы расположения
Амперметр ЭА 0702 4000/5 А	0,5	А,В,С
Ваттметр 365	0,5	А,С
Счётчик Вт СЭТЗ-01-16А	0,3	А,С

Из таблицы можно заметить, что самая загруженная фаза – фаза А.

Находим общую мощность:

$$S_{\text{ПРИБ}} = 0,5 + 0,5 + 0,3 = 1,3 \text{ ВА.} \quad (8.4)$$

Посчитаем сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{1,3}{5^2} = 0,05 \text{ Ом,} \quad (8.5)$$

где I_2 – вторичный ток трансформатора тока типа ТЛ-10.

Вычислим сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{Н}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТ}} = 0,8 - 0,05 - 0,1 = 0,65 \text{ Ом,} \quad (8.6)$$

где $z_{2\text{Н}}$ – номинальная нагрузка [4]; $r_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление контактов.

Допустимое сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,65} = 0,301 \text{ мм}^2, \quad (8.7)$$

где ρ – удельное сопротивление алюминиевого кабеля; $\sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от соединения трансформатора тока (в нашем случае – неполная звезда)[14].

Минимальное сечение для алюминиевых проводов – 4 мм². Нужно принять контрольный кабель марки АКРВГ сечением $q = 4 \text{ мм}^2$. [2]

Произведём выбор выключателей и трансформаторов тока в таблице 8.5.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Таблица 8.5 – Измерительные приборы

Кабельные линии	U _н , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{п0} , кА	i _у , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	6	34	47	12,4	32	VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/50/0,5/P
ГПП-ТП2		70	97			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-ТП3		121	170			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/200/0,5/P
ГПП-ТП4,5		141	198			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/200/0,5/P
ГПП-ТП6		18	25,4			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/50/0,5/P
ГПП-СЭН-1		63	88,7			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-СЭН-2		63	88,7			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-СЭН-10		63	88,7			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-СЭН-4		63	88,7			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-СЭН-3		81	114			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/150/0,5/P
ГПП-ДВ2		20	28,3			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/50/0,5/P
ГПП-СЭН-9		80	113			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/150/0,5/P
ГПП-СЭН-12		63	88,7			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-СЭН-7		63	88,7			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-СЭН-8		63	88,7			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/100/0,5/P
ГПП-ДС-1		26	36			VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/50/0,5/P
ГПП-ДС-2	26	36	VD4/P.12.06.16/630	ТЛ10У3/50/0,5/P			

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Произведем выбор трансформаторов напряжения. Данные трансформаторы напряжения нужны для питания измерительных приборов и релейной защиты. Выбираем 3 трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.09.-10.02 с номинальной мощностью 75 ВА. Приборы, которые должны присоединяться к трансформатору напряжения представлены в таблице 8.6. [4]

Таблица 8.6 – Параметры приборов, подключенные к ТН

Наименование	Мощность ВА	Число обмоток	Количество приборов	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P, Вт	Q, вар
Вольтметр Э-335	3	1	1	1	0	3	-
Ваттметр Д-335	3	2	1	1	0	6	-
Счётчик СЭТ- 0,1-16А	2,5	2	23	0,38	0,925	44	107
Итого:	-	-	25	-	-	53	107

Мощность, которую потребляют приборы:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{53^2 + 107^2} = 119,4 \text{ ВА} \quad (8.8)$$

Выбранный трансформатор напряжения выполняет условие, по которому он может работать в заданном классе точности:

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (8.9)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – мощность, которую потребляют все приборы, подключенные к трансформатору напряжения; $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность трёх трансформаторов напряжения, в заданном классе точности.

По формуле 8.5:

$$119,4 \leq 225 \text{ ВА.}$$

8.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформатор собственных нужд нужен для обслуживаемого оборудования, расположенные на подстанциях. Данный трансформатор понижает напряжение и стабилизирует работу установок.

Мощность ТСН подбирается как 0,1-0,2% от мощности силового трансформатора. На ГПП установлен трансформатор мощностью $S_{\text{ГПП}} = 10\ 000$ кВА, а значит мощность ТСН – $S_{\text{ТСН}} = 10 - 20$ кВА. Принимаем к установке силовой трансформатор ТМ - 20/10, установленный в здании ЗРУ.[15]

Трансформатор ТМ - 20/10 подключен через предохранитель типа ПКТ 102-10-31,5 УЗ. На отходящие линии установлены автоматы ВА53-39/400/25.[20]

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

8.6 Проверка кабеля на термическую стойкость

Тепловой импульс короткого замыкания находится по формуле:

$$W_k = I_{II}^2 \cdot t_{откл} = 12,4^2 \cdot 0,665 = 102,25 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (8.10)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_A + T_A = 0,6 + 0,055 + 0,01 = 0,665 \text{ с}$.

Сечение термической стойкости определим по формуле:

$$F_{Т.С} = \frac{\sqrt{W_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{102,25 \cdot 10^6}}{100} = 101,1 \text{ мм}^2, \quad (8.11)$$

где C_T – термическая функция.

Примем ближайшее стандартное сечение $F_{Т.С} = 120 \text{ мм}^2$.

Результаты проверки остальных кабельных линий представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Новые сечения кабельных линий с учётом проверки

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	35	120	2хААП2л 3х150
ГПП-ТП2	70	120	2хААП2л 3х150
ГПП-ТП5	25	120	2хААП2л 3х150

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Составная часть системы электроснабжения промышленного предприятия является выбор оптимальных средств компенсации реактивной мощности. Распределительное устройство включает в себя две системы сборных шин. Расчёт проведён только для одной секции шин.

Номинальная мощность трансформатора $S_{н.т.}$, реактивная нагрузка $Q_{1,i}$ и потери реактивной мощности ΔQ взяты из раздела 3, табл.3.1.

Схема замещения для проведения расчёта компенсации реактивной мощности приведена в приложении П8.

Сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению 6 кВ:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_H^2}{S_{н.т}^2} \text{ Ом.} \quad (9.1)$$

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_{л} = r_0 \cdot l \text{ Ом,} \quad (9.2)$$

где r_0 – удельное сопротивление кабельной линии, Ом/км; l – длина кабельной линии.

Итоговые расчёты сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Параметры трансформаторных подстанций

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.}$, кВА	$Q_{1,i}$, квар	ΔQ_{Ti} , квар	$R_{три}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП1	400	199,5	20,84	1,24	0,13
ТП2	1000	329,5	38,775	0,39	0,19
ТП3	250	98,5	11,545	2,42	0,32
ТП 4,5	2000	782,25	66,978	0,18	0,13
ТП 6	2000	757,5	76,09	0,18	0,17
Итого:		2167,3	214,23		

В таблице 9.2 указаны данные двигателей, такие как номинальные активная и реактивная мощности, количество, число оборотов, потери активной мощности в синхронных двигателях.

Таблица 9.2 – Параметры синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	U _{ном} кВ	P _{сд,н} кВт	Q _{сд,н} квар	N _i шт	n _i об/мин	Д1 _i кВт	Д2 _i кВт
СЭН-1	СТД	6	630	-320	1	3000	2,02	3,25
СЭН-2	СТД	6	630	-320	1	3000	2,02	3,25
СЭН-10	СТД	6	630	-320	1	3000	2,02	3,25
СЭН-4	СТД	6	630	-320	1	3000	2,02	3,25
СЭН-3	СТД	6	800	-408	1	3000	2,47	4,46
ДВ-2	СТД	6	200	-174	1	3000	5,19	4,72
СЭН-9	СТД	6	800	-408	1	3000	2,47	4,46
СЭН-12	СТД	6	630	-320	1	3000	2,02	3,25
СЭН-7	СТД	6	630	-320	1	3000	2,02	3,25
СЭН-8	СТД	6	630	-320	1	3000	2,02	3,25
ДС-1	СТД	6	250	-174	1	3000	5,19	4,72
ДС-2	СТД	6	250	-174	1	3000	5,19	4,72

Найдём располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей:

$$Q_{сдм} = \alpha_m \cdot N \cdot \sqrt{P_{сдн}^2 + Q_{сдн}^2} \text{ Мвар}, \quad (9.3)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки; N – количество синхронных двигателей; P_{сд,н} – номинальная активная мощность; Q_{сд,н} – номинальная реактивная мощность.

Итоги расчёта занесены в таблицу 9.3.

Найдём удельную стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = C'_0 \cdot \tau = 4,329 \cdot 6928 = 29,99 \text{ тыс.руб/кВт}, \quad (9.4)$$

где C'₀ – удельная стоимость потерь одного кВт·ч электроэнергии. Из раздела 5:

$$C'_0 = 4,329 \text{ руб/ кВт·ч.}$$

Удельная стоимость конденсаторных батарей в ценах 1990 г. [16]

K_{бкн} = 12000 руб/Мвар – для низковольтных потребителей 380 В;

K_{бкн} = 600 руб/Мвар – для высоковольтных потребителей 6-10 кВ.

Чтобы провести технико-экономический расчёт нужно воспользоваться индексом изменения сметной стоимости оборудования на первый квартал 2020 года по отношению к сметной стоимости оборудования на 01.01.1991 год. [17]

С учётом этого, в расчётах используем следующие удельные стоимости конденсаторных батарей:

$$K_{\text{БКН}} = 12000 \cdot 94,4 \cdot 1,65 = 1869120 \text{ руб/Мвар};$$

$$K_{\text{БКВ}} = 6000 \cdot 94,4 \cdot 1,65 = 934560 \text{ руб/Мвар}.$$

Нахождение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками для низковольтных БК напряжением 380 В и для высоковольтных БК напряжением 6 кВ:

$$Z_{\text{1кВ}} = E \cdot K_{\text{БКН}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} = 0,223 \cdot 1869120 + 29991 \cdot 4 = 536800 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{\text{1кВ}} = E \cdot K_{\text{БКВ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} = 0,223 \cdot 934560 + 29991 \cdot 2 = 268400 \text{ руб/Мвар}.$$

Для синхронных двигателей:

$$Z_{\text{1с}} = C_0 \cdot \frac{D1}{Q_{\text{сдн}}} \text{ руб/Мвар}; \quad (9.5)$$

$$Z_{\text{2с}} = C_0 \cdot \frac{D2}{Q_{\text{сдн}}^2} \text{ руб/Мвар}. \quad (9.6)$$

Расчеты сведены в таблицу 9.3.

Реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями:

$$Q_{\text{сдг}} = \frac{Z_{\text{1кВ}} - Z_{\text{1сг}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{эсдг}}}, \quad (9.7)$$

где $a = \frac{1000}{6^2} = 27,8 \text{ кВ}.$

Расчётные данные занесены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Расчетные данные

№	Обозначение на схеме	Q _{сд.ми} , Мвар	З _{1Г.сдi} , руб/Мвар	З _{2Г.сдi} , руб/Мвар	R _{э.сд} , Ом	Q _{сдi} , Мвар
1.	СЭН-1	0,332	189300	951900	1,192	0,04
2.	СЭН-2	0,332	189300	951900	1,192	0,04
3.	СЭН-10	0,332	189300	951900	1,192	0,04
4.	СЭН-4	0,332	189300	951900	1,192	0,04
5.	СЭН-3	0,422	181600	803500	1,014	0,051
6.	ДВ-2	0,125	894600	4676000	5,658	0
7.	СЭН-9	0,422	181600	803500	1,014	0,051
8.	СЭН-12	0,332	189300	951900	1,192	0
9.	СЭН-7	0,332	189300	951900	1,192	0
10.	СЭН-8	0,332	189300	951900	1,192	0
11.	ДС-1	0,143	894600	4676000	5,658	0
12.	ДС-2	0,143	894600	4676000	5,658	0
Итого:		3,579				0,262

Определим эквивалентное сопротивление для ТП1, которая питается по радиальной линии (таблица 9.1 и рисунок 9.2, а):

$$R_{эi} = R_{л} + R_{тп} = 1,24 + 0,13 = 1,37 \text{ Ом.} \quad (9.8)$$

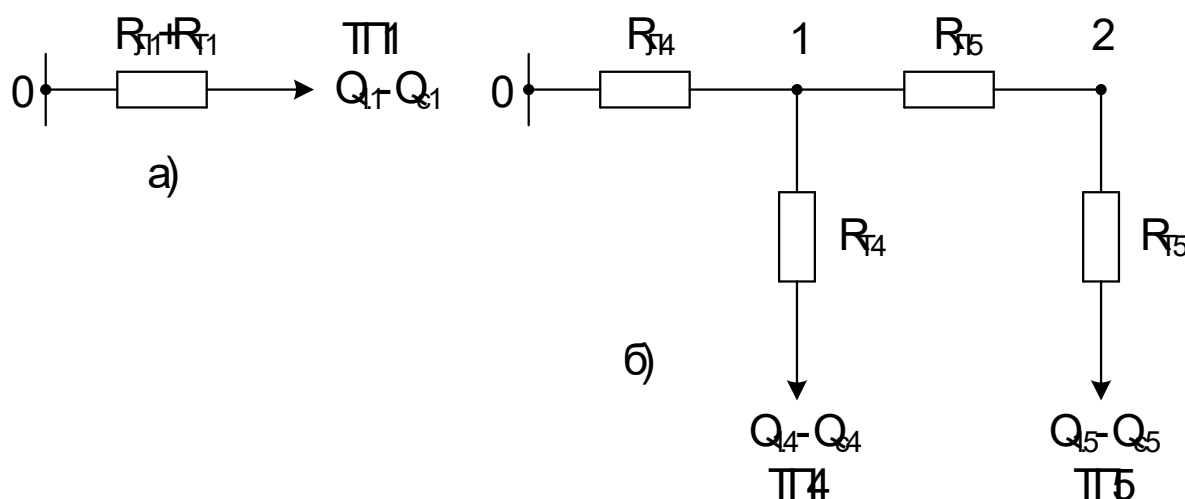


Рисунок 9.2 – Схемы замещения радиальной (а) и магистральной (б) схем

Для ТП4 и ТП5, питающихся по магистральной линии с двумя ТП (табл.9.1 и рис.9.2,б). Эквивалентная проводимость относительно точки 1 для схемы 9.2,б:

$$\frac{1}{R_{Эч1}} = \frac{1}{R_{Т4}} + \frac{1}{R_{Л5} + R_{Т5}} = \frac{1}{0,18} + \frac{1}{0,13 + 0,18} = \frac{1}{8,781} \text{ Ом.} \quad (9.9)$$

Эквивалентная проводимость для точки 2:

$$R_{Э4} = \left(1 + \frac{R_{Л4}}{R_{Эч1}}\right) \cdot R_{Т4} = \left(1 + \frac{0,13}{8,781}\right) \cdot 0,18 = 0,183 \text{ Ом;} \quad (9.10)$$

$$R_{Э5} = \left(1 + \frac{R_{Л4}}{R_{Эч1}}\right) \cdot (R_{Л5} + R_{Т5}) = \left(1 + \frac{0,13}{8,781}\right) \cdot (0,18 + 0,13) = 0,315 \text{ Ом;} \quad (9.11)$$

Оптимальная реактивная мощность источников:

$$Q_{Ci} = Q_{Li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{1КВ} - 3_{1КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_i} \text{ Мвар,} \quad (9.12)$$

где $a = \frac{1000}{6^2} = 27,8 \text{ кВ.}$

Результаты расчетов представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расчёт оптимальной мощности БК 0,38 и 6 кВ

Место установки БК	$R_{Эi}$, Ом	Q_{Ci}, Q_{Cj} , Мвар		Q_{Ki} , квар	$Q_{Ki} + Q_{Ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	Q_{Cti} , квар
		Расчётное	Принятое				
ТП1	1,37	0,103	0,103	0	103	УКРМ-0,4-105	105
ТП2	0,58	0,09	0,09	0	90	УКРМ-0,4-105	105
ТП3	2,74	0,051	0,051	0	51	УКРМ-0,4-54	54
ТП4	0,183	-0,031	0	0	0	–	–
ТП5	0,315	0,338	0,338	0	338	УКРМ-0,4-360	360
ТП6	0,35	0,373	0,373	0	373	УКРМ-0,4-375	
		Итого	0,955	–	–	Итого	999
ГПП (Q_0)	–	0,256	0,256	–	–	УКРМ-6,3-300	300
Итого	–	–	1,211	–	955	–	1299

Примечание. Если $Q_{Ci} \leq 0$, то установка НБК не целесообразна на данной трансформаторной подстанции.

Определим мощность высоковольтной конденсаторной батареи, которая подключена к шинам 6 кВ. Расчёт необходимо провести из условия баланса реактивных мощностей на шинах 6 кВ:

$$Q_0 = \sum_1^6 (Q_1 + \Delta Q_T) + \frac{\Delta Q_{\text{ГПП}}}{2} - \sum_1^6 Q_C - \sum_{i=1}^{12} Q_{\text{СД}} - Q_{\text{Э1}} \text{ квар}, \quad (9.13)$$

где $\Delta Q_{\text{ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП (раздел 5, таблица 1.5); $Q_{\text{ЭС}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергетической системой.

Найдём экономически целесообразную мощность. Определяется как минимальная величина из двух расчётных значений:

$$Q_{\text{ЭС}} = \alpha \cdot 2 \cdot P_{\text{рп}} = 0,5 \cdot 2 \cdot 13560 = 13560 \text{ квар}, \quad (9.14)$$

где $\alpha = 0,5$ [16]; $P_{\text{рп}}$ – расчётная активная мощность по предприятию (раздел 4, формула 4.2).

$$Q'_{\text{ЭС}} = Q_{\text{р.п}} - \frac{0,7}{K_{\text{н.р}}} \cdot \sum_1^n Q_{\text{СДМ}} = 5824,06 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 3579 = 2877 \text{ квар}, \quad (9.15)$$

где $Q_{\text{р.п}}$ – потребляемая реактивная мощность предприятия:

$$Q_{\text{р.п}} = 2 \cdot Q_{\text{п.гпп}} = 2 \cdot \sum_1^6 (Q_1 + \Delta Q_T) + \frac{\Delta Q_{\text{ГПП}}}{2} = 5824,06 \text{ квар}. \quad (9.16)$$

$$Q_{\text{э}} = Q'_{\text{э}} = 2877 \text{ квар}.$$

$$Q_{\text{Э1}} = \frac{Q_{\text{э}}}{2} = 1438,5 \text{ квар}.$$

По формуле 9.14:

$$Q_0 = 2167,3 + 214,23 + 530,5 - 955 - 262 - 1438,5 = 256,53 > 0 \text{ квар}.$$

Генерируемая реактивная мощность:

$$Q_{\text{Г.ГПП}} = \sum_1^{12} Q_C + \sum_{i=1}^{12} Q_{\text{СД}} + Q_0 + Q_{\text{ЭС}} = 955 + 262 + 256,53 + 1438,5 = 2906 \text{ квар}. \quad (9.17)$$

Посчитаем погрешность:

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{п.гпп}} - Q_{\text{Г.ГПП}}}{Q_{\text{п}}} \cdot 100\% = \frac{2912,03 - 2906}{2912,03} \cdot 100\% = 0,2\% . \quad (9.18)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Электродвигатели на промышленных предприятиях подвержены перегрузке, асинхронному режиму, понижению и исчезновению напряжения, междуфазным коротким замыканиям, а также однофазным замыканиям в обмотке статора и на выводах.

Проведём расчёт защиты синхронного двигателя типа СТД СЭН - 9 мощностью 800 кВт.

Алгоритм расчёта взят из методических указаний. [18]

Защита от междуфазных замыканий.

Синхронный двигатель СЭН - 9 подключается к шинам 6 кВ. Определим номинальный ток двигателя по следующей формуле:

$$I_{\text{НОМ,ДВ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,9} = 85,5 \text{ А}, \quad (10.1)$$

где $I_{\text{НОМ,ДВ}}$ – номинальный ток двигателя, А; $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность двигателя, кВт; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Подберём трансформатор тока с номинальным током на вторичной обмотке $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

Рассчитаем коэффициент трансформации:

$$n_{\text{T}} = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} = \frac{100}{5} = 20. \quad (10.2)$$

Примем схему включения – неполную звезду с коэффициентом схемы $K_{\text{сх}} = 1$.

Определим ток срабатывания токовой отсечки, которая отстраивается от пускового тока и от тока небаланса.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{ПУСК} \cdot I_{НОМ,ДВ} = 1,4 \cdot 6,5 \cdot 85,5 = 778,4 \text{ А}, \quad (10.3)$$

где $K_H = 1,4$ – коэффициент надежности; $K_{ПУСК} = 6,5$ – кратность пускового тока.

$$I_{C3} = K_{ОТС} \cdot I'_{НБ}, \quad (10.4)$$

где $K_{ОТС} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $I'_{НБ}$ – ток небаланса, А.

$$I'_{НБ} = K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon \cdot I^{(3)КЗ3} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 16487 = 1649 \text{ А}, \quad (10.5)$$

где K_A – коэффициент, учитывающий воздействие апериодической составляющей на ток небаланса и равный 2, потому что применяем токовое реле; $K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности; $K_{ОДН} = 0,5$; ε – допускаемая погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$.

Из двух токов принимаем наибольший ток срабатывания.

Коэффициент чувствительности для защиты при двухфазном коротком замыкании на шинах 6 кВ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)КЗ3}}{I_{C3}} > 2. \quad (10.6)$$

$$I^{(2)КЗ3} = I^{(3)КЗ3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 16487 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 14280 \text{ А}.$$

По формуле 10.6:

$$K_{\text{ч}} = \frac{14280}{1649} = 8,66 > 2.$$

Посчитаем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{C3}}{n_T} = \frac{1 \cdot 1649}{20} = 82,45 \text{ А}. \quad (10.7)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Подберём реле с подходящим диапазоном токов уставки и сумма уставок:

$$\sum Q = \frac{I_{CP}}{I_{min}} - 1 = \frac{82,45}{30} - 1 = 1,748. \quad (10.8)$$

Выбираем реле типа РСТ 13-32 (30-120) с уставкой кратной 0,2.

Посчитаем ток уставки:

$$I_{уст} = I_{min} \cdot (\sum Q + 1) = 30 \cdot (1,8 + 1) = 84 \text{ А}. \quad (10.9)$$

И уточним ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = I_{уст} \cdot n_T = 84 \cdot 20 = 1680 \text{ А}. \quad (10.10)$$

Следующий шаг – защита от однофазных замыканий на землю.

Данная защита целесообразна, если величина ёмкостного тока 10 А и выше.

Определим ёмкостный ток СЭН-9:

$$I_{сдв} = \frac{U_{ном} \cdot C_{д} \cdot \omega}{\sqrt{3}}, \quad (10.11)$$

где $U_{ном,д}$ – номинальное напряжение, В; $C_{дв}$ – ёмкость двигателя; $\omega = 2\pi f$ – частота сети.

Ёмкость фазы двигателя для неявнополюсных синхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором:

$$C_{д} = \frac{0,0187 \cdot \frac{P_{ном}}{\cos\varphi} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}} = \frac{0,0187 \cdot \frac{800}{0,9} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{6 \cdot (1 + 0,08 \cdot 6)}} = 4,648 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}. \quad (10.12)$$

По формуле (10.11):

$$I_{\text{с,дв}} = \frac{6 \cdot 4,648 \cdot 10^{-6} \cdot 314}{\sqrt{3}} = 0,51 \text{ А.}$$

Найдём ёмкостный ток линии, который соединяет двигатель с шиной 6 кВ:

$$I_{\text{скл}} = I_{\text{с0кл}} \cdot l_{\text{л}} = 0,82 \cdot 1,084 = 0,89 \text{ А,} \quad (10.13)$$

где $I_{\text{с0кл}}$ – удельный ёмкостный ток кабеля, равный 0,84 [18]; $l_{\text{л}}$ – длина кабельной линии из раздела 6.

Суммарный ток:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{с,дв}} + I_{\text{скл}} = 0,51 + 0,89 = 1,4 \text{ А.} \quad (10.14)$$

$I_{\text{с}} < 10 \text{ А}$ – защита от однофазных замыканий на землю не требуется.

Защита от перегруза синхронного двигателя выполнена в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени и с использованием токового реле:

По формуле 10.1 определяется номинальный ток СЭН - 9:

$$I_{\text{ном,дв}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,9} = 85,5 \text{ А.}$$

Трансформатор тока выбирается по формуле 10.2 со схемой включения – неполная звезда.

$$n_{\text{т}} = \frac{100}{5} = 20.$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном,дв}} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 104,5 \text{ А.} \quad (10.15)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

По формуле 10.7 рассчитаем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{1 \cdot 104,5}{20} = 5,225 \text{ А.}$$

По формуле 10.8 подбирается реле с нужным диапазоном уставки:

$$\sum Q = \frac{5,225}{1,5} - 1 = 2,48.$$

Принимается реле типа РСТ 13-19 (1,5-6) с утавками, кратными 0,2.

По формуле 10.9 рассчитывается ток уставки реле:

$$I_{\text{уст}} = 1,5 \cdot (2,4 + 1) = 5,1 \text{ А.}$$

Уточним ток срабатывания защиты по формуле 10.10:

$$I_{\text{сз}} = 5,1 \cdot 20 = 102 \text{ А.}$$

Определим время срабатывания защиты:

$$t_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot t_{\text{п}} = 1,1 \cdot 6 = 6,6 \text{ с.} \quad (10.16)$$

Защита от минимального напряжения выполнена двухступенчатой, где первая ступень – облегчает самозапуск двигателя, а вторая ступень служит для отключения части электродвигателя.

Выбранные трансформаторы напряжения будут служить для питания реле минимального напряжения.

Коэффициент трансформации:

$$n_{\text{н}} = \frac{U_{\text{1НОМ}}}{U_{\text{2НОМ}}} = \frac{6000}{100} = 60. \quad (10.17)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Определим напряжение срабатывания 1 ступени:

$$U_{сз}^I = \frac{U_{\min \text{ раб}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_B} = \frac{0,7 \cdot 6000}{1,1 \cdot 1,2} = 3200 \text{ В}, \quad (10.18)$$

где $U_{\min \text{ раб}} = 0,7 U_{\text{ном}}$ – минимальное напряжение на шинах; K_B – коэффициент возврата статического реле; $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки.

Определим напряжение срабатывания реле 1 ступени:

$$U_{\text{сп}}^I = \frac{U_{сз}^I}{n_H} = \frac{3200}{60} = 53 \text{ В}. \quad (10.19)$$

Примем реле типа РН - 54/160 и определим сумму уставок:

$$\sum Q = \frac{U_{\text{сп}}^I}{U_{\min}} = \frac{53}{40} = 1,325. \quad (10.20)$$

Напряжение уставки реле первой ступени:

$$U_{\text{уст}}^I = U_{\min} \cdot (\sum Q + 1) = 40 \cdot (1,4 + 1) = 96 \text{ А}. \quad (10.21)$$

Время срабатывания первой ступени защиты минимального напряжения принимается равным $t_{сз}^I = 0,5 \text{ с}$.

По такому же принципу рассчитаем 2 ступень. Реле 2 ступени включается во вторичную цепь того же трансформатора напряжения, что и реле 1 ступени.

Напряжение срабатывания второй ступени защиты:

$$U_{сз}^{II} = \frac{0,5 \cdot U_{\text{ном}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_B} = \frac{0,5 \cdot 6000}{1,1 \cdot 1,2} = 2300 \text{ В}. \quad (10.22)$$

Напряжение срабатывания реле второй ступени:

$$U_{\text{сп}}^{II} = \frac{U_{сз}^{II}}{n_H} = \frac{2300}{60} = 38 \text{ В}. \quad (10.23)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Примем реле типа РН 54/160 и определим сумму уставок, напряжение уставки:

$$\sum Q = \frac{U_{\text{ср}}^{\text{II}}}{U_{\text{min}}} = \frac{38}{40} = 0,95. \quad (10.24)$$

Напряжение уставки реле 2 ступени:

$$U_{\text{уст}}^{\text{II}} = U_{\text{min}} \cdot (\sum Q + 1) = 40 \cdot (1 + 1) = 80 \text{ А}. \quad (10.25)$$

Время срабатывания второй ступени защиты минимального напряжения принимается равным $t_{\text{сз}}^{\text{II}} = 10$ с с помощью реле времени РВ-01.

Защита от асинхронного режима выполняется с помощью реле, которое реагирует на увеличение тока в обмотке статора и выполняется часто при помощи токового реле с зависимой характеристикой, которое одновременно используется для защиты от перегруза.

$$I_{\text{сз}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном,дв}} = 1,4 \cdot 85,5 = 119,7 \text{ А}. \quad (10.26)$$

Выдержка времени защиты выбирается из условия отстройки от времени пуска и принимается равной 8–10 с.

В графической части представлена схема релейной защиты для двигателя типа СТД СЭН - 9.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был произведён расчёт электроснабжения предприятия АО «ЭнСер».

Проведённый расчёт электрических нагрузок позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощностью 250, 400, 1000 и 2000 кВА, которые обеспечивают минимальные затраты и имеют высокую надёжность.

Выбрано рациональное напряжение внешнего электроснабжения, мощность и количество трансформаторов на главной понизительной подстанции.

Рассчитаны потери электроэнергии в трансформаторах и линии электропередачи, определены экономические показатели для схемы на 110 кВ.

Расчёт кабельных линий проводился с учётом климатических условий и характеристик грунта. Прокладка кабеля осуществляется в лотках, траншеях и трубах. Выбрана марка кабеля из бумажной пропитанной изоляцией и алюминиевой оболочки ААП2л с сечением 120 мм².

Выбрано электрооборудование внутреннего электроснабжения отечественного производства.

Решены вопросы компенсации реактивной мощности.

Рассмотрена релейная защита синхронного двигателя типа СТД СЭН-9.

В проекте представлены конструктивные чертежи.

В итоге, спроектированная система электроснабжения обеспечивает высокий уровень надёжности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы работы сети и безопасность обслуживания.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 РТМ 36.18.32.4 – 92. Проектирование электроустановок. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок / ВНИПИ Тяжпромэлектропроект. М., 1993 год.

2 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

3 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др.– М.: Энергоатомиздат, 1990. -576 с.

4 Электронный справочник электротехнического оборудования., Версия 2.0 Разработчики: Научный руководитель Гайсаров Р.В, Студенты: Щелконогов А.Е., Каюков С.И., Локтюшин К.Н.(Э580, 2004г.)

5 Ершов, А. промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1/ Ершов, А.М., Петров, О.А., Ситчихин, Ю.В. – Челябинск, ЧПИ, 1987 – 57 с.

6 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2020г. № 69/8 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области».

7 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г.№380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

8 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «ХОЛДИНГ МРСК», 2012 – 71 с.

9 Правила устройства электроустановок : научное издание . -7-е изд., М.: Омега-Л, 2007– 266 с.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

10 Государственный стандарт Союза ССР ГОСТ 18410-73 Е «Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия» (утв. постановлением Госстандарта СССР от 8 февраля 1973 г. N 311).

11 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

12 Коровин Ю.В. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.

13 Каталог КРУ напряжением 6(10) кВ. «Классика» серии D - 12Р. ВИЕГ 674512.001 РЭ

14 Гайсаров, Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Гайсаров, Р.В., Лисовская, И.Т. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 61 с.

15 Каталог на трансформаторы ТМ. ООО «СВЕРДЛОВЭЛЕКТРОЩИТ»

16 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230с.

17 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

18 Четошникова, Л.М. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 72 с.

19 Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – 3-е изд., перераб. и доп./ Л.И. Двоскин – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с, ил.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

20 Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1/ Ершов, А.М., Петров, О.А., Ситчихин, Ю.В. – Челябинск, ЧПИ, 1987 – 57 с.

21 СН 174-75 «Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий»

22 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть 1. Электроэнергетические системы и сети / Ананичева, С.С., Мызин, А.Л., Шелюг, С.Н. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. - 53 с.

23 Каталог цифровых приборов. ОАО «Электроприбор». 2011

24 Свиридов, Ю.П. Обозначения условные буквенно-цифровые и графические на электрических схемах : практикум по дисциплине «Стандарты в проектировании» / сост. Ю.П. Свиридов. – Ульяновск : УЛГТУ, 2015. – 41 с.

25 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2-х томах. Том 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. — М.: Энергоатомиздат, 1986 - 568 с: ил.

26 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие/ А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 157 с.

27 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп./ Неклепаев, Б.Н., Крючков, И.П. – М. Энергоатомиздат. 1989. – 608 с.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2021.190.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67