

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В. И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия
« » _____ 20__ г

ЗАДАНИЕ НА ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Студенту _____ Сосниной Любови Александровне _____

фамилия, имя, отчество

Группа ЗЭМ 10-03 Направление (специальность) 140211.65

номер

код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение обогатительной фабрики

Утверждена приказом по университету № № 4045/с от 24.03.2016 г

Руководитель ВКР В. В. Шевченко, доцент, к. т. н., ПИ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР _____

1. Схема генерального плана фабрики;
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам фабрики;
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трёхобмоточных трансформатора мощностью 125 МВА напряжением 230/115/10,5 кВ. Трансформаторы работают отдельно. Мощность КЗ на стороне 230 кВ трансформаторов равна 1800 МВА;
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 5 км;
5. Фабрика работает в две смены.

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Определение центра электрических нагрузок; 3. Определение рационального напряжения внешнего электроснабжения; 4. Технико-экономическое сравнение вариантов; 5. Выбор цеховых трансформаторов; 6. Выбор кабельных линий; 7. Расчет токов короткого замыкания; 8. Выбор оборудования; 9. Расчет заземления и молниезащиты; 10. Релейная защита трансформатора; 11. Безопасность и экологичность проекта; 12. Экономическая часть; 13. Тепловизионное обследование электрооборудования.

Перечень графического материала 1. Генеральный план завода с картограммой нагрузок; 2. Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения фабрики; 4. План и разрез главной понизительной подстанции; 5. Релейная защита трансформатора; 6. Тепловизионное обследование электрооборудования; 7. Технико-экономические показатели системы электроснабжения.

Руководитель ВКР _____ В. В. Шевченко

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Л. А. Соснина

подпись

инициалы и фамилия студента

« » _____ 20__ г

					ДП – 140211.65 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Л. А Соснина			Лит.	Лист	Листов
Провер.		В.В.Шевченко				2	
Реценз.					Кафедра ЭТКиС		
Н. Контр.		Т.И.Танкович					
Утверд.		В.И. Пантелеев					

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Электроснабжение обогатительной фабрики» содержит 117 страниц текстового документа, 12 иллюстрации, 43 таблиц, 124 формул, 1 приложение, 44 использованных источников, 7 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЦЕХ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

Объект электроснабжения – обогатительная фабрика.

Цели проектирования:

- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;
- определение месторасположения ГПП;
- минимизация потерь электроэнергии;
- обеспечению надежности электроснабжения;
- организация электроснабжения фабрики с минимальными затратами;
- обеспечение высокого качества электроэнергии;
- максимальное приближение источников питания к центрам нагрузки;
- обеспечение безопасности и удобства эксплуатации производственного и силового оборудования.

В результате проектирования системы электроснабжения фабрики было выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

СОДЕРЖАНИЕ

1	Расчёт электрических нагрузок	8
1.1	Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	8
1.2	Определение расчетной нагрузки завода в целом	13
2	Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок.....	16
3	Проектирование систем внешнего электроснабжения.....	20
3.1	Выбор схемы электроснабжения предприятия.....	20
3.2	Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия.....	20
3.2	Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	21
4	Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения обогатительной фабрики	23
4.1	Расчет капитальных затрат	24
4.2	Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат.....	26
4.3	Стоимость годовых потерь электроэнергии.....	27
5	Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	30
5.1	Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов.....	30
5.2	Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах	31
5.3	Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ.....	33
6	Выбор кабельных линий.....	34
7	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	36
8	Выбор оборудования.....	38
8.1	Выбор выключателей и разъединителей	38
8.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТРДН-40000/110.....	38
8.1.2	Выбор выключателей на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТРДН-40000/110.....	39
8.1.3	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий	40
8.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	41
8.2.1	Выбор ТТ на стороне ВН	42

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

8.2.2	Выбор ТТ на стороне НН	44
8.2.3	Выбор ТТ в цепи кабельной линии	45
8.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	47
8.4.	Выбор шин	48
8.4.1	На стороне ВН	49
8.4.2	На стороне НН	49
8.5	Выбор автоматических выключателей	50
8.6	Защита от перенапряжений	51
8.7	Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ	52
8.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	53
9	Расчет молниезащиты и заземления ГПП	55
9.1	Расчет заземляющего устройства ГПП	55
9.2	Расчет молниезащиты ГПП	58
10	Релейная защита силового трансформатора ТРДН–40000/110	60
10.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ	61
10.2	Защита от многофазных коротких замыканий	61
10.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ	62
10.4	Защита от технологических перегрузок	63
10.5	Защита от понижения напряжения	64
11	Безопасность и экологичность проекта	65
11.1	Безопасность производственного и силового оборудования	65
11.2	Безопасность элементов конструкции оборудования	67
11.3	Безопасность исходных материалов	69
11.4	Механизация и автоматизация технологических операций	69
11.5	Безопасность органов управления	70
11.6	Безопасность средств защиты, входящих в конструкцию оборудования	71
11.7	Безопасность при монтажных и ремонтных работах	72
11.8	Безопасность при транспортировке и хранении оборудования	76
11.9	Безопасность при размещении оборудования на площадке	77
11.10	Требования безопасности к профессиональному отбору	77
11.11	Пожарная безопасность	78
11.12	Контроль выполнения требований безопасности	80
11.13	Безопасность при чрезвычайных ситуациях	80

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

11.14 Экологическая безопасность системы электроснабжения обогащительной фабрики	81
12 Экономическая часть	83
12.1 Составление сметы затрат на строительство схемы электроснабжения..	83
12.2 Калькуляция себестоимости электроэнергии на промышленном предприятии.....	89
12.2.1 Расчет стоимости за потребленную электроэнергию	89
12.2.2 Издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства	89
12.2.3 Калькуляция себестоимости.....	98
12.3 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения.....	100
13. Тепловизионное обследование электрооборудования	101
13.1 Методика измерения.....	101
13.2 Диагностируемые повреждения	102
13.3 Диагностируемое оборудование.....	103
13.4 Устройства тепловизионного обследования	104
13.5 Использование тепловизоров для диагностики электрооборудования..	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	109
ПРИЛОЖЕНИЕ А	112

ВВЕДЕНИЕ

Сложность вопросов проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий заключается в оптимальном, рациональном и эффективном решении этой проблемы. Именно комплексное решение данной задачи в совокупности с необходимыми требованиями и стандартами электроснабжения позволяют экономически и технически грамотно работать всему предприятию.

Нет необходимости говорить о тяжелом финансовом состоянии промышленности, поэтому руководителям предприятий нужно решать данную проблему. Одними из самых прогрессивных мер в этом направлении являются мероприятия по сбережению энергоресурсов и, следовательно, уменьшению энергоемкости выпускаемой продукции, что приводит к снижению её себестоимости и повышению конкурентоспособности. Оптимальное сочетание экономических и технических решений при проектировании систем электроснабжения совместно с внедрением энергосберегающих технологий есть наиболее существенная мера решения этой задачи.

Качество электроэнергии в нашей энергосистеме часто не удовлетворяет нормам установленным ГОСТ. В этом, прежде всего, повинны предприятия, на которых не всегда соблюдаются правила устройств электроустановок, а также не применяются технические решения по уменьшению влияния электроприемников (полупроводниковые преобразователи, вентильные электроприводы, дуговые печи, и т.д.) на качество электроэнергии.

Технически правильное решение при создании систем электроснабжения исключает появление недопустимых отклонений параметров электроэнергии (падение напряжения), неравномерное распределение токов по фазам, удорожание ремонтных, монтажных и эксплуатационных работ. Все это влияет на производительность предприятия и качество продукции.

Проект электроснабжения предприятия должен учитывать возможность дальнейшего развития и укрупнения производства и связанного с этим увеличения потребляемой мощности.

Основной целью дипломного проекта является закрепление полученных на протяжении всего курса обучения знаний, а также получение опыта проектирования системы электроснабжения конкретного предприятия.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

1 Расчёт электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

1.1 Определение расчётных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (1)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2)$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приемников цеха принимается по исходным данным;

K_c – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [1];

$\operatorname{tg}\varphi$ – соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса для освещения:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{но}, \quad (3)$$

где K_{co} – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [1];

$P_{но}$ – установленная мощность приемников электрического освещения.

Величина $P_{но}$ может находиться по формуле:

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (4)$$

где $P_{удо}$ – удельная нагрузка, площади пола цеха, кВт/м² [1];

F – площадь пола цеха, определяемая по генплану.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света принимаемый по справочным данным [1].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха до 1000 В [1] определяется из соотношения:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (6)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно [1]. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (7)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (8)$$

а полная – из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (9)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей: 0,38/0,22 кВ и 6–10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчёты нагрузок представлены в таблице 1.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Таблица 1 – Расчёт электрических нагрузок

Номер по генплану	Наименование потребителя	Силовая нагрузка					
		P_n , кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребители энергии 0,4 кВ							
1	Хозяйство жидкого топлива	230	0,55	0,7	1,02	126,5	129,1
2	Плавильный цех	12600	0,8	0,95	0,33	10080,0	3313,1
3	Сернокислотный цех	2300	0,55	0,7	1,02	1265,0	1290,6
4	Цех подготовки шихты	1270	0,3	0,6	1,33	381,0	508,0
5	ЦЭМ 2	8400	0,4	0,65	1,17	3360,0	3928,3
6	Склад готовой продукции	126	0,3	0,6	1,33	37,8	50,4
7	Материальный склад	154	0,8	0,64	1,20	123,2	147,9
8	Цех готовой шихты	2700	0,5	0,76	0,86	1350,0	1154,5
9	АБК	150	0,85	0,98	0,20	127,5	25,9
10	ЦЭМ 1	4040	0,55	0,7	1,02	2222,0	2266,9
11	Столовая	72	0,15	0,65	1,17	10,8	12,6
12	Корпус переработки	420	0,75	0,8	0,75	315,0	236,3
13	РМЦ	600	0,87	0,9	0,48	522,0	252,8
14	Склад пожарной техники	126	0,8	0,8	0,75	100,8	75,6
15	Гараж	65	0,8	0,64	1,20	52,0	62,4
16	Склад продукции	100	0,7	0,75	0,88	70,0	61,7
17	Транспортная галерея	15	0,8	0,8	0,75	12,0	9,0
	Освещение территории						
	Итого по 0,4 кВ	33353				20155,6	13525,0
Потребители энергии 10 кВ							
2а	Асинхронные двигатели	7200	0,5	0,95	0,33	3600,0	1183,3
2б	Синхронные двигатели	18900	0,8	1	0	15120,0	0
3	Асинхронные двигатели	1800	0,5	0,7	1,02	900,0	918,2
8	Асинхронные двигатели	2700	0,5	0,76	0,86	1350,0	1154,5
	Итого по 10 кВ	30600				20970,0	8225,6
	Всего	63953				41125,6	21750,7

Продолжение таблицы 1

Осветительная нагрузка							
$F, \text{ м}^2$	$P_{\text{удо}}, \text{ кВт/м}^2$	$P_{\text{но}}, \text{ кВт}$	$K_{\text{со}}$	$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	$P_{\text{ро}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{ро}}, \text{ квар}$
9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители энергии 0,4 кВ							
1044	0,02	17,7	0,95	0,90	0,48	16,9	8,2
5009	0,02	90,2	0,95	0,90	0,48	85,7	41,5
1461	0,015	21,9	0,95	0,90	0,48	20,8	10,1
1565	0,016	25,0	0,6	0,90	0,48	15,0	7,3
4696	0,016	75,1	0,95	0,90	0,48	71,4	34,6
1897	0,016	30,4	0,6	0,90	0,48	18,2	8,8
1262	0,015	18,9	0,95	0,90	0,48	18,0	8,7
2618	0,013	34,0	0,95	0,90	0,48	32,3	15,7
1491	0,018	26,8	0,95	0,90	0,48	25,5	12,3
4553	0,19	865,2	0,95	0,90	0,48	821,9	398,1
1433	0,019	27,2	0,95	0,90	0,48	25,9	12,5
1501	0,015	22,5	0,95	0,90	0,48	21,4	10,4
1457	0,013	18,9	0,95	0,90	0,48	18,0	8,7
1926	0,016	30,8	0,95	0,90	0,48	29,3	14,2
1594	0,013	20,7	0,95	0,90	0,48	19,7	9,5
1756	0,015	26,3	0,95	0,90	0,48	25,0	12,1
2125	0,015	31,9	0,95	0,90	0,48	30,3	14,7
332024	0,00018	59,8	0,95	0,90	0,48	56,8	27,5
						1351,9	654,8
Потребители энергии 10 кВ							

Окончание таблицы 1

Силовая и осветительная нагрузка		
$P_p + P_{po}$, кВт	$Q_p + Q_{po}$, квар	S_p , кВ·А
17	18	19
Потребители энергии 0,4 кВ		
143,4	137,2	198,4
10165,7	3354,6	10704,9
1285,8	1300,6	1828,9
396,0	515,3	649,9
3431,4	3962,8	5242,0
56,0	59,2	81,5
141,2	156,6	210,9
1382,3	1170,1	1811,1
153,0	38,2	157,7
3043,9	2665,0	4045,7
36,7	25,2	44,5
336,4	246,6	417,1
540,0	261,5	600,0
130,1	89,8	158,0
71,7	72,0	101,6
95,0	73,8	120,3
42,3	23,7	48,4
56,8	27,5	63,1
21507,5	14179,8	26484,0
Потребители энергии 10 кВ		
3600,0	1183,3	3789,5
15120,0	0	15915,8
900,0	918,2	1285,7
1350,0	1154,5	1776,3
20970,0	8225,6	22767,3
42477,5	17435,7	48455,5

1.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, компенсации реактивной мощности.

Так как трансформаторы цеховых и главных понизительных подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p, \quad (10)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p, \quad (11)$$

где S_p – полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха.

Из таблицы 1 полная расчётная мощность нагрузки по 0,4 кВ, кВ·А:

$$S_p = 26484,0.$$

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт:

$$\Delta P_{цт} = 0,02 \cdot 26484,0 = 529,7. \quad (12)$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар:

$$\Delta Q_{цт} = 0,1 \cdot 26484,0 = 2648,4. \quad (13)$$

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения, квар:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{цт} - Q_3, \quad (14)$$

$$Q_{ку} = 17435,7 + 2648,4 - 12318,5 = 7765,6,$$

где Q_3 – реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой;

$\Delta Q_{цт}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах.

Q_3 принимается равной 0,29 от суммарной активной нагрузки завода, квар:

$$Q_3 = 0,29 \cdot (P_p + P_{po}), \quad (15)$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

$$Q_3 = 0,29 \cdot 42477,5 = 12318,5,$$

Не скомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 6 – 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, квар:

$$Q_{p\Sigma 10} = (Q_{p\Sigma 0,4} + Q_{p\Sigma}) \cdot K_{pm} + Q_{po} + \Delta Q_{цт} - Q_{ку}, \quad (16)$$

$$Q_{p\Sigma 10} = (14179,8 + 3255,9) \cdot 0,96 + 654,8 + 2648,4 - 7765,6 = 12386,5,$$

где K_{pm} – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, равный 0,97.

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них, кВт:

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку}, \quad (17)$$

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 7765,6 = 15,5,$$

где $P_{уд}$ – удельные потери активной мощности, равные 0,2% от $Q_{ку}$.

Активная суммарная мощность завода, отнесенная к шинам 6 – 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт:

$$P_{p\Sigma 10} = (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma}) \cdot K_{pm} + P_{po} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{ку}, \quad (18)$$

$$P_{p\Sigma 10} = (21507,5 + 20970,0) \cdot 0,9 + 1351,9 + 529,7 + 15,5 = 40126,9.$$

Расчетная нагрузка на шинах 6 – 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ·А:

$$S_{p10} = \sqrt{P_{p\Sigma 10}^2 + Q_{p\Sigma 10}^2}, \quad (19)$$

$$S_{p10} = \sqrt{40126,9^2 + 12386,5^2} = 41995,2.$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт:

$$\Delta P_{ТГПП} = 0,02 \cdot 41995,2 = 839,9.$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар:

$$\Delta Q_{\text{тГПП}} = 0,1 \cdot 41995,2 = 4199,5.$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma 10} + \Delta P_{\text{тГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma 10} + \Delta Q_{\text{тГПП}})^2}, \quad (20)$$

$$S_p = \sqrt{(40126,9 + 839,9)^2 + (12386,5 + 4199,5)^2} = 44197,0.$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

2 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварии и удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при которых достигаются наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [1]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (21)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (22)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки i -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты z_0 , как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Главную понизительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения завода, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_i :

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m. \quad (23)$$

Из этого выражения радиус окружности:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (24)$$

где P_i – мощность i -го цеха;

m – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000В изображаются отдельными кругами или секторами в круге.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора α определяется из соотношения активных расчетных P_p и осветительных нагрузок P_{po} цехов.

При построении картограммы необходимо знать расчетные полные и осветительные нагрузки цехов (величины r и α представлены в таблице 2).

Для определения места ГПП находится центр электрических нагрузок для активной и реактивной нагрузок, так как их питание производится от разных установок (генераторы и компенсирующие устройства) [1].

Картограмму реактивных нагрузок в дипломном проекте можно не составлять.

Цеховые ТП следует располагать внутри производственных корпусов или пристраивать к ним для приближения их к электроприемникам, если этому не препятствуют производственные условия или требования архитектурно-строительного оформления зданий.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 2.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Таблица 2 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

Номер цеха по генплану	P_p+P_{po} , кВт	P_{po} , кВт	г, мм	α , град	х, м	у, м	$(P_p+P_{po}) \cdot x$	$(P_p+P_{po}) \cdot y$
Потребители энергии 0,4 кВ								
1	143,4	16,9	7	42	287	176	41142	25230
2	10165,7	85,7	57	3	87	171	884412	1738326
3	1285,8	20,8	20	6	23	98	29574	126010
4	396,0	15,0	11	14	43	33	17029	13069
5	3431,4	71,4	33	7	166	148	569608	507843
6	56,0	18,2	4	117	252	135	14116	7562
7	141,2	18,0	7	46	233	110	32896	15530
8	1382,3	32,3	21	8	70	98	96764	135469
9	153,0	25,5	7	60	80	22	12239	3366
10	3043,9	821,9	31	97	147	85	447454	258732
11	36,7	25,9	3	254	214	71	7849	2604
12	336,4	21,4	10	23	254	61	85444	20520
13	540,0	18,0	13	12	289	54	156055	29159
14	130,1	29,3	6	81	312	92	40582	11966
15	71,7	19,7	5	99	308	19	22079	1362
16	95,0	25,0	6	95	105	150	9976	14252
17	42,3	30,3	4	258	211	143	8920	6046
Освещение территории	56,8	56,8			115	77	6529	4371
Итого по 0,4 кВ	21507,5						2482667	2921418
Потребители энергии 6–10 кВ								
2а	3600,0		34		87	171	313200	615600
2б	15120,0		69		87	171	1315440	2585520
3	900,0		17		23	98	20700	88200
8	1350,0		21		70	98	94500	132300
Итого по 6–10 кВ	20970,0						1743840	3421620
Всего	42477,5						4226507	6343038

m

1

X_0

99

Y_0

149

Для уменьшения занимаемой площади цеха рекомендуется применять малогабаритные цеховые комплектные трансформаторные подстанции (КТП) с так называемым «объемным» (нелинейным) расположением электрооборудования, выполненным по упрощенным схемам, со стационарными аппаратами для уменьшения занимаемой ими площади цеха. КТП и КРУ с более сложными схемами, развитой автоматикой, выкатными аппаратами следует применять для соответствующих объектов первой категории с надлежащим обоснованием.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					18	

Отдельно стоящие цеховые ТП используют редко, когда невозможно или нецелесообразно размещать их в цехах, например компрессорных и насосных с сжиженными газами, в помещениях с горючими газами с плотностью 0,8 по отношению к воздуху, при открыто установленных вращающихся печах и др.

РП рекомендуется встраивать в производственные здания и совмещать с ближайшими ТП с учетом блокировки зданий и компактности генплана, если при этом обеспечиваются нормальные подходы электрических коммуникаций к нему.

Внутрицеховые ТП (с доступом оборудования непосредственно из цеха) рекомендуется размещать преимущественно у колонны или возле каких-либо постоянных внутрицеховых помещений с таким расчетом, чтобы не занимать подкрановых площадей.

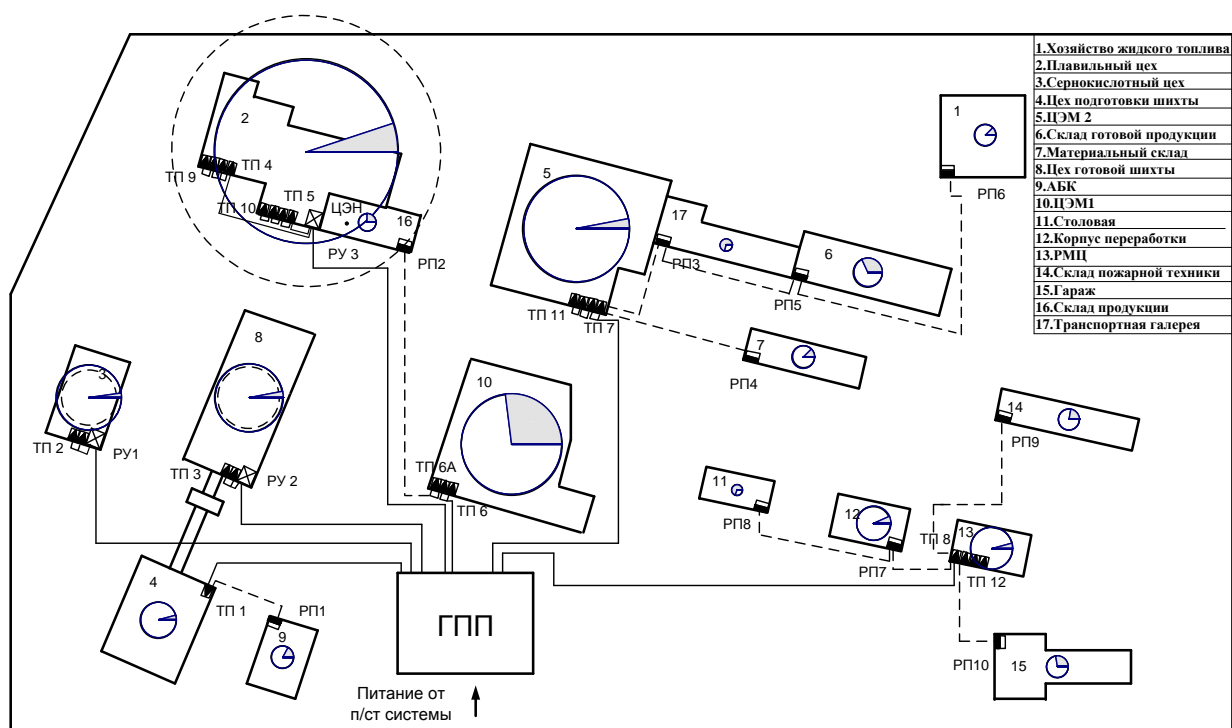


Рисунок 1 – Генплан предприятия с картограммами нагрузок

3 Проектирование систем внешнего электроснабжения

3.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75–100 МВт и более), средней (от 5–7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП).

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его надругом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

3.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение. Определим нестандартное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стилла, кВ:

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_p}, \quad (25)$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, равное 4,7 км;

P_p – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, представлена в таблице 1, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{5 + 16 \cdot 42,5} = 113,6.$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ:

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (26)$$

где $U'_{ст}, U''_{ст}$ – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$110 \leq 113,6 \leq 220.$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения с разными напряжениями питания 110 кВ и 220 кВ.

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T}, \quad (27)$$

где S_p – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_T – число трансформаторов.

$$S_T \geq \frac{44197,0}{0,7 \cdot 2} = 31569,3.$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_H = 40000$ кВ·А.
 Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о. е.:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_H} \leq 0,6 \div 0,75, \quad (28)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{44197,0}{2 \cdot 40000} = 0,55 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, о. е.:

$$K_3^{ав.р.} = \frac{S_p}{S_H} \leq 1,4, \quad (29)$$

$$K_3^{ав.р.} = \frac{44197,0}{40000} = 1,10 \leq 1,4.$$

Выбираем [2] трансформаторы ТРДН-40000/110 и ТРДН-40000/220.
 Каталожные данные трансформаторов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	S_H , МВ·А	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		u_k , %	I_{xx} , %	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$			
ТРДН 40000/110	40	115	11	34	170	10,5		
ТРДН 40000/220	40	230	11	42	180	10,5		

4 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения обогатительной фабрики

Энергоснабжение обогатительной фабрики предлагается осуществлять по двум схемам (вариантам): (1-й вариант) питание осуществляется от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 110 кВ; (2-й вариант) питание осуществляется от шин 220 кВ воздушной линией от энергосистемы неограниченной мощности.

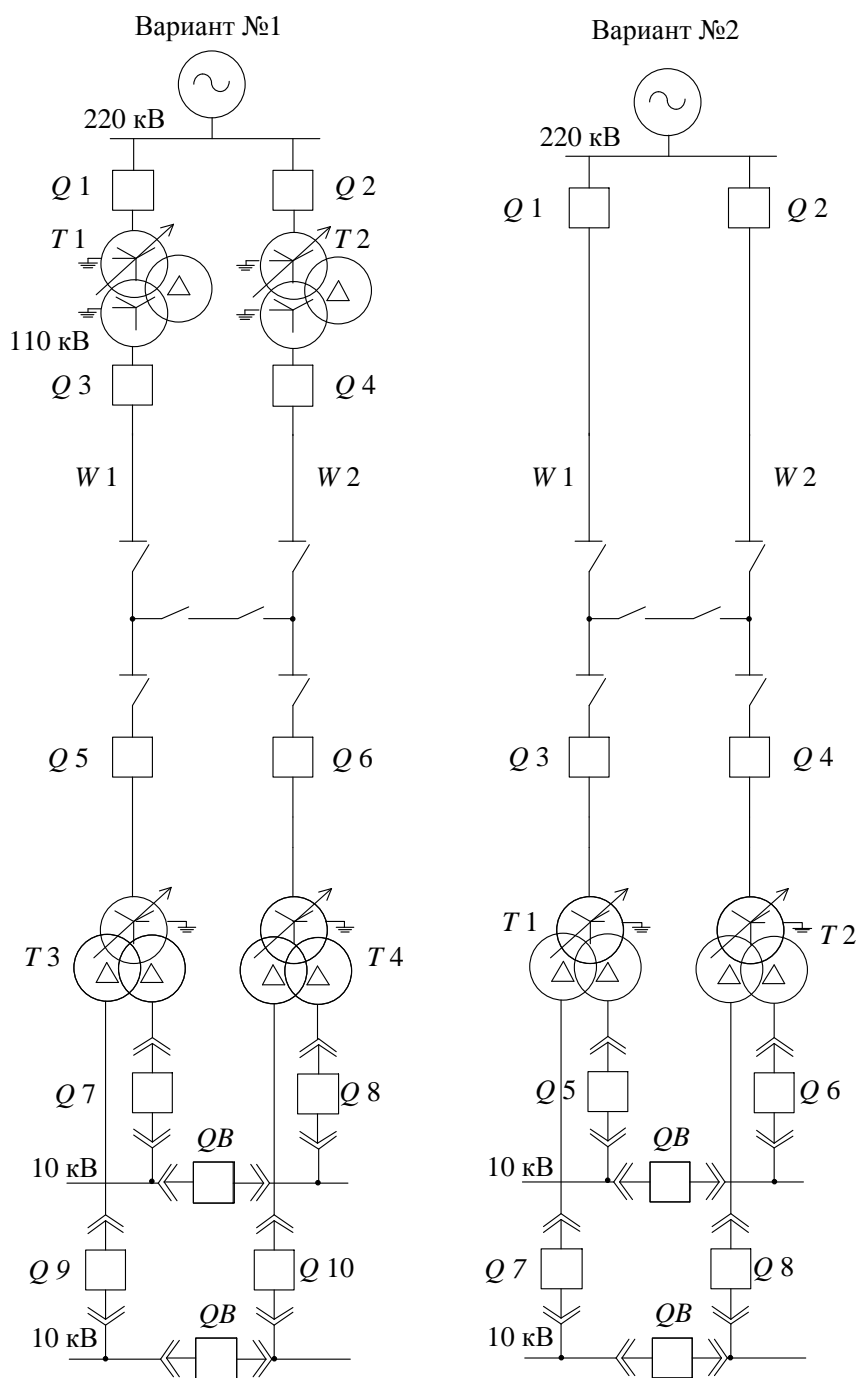


Рисунок 2 – Варианты схем электроснабжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Выбор оптимального варианта производится по формуле приведенных (обоснованных) затрат [1, с.99]:

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \rightarrow \min, \quad (30)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

K_{Σ}, I_{Σ} – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

E принимается как норма дисконта (по ключевой ставке Центробанка), равная 11 %.

4.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (31)$$

где $K_{\text{ЛЭП}}$ – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и выключатели, тыс.руб.;

$K_{\text{ГПП}}$ – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели, тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс.руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}}, \quad (32)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l, \quad (33)$$

где K_0 – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб/км;

l – длина воздушной линии, км

$$K_{\text{В}} = K_Q \cdot n_Q, \quad (34)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя, тыс.руб.;

n_Q – количество выключателей.

Капитальные затраты на ГПП, тыс.руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В(ГПП)}}, \quad (35)$$

$$K_T = K_0 \cdot n_T, \quad (36)$$

где K_0 – стоимость одного трансформатора, тыс.руб.;
 n_T – число трансформаторов ГПП.

$$K_{B(ГПП)} = K_Q \cdot n_Q, \quad (37)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя, тыс.руб.;
 n_Q – количество выключателей.

Общая стоимость оборудования корректируется на территориальный коэффициент 1,4 и коэффициент изменения цен 196,6.

Расчеты капиталовложений по 1 и 2 вариантам представлены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 – Расчет капиталовложений по 1 варианту

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт, длина линии, км	Стоимость единицы, в ценах 1984 г., руб.	Общая стоимость, в ценах 1984 г руб.	Общая стоимость с учетом территориального коэффициента, руб.	Общая стоимость с учетом изменения цен, руб.
Выключатели (ВГТ 110 кВ)	2	25,4	50,9	71,2	14000
Линии (АС-120/19)	5	3,8	38,1	53,4	10500
Итого по линиям Клэп = Клэп + Кв					24500
Выключатели (ВГТ 110 кВ)	2	25,4	50,9	71,2	14000
Трансформаторы (ТРДН-40000/110)	2	31,2	62,5	87,5	17200
Итого по ГПП Кгпп = Кв+Ктр					31200
Всего К = Клэп + Кгпп					55700

Таблица 5 – Расчет капиталовложений по 2 варианту

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт, длина линии, км	Стоимость единицы, в ценах 1984 г., руб.	Общая стоимость, в ценах 1984 г руб.	Общая стоимость с учетом территориального коэффициента, руб.	Общая стоимость с учетом изменения цен, руб.
Выключатели (ВГТ 220 кВ)	2	45,4	90,8	127,2	25000
Линии (АС240/39)	5	4,8	47,6	66,6	13100
Итого по линиям Клэп = Клэп + Кв					38100
Выключатели (ВГТ 220 кВ)	2	45,4	90,8	127,2	25000
Трансформаторы (ТРДН-40000/220)	2	39,6	79,2	110,9	21800
Итого по ГПП Кгпп = Кв+Ктр					46800
Всего К = Клэп + Кгпп					84900

4.2 Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат

Суммарные ежегодные издержки в сравниваемых вариантах схем внешнего электроснабжения, тыс.руб/год [1, с.99-105]:

$$I_{\text{ГПП}} = I_a + I_o + I_{\text{пэ}}, \quad (38)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

I_o – расходы по обслуживанию, тыс. руб/год;

$I_{\text{пэ}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб/год.

Затраты на амортизацию, тыс. руб:

$$I_a = N_a \cdot K, \quad (39)$$

где N_a – норма амортизации, определяется с учетом срока полезного использования.

$$N_a = \frac{1}{T}, \quad (40)$$

где T – срок полезного использования [1, табл.6.1].

Затраты на обслуживание, тыс. руб. [1, табл.6.2]:

$$I_o = N_o \cdot K, \quad (41)$$

где H_0 – норма по обслуживанию

Расчет ежегодных издержек по 1 и 2 вариантам представлены в таблицах 6, 7.

Таблица 6 – Расчет ежегодных издержек по 1 варианту

Показатель	Капитальные затраты	Норма амортизации	Норма обслуживания	Расчетная величина
Затраты на амортизацию в том числе				
ЛЭП	10500	0,08		875,0
Трансформаторы	17200	0,06		955,6
Выключатели	28000	0,06		1555,6
Итого затраты на амортизацию				3386,1
Затраты на обслуживание, в том числе				
ЛЭП	10500		0,008	84,0
Трансформаторы	17200		0,059	1014,8
Выключатели	28000		0,059	1652,0
Итого затрат на обслуживание				2750,8
Всего ежегодных издержек				6136,9

Таблица 7 – Расчет ежегодных издержек по 2 варианту

Показатель	Капитальные затраты	Норма амортизации	Норма обслуживания	Расчетная величина
Затраты на амортизацию в том числе				
ЛЭП	13100	0,08		1091,7
Трансформаторы	21800	0,06		1211,1
Выключатели	50000	0,06		2777,8
Итого затраты на амортизацию				5080,6
Затраты на обслуживание, в том числе				
ЛЭП	13100		0,008	104,8
Трансформаторы	21800		0,059	1286,2
Выключатели	50000		0,059	2950,0
Итого затрат на обслуживание				4341,0
Всего ежегодных издержек				9421,6

4.3 Стоимость годовых потерь электроэнергии

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{пэ} = \beta \cdot \Delta Э, \quad (42)$$

где $\Delta Э$ – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;

β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс. руб./кВт·ч.

$$\Delta Э_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau, \quad (43)$$

где $\Delta P_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;
 τ – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (44)$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки, ч.
 Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{n}, \quad (45)$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;
 l – длина воздушной линии, км;
 n – количество параллельно подключенных цепей, шт.
 Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{НОМ.T}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (46)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт [2];
 $\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [2].
 Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta \mathcal{E}_T. \quad (47)$$

Средняя себестоимость принимается 2,35 руб./кВт·ч (без НДС).
 Результаты расчетов потерь электроэнергии представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет потерь электроэнергии

Показатель	Варианты	
	1	2
T_{\max} , ч	4300	
τ , ч	2689	
$\Delta P_{ВЛ}$, кВт	100,5	12,5
$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ}$, кВт·ч	270186,2	33637,6
$\Delta \mathcal{E}_T$, кВт·ч	874682,5	1031254,5
$\Delta \mathcal{E}$, кВт·ч	1144868,8	1064892,1
$I_{пэ}$, тыс. руб.	2690,4	2502,5

Результаты расчетов капиталовложений, ежегодных издержек и потерь электроэнергии представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Техничко-экономическое сравнение вариантов

Показатель	Варианты	
	1	2
Капитальные вложения, тыс. руб.	55700	84900
Ежегодные издержки,		
Всего, тыс. руб./год в т.ч.	8827,4	11924,1
На амортизацию, тыс. руб./год	3386,1	5080,6
На обслуживание, тыс. руб./год	2750,8	4341,0
Потери, тыс. руб./год	2690,4	2502,5
Обоснованные затраты, тыс. руб./год	13891,0	19642,2

Выводы: выбираем вариант 1, т. к. он имеет наименьшие обоснованные затраты.

5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}}, \quad (48)$$

где $Q_{\text{НБК1}}$ и $Q_{\text{НБК2}}$ – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

5.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки, $\text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}.$$

Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{\text{мин}}$ одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок:

$$N_{\text{мин}} = \frac{P_{\text{ср}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}}} + \Delta N, \quad (49)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену, принимаем равной $P_{\text{р}}$, кВт;

K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о.е.;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{\text{опт}}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от $N_{\text{мин}}$ на величину m .

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{мин}} + m, \quad (50)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы [4].

Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов цеха подготовки шихты.

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{779,6}{3055,8} = 0,26.$$

1. Учитывая величину нагрузки, принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 1000 кВ·А и с коэффициентом загрузки 0,7.

2. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\text{мин}} = \frac{549}{0,7 \cdot 1000} + 0,22 = 1.$$

3. Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = 1 + 0 = 1.$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор цеховых трансформаторов

ТП	Место расположения	Потребитель э/э	P_p , кВт	Q_p , кВт	Количество тр-ров	$\sigma_{\text{н}}$, кВ·А/м ²	$S_{\text{ном.т}}$, кВ·А	K_3	ΔN	$N_{\text{мин}}$	m	$N_{\text{пт}}$
ТП1	Цех №4	Цех №4, 9	549,0	553,5	1	0,26	1000	0,7	0,22	1	0	1
ТП2	Цех №3	Цех №3	1285,8	1300,6	2	1,25	1000	0,7	0,16	2	0	2
ТП3	Цех №8	Цех №8	1382,3	1170,1	2	0,69	1000	0,7	0,03	2	0	2
ТП4, ТП9	Цех №2	Цех №2	5082,8	1677,3	2/2	2,14	1600	0,8	0,03	2/2	0	2/2
ТП5, ТП10	Цех №2	Цех №2	5082,8	1677,3	2/2	2,14	1600	0,8	0,03	2/2	0	2/2
ТП6, 6А	Цех №10	Цех №10, 16	3043,9	2665,0	2/1	0,64	1600	0,7	0,28	3	0	3
ТП7, ТП 11	Цех №5	Цех №1, 5, 6, 7, 17	3814,2	4339,6	2/2	0,52	1600	0,7	0,59	2/2	0	2/2
ТП8, ТП 12	Цех №13	Цех №11, 12, 13, 14, 15	1114,8	695,0	2/2	0,17	400	0,7	0,02	2/2	0	2/2

5.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для цеха подготовки шихты, используя данные таблицы 5.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар:

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}})^2 - P_p^2}, \quad (51)$$

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(1 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 549,0^2} = 439,1.$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар:

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_p - Q_{\text{макс.Т}}, \quad (52)$$

$$Q_{\text{НБК1}} = 553,5 - 439,1 = 114,4.$$

Дополнительная мощность $Q_{\text{НБК2}}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар:

$$Q_{\text{НБК2}} = Q_p - Q_{\text{НБК1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (53)$$

$$Q_{\text{НБК2}} = 553,5 - 114,4 - 0,68 \cdot 1 \cdot 1000 = -240,9.$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{p1} = 15$ (Сибирь, количество рабочих смен – 2) и $K_{p2} = 2$ (длина участка до первого трансформатора менее 0,5 км) и магистральной схемы питания цеховой ТП, равный 0,68 [4].

Так как $Q_{\text{НБК2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{НБК2}}$ принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха составит, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = 114,4 + 0 = 114,4.$$

Расчетную мощность НБК $Q_{\text{НБК}}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок [4].

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{НБК1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{НБК1}}$ будет равна нулю).

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 11.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Таблица 11 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

ТП	$Q_{\text{макс.Т}}$	$Q_{\text{НБК1}}$	$Q_{\text{НБК2}}$	$Q_{\text{НБК}}$	$Q_{\text{НБК.станд}}$	Кол-во	Тип НБК
ТП1	439,1	114,4	0	114,4	133	1	УКМ 58-04-133-33,3У3
ТП2	548,2	752,4	0	752,4	402	2	УКМ 58-04-402-67У3
ТП3	241,9	928,3	0	928,3	536	2	УКМ 58-04-536-67У3
ТП4, ТП9	626,0	1051,3	0	1051,3	268	4	УКМ 58-04-268-67У3
ТП5, ТП10	626,0	1051,3	0	1051,3	268	4	УКМ 58-04-268-67У3
ТП6, ТП6А	1416,9	1248,1	0	1248,1	402	3	УКМ 58-04-402-67У3
ТП7, ТП 11	2340,4	1999,2	0	1999,2	536	4	УКМ 58-04-536-67У3
ТП8, ТП 12	111,9	583,2	0	583,2	150	4	УКМ 58-04-150-30У3

5.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 6 – 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6 – 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 6 – 10 кВ предприятия имеет вид:

$$Q_{\text{рΣ}} - Q_{\text{ВБК}} - Q_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБКфакт}} = 0, \quad (54)$$

где $Q_{\text{сдΣ}}$ – суммарная реактивная мощность вырабатываемая синхронными двигателями, квар.

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из формулы, квар:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{\text{рΣ}} - Q_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБКфакт}}, \quad (55)$$

$$Q_{\text{ВБК}} = 17435,7 - 12318,5 + 2648,4 - 8103 = -337,4.$$

Установка ВБК не требуется.

6 Выбор кабельных линий

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка ГПП-ТП4.

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

$$I_p = \frac{4 \cdot 1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 185.$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{4 \cdot 1600}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 370.$$

По справочным материалам выбираем кабель марки АПвП из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой [1]. Определяем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

По [1] находим, что допустимая перегрузка K_3 составляет 1,2. Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем по [1] равным 0,8. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению $I_{\text{доп}}$.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А:

$$I_{\text{доп.расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (56)$$

$$I_{\text{доп.расч}} = \frac{370}{1 \cdot 0,8 \cdot 1,2} = 385.$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По [1] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель АПвП с сечением жилы 240 мм^2 с $I_{\text{доп}} = 428 \text{ А}$.

Следовательно, выполняется условие:

$$I_{\text{доп.расч}} = 385 \leq I_{\text{доп}} = 428.$$

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представим в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	Длина, м	S_p , кВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{доп.расч}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$F_{\text{ст}}$, мм ²	Марка кабеля
ГПП-ТП1	61	1000,0	10	29	58	60	195	50	АПвП
ГПП-РУ1, ТП2	121	3285,7	10	85	170	177	195	50	АПвП
ГПП-РУ2, ТП3	78	3776,3	10	109	218	227	298	120	АПвП
ГПП-РУ3, ТП4,5,9,10	139	18909,5	10	273	364	380	428	240	АПвП
ГПП-ТП6	21	4800,0	9	154	308	321	371	185	АПвП
ГПП-ТП7, ТП11	110	6400,0	10	185	370	385	428	240	АПвП
ГПП-ТП8, ТП12	147	1600,0	11	42	84	88	195	50	АПвП

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АВВГ, а расчет проводим учитывая экономическую плотность тока, по [1] равную $1,5 \text{ А/мм}^2$.

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм²:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{эк}}}.$$

Результаты расчетов представим в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	Длина, м	S_p , кВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	Количество цепей	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	F , мм ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	Марка кабеля
ТП1-РП1	21	157,7	0,4	2	114	228	152	185	390	АВВГ
ТП6-РП2	72	120,3	0,4	2	87	174	116	120	295	АВВГ
ТП7-РП3	30	328,4	0,4	3	158	237	158	185	390	АВВГ
ТП7-РП4	43	210,9	0,4	2	152	305	203	240	465	АВВГ
РП3-РП5	39	280,0	0,4	3	135	202	135	150	340	АВВГ
РП5-РП6	86	198,4	0,4	2	143	287	191	240	465	АВВГ
ТП8-РП7	17	461,6	0,4	3	222	334	222	240	465	АВВГ
РП7-РП8	39	44,5	0,4	1	64	64	43	50	165	АВВГ
ТП8-РП9	56	158,0	0,4	2	114	228	152	185	390	АВВГ
ТП8-РП10	32	101,6	0,4	2	73	147	98	120	295	АВВГ

7 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [5], при базисных условиях.

Для выбора и проверки электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

начальное значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

начальное значение апериодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

ударный ток КЗ.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 3.

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2015Professional и представлен в Приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_6 , кВ	I_6 , кА	$I_{по} = I_{пв}$, кА	$i_{уд}$, кА
K1	115	0,502	3,144	8,18
K2	10,5	5,499	13,571	34,547
K3	10,5	5,499	13,359	34,007
K4	0,4	144,339	13,475	19,056

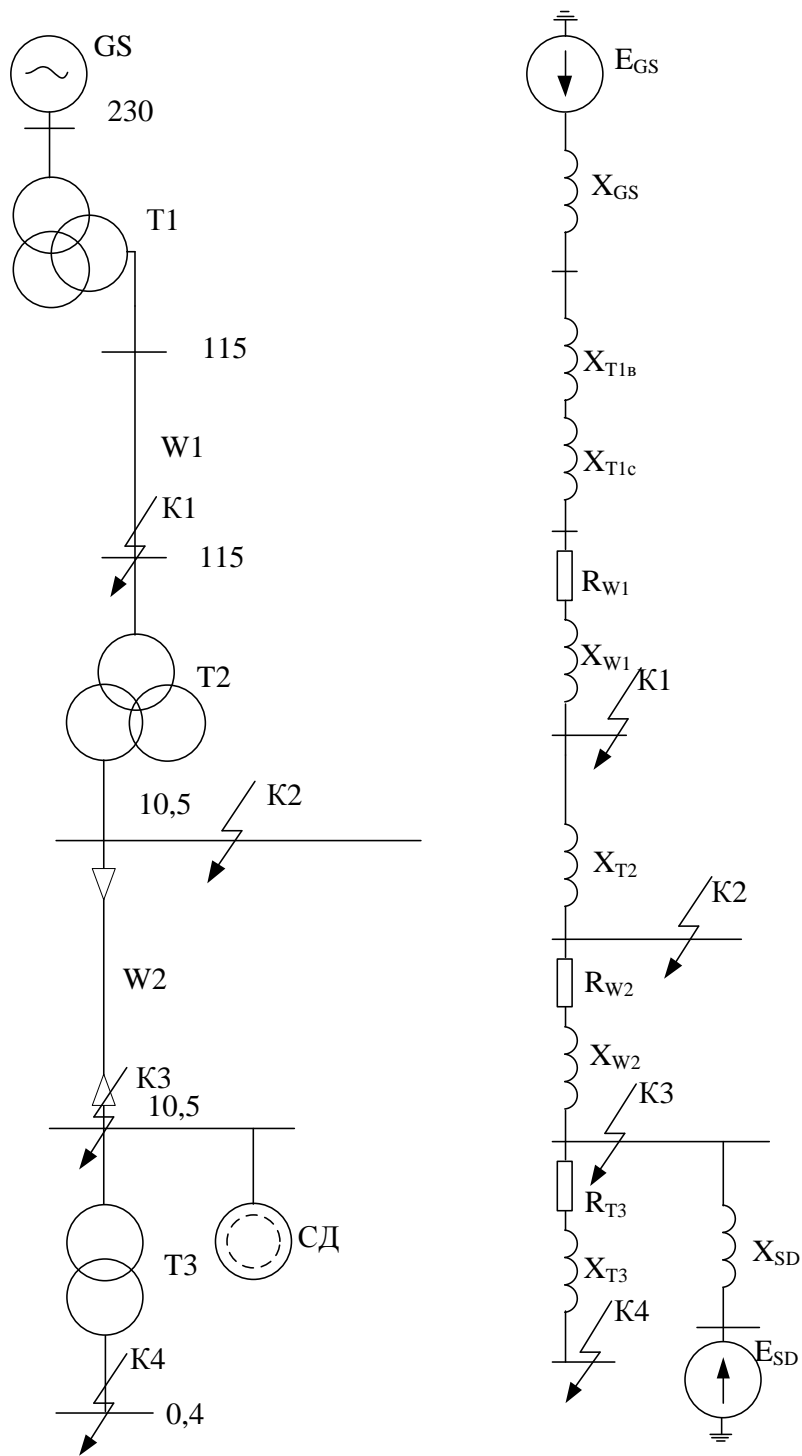


Рисунок 3 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

8 Выбор оборудования

8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq I_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока $KЗB_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

8.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТРДН-40000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (57)$$

$$I_{номВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН}, \quad (58)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 210 = 294.$$

Таблица 15 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВТБ-110-2500/40 УХЛ1	Разъединитель РГНП.2-110/1000 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{ кВ}$	$U_{ном} = 110\text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 294\text{А}$	$I_{ном} = 2500\text{ А}$	$I_{ном} = 1000\text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 3,144\text{кА}$	$I_{отк.ном} = 40\text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5\text{ кА}$
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 8,18\text{кА}$	$I_{пр.скв} = 100\text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 80\text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,144^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 2,97\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Выключатель ВТБ-110-2500/40 УХЛ1 – элегазовый баковый выключатель наружной установки на номинальный ток 2500А, номинальный ток отключения 40 кА, номинальное напряжение 110 кВ.

Разъединитель высоковольтный типа РГНП.2-110/1000 УХЛ1 предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 110 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

8.1.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТРДН-40000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1156,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}}, \quad (60)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot 1156 = 1598.$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 16 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/1600
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1598$	$I_{\text{ном}} = 1600$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 13,571\text{кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20\text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$	$i_y = 34,547\text{кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 51\text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 13,571^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 55,25\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий

Выбор оборудования производим по наиболее нагруженной КЛ, а именно ГПП-ТП4.

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

$$I_{\text{рКЛ}} = \frac{S_{\text{р}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (61)$$

$$I_{\text{рКЛ}} = \frac{5352,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 155,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{\text{рКЛ}}, \quad (62)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot 196 = 392.$$

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 17– Проверка условий выбора выключателя и разъединителя цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/630
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 392$	$I_{\text{ном}} = 630$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 13,571\text{кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20\text{ кА}$
$i_{\text{у}} \leq I_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{у}} = 34,547\text{кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 51\text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 13,571^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 55,25\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 3 = 1200\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ используем рассчитанные выше выключатели ВВР-10-20/630.

8.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

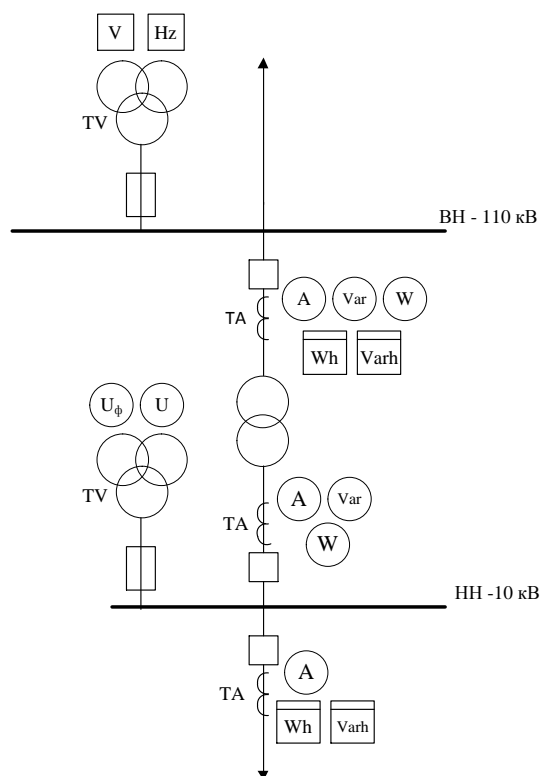


Рисунок 4 – Измерительные приборы в цепи подстанции

На ВН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 18 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	A	B	C	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д304
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Итого:	1,6		1,6	

Таблица 19 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,6		0,6	Д304Б
Итого:	1,6		1,6	

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = 1,6, \quad (63)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,6. \quad (64)$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}}}{I_2^2}, \quad (65)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064,$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2}, \quad (66)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064.$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

8.2.1 Выбор ТТ на стороне ВН

На стороне ВН принимаем ТВТ-110-I-300/5.

$$I_{\text{раб.макс}} = 294$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}} \quad (67)$$

где r_k – сопротивление контактов, Ом;
 Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (68)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036.$$

Сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (69)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{1,036} = 1,64,$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

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

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,42.$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,064 + 0,1 + 0,42 = 0,58.$$

Таблица 20 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне высшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-110-I-300/5
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}}=294 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=300 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2=0,58 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_k=0,026 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k=0,27 \text{ кА}^2\text{с}$

8.2.2 Выбор ТТ на стороне НН

На стороне НН принимаем ТПОЛ-10-1600/5.

$$I_{\text{раб.макс}} = 1598.$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}},$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036.$$

Сечение проводов, мм²:

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

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{1,036} = 0,28,$$

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

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

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08.$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,064 + 0,1 + 0,08 = 0,25.$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица 21 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТПОЛ-10-1600/5
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1598 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (k_T I_{ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 0,786 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 1,92 \text{ кА}^2 \text{ с}$

8.2.3 Выбор ТТ в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной КЛ ГПП-ТП4, рассчитанной вышевыбираем трансформатор тока ТЛК-10-400/5 УЗ.

Таблица 22 – Нагрузки трансформаторов тока на кабельной линии

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э379	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
Счетчик реактивной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
Итого		0,6		0,6

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 0,6,$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 392.$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2ном} = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пров}},$$

где r_k – сопротивление контактов, Ом;
 Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k,$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,28.$$

Сечение проводов, мм²:

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

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,28} = 1,05.$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;
 $l_{\text{расч}}$ – длина провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

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

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08.$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,024 + 0,1 + 0,08 = 0,20.$$

Таблица 23 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-400/5 УЗ
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 309 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (k_T I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_k = 0,029 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 0,48 \text{ кА}^2 \text{ с}$

8.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 < S_{2 ном}$.

Таблица 24 – Измерительные приборы на подстанции ВН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
ВН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	4	8	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	4	16	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Таблица 25 – Измерительные приборы на подстанции НН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
НН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	6	12	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	6	24	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (70)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = \sqrt{(4 + 4 + 8 + 16 + 2)^2 + 0^2} = 5,8,$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (71)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = \sqrt{(4 + 4 + 12 + 24 + 2)^2 + 0^2} = 6,8.$$

Выбираем ЗНГ-110-У1, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 120 \cdot 3 = 360 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем НАМИ-10 У2, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблица 26 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 5,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{ном}} = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 6,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{ном}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают $1,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых жил. Для ВН и НН возьмем кабель АКРВГ $2,5 \text{ мм}^2$.

8.4. Выбор шин

Для РУ напряжением 35 кВ и выше используются гибкие шины, выполненные проводами АС. В установках напряжением до 20 кВ применяются жесткие алюминиевые шины с сечением различной формы. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновку выбираем по длительно допустимому току. Определение сечения шин производится по условию нагрева, т.е. по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по условию нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Допущения при выборе гибких шин:

- шины выполнены из голых проводов на открытом воздухе, на термическую стойкость короткого замыкания не проверяют;
- гибкие шины РУ при $I_{\text{по}} < 20 \text{ кА}$ не проверяют на электродинамическое действие токов КЗ;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

в) проверка по условиям короны выполняется при напряжении 110 кВ и выше.

8.4.1 На стороне ВН

Принимаем гибкие шины из сталеалюминиевого провода АС-120/19.

$$I_{\text{раб.макс}} = 232 \text{ А},$$

$$I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}.$$

Условие выбора шин по току $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ выполняется.

Проверка шин на термическое и электродинамическое действие тока КЗ не производится.

8.4.2 На стороне НН

Принимаем жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения. Выбираем сечение шин ($h=100$ мм, $b=8$ мм), расположение плашмя.

$$S = b \cdot h = 8 \cdot 100 = 800 \text{ мм}^2.$$

Проверка по допустимому току, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = 1598 \leq I_{\text{доп}} = 1625,$$

Проверка на термическую устойчивость:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где C – коэффициент, принимаемый 91 для алюминиевых шин.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{55,25 \cdot 10^6}}{91} = 82 \text{ мм}^2 \leq 1000 \text{ мм}^2.$$

Проверка на механическую прочность:

Наибольшее удельное усилие, Н/м:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a},$$

где a – расстояние между фазами, для КРУ равно 0,3 м;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$i_y^{(3)}$ – ударный ток на стороне низшего напряжения, кА.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(13,571)^2}{0,3} = 106.$$

Изгибающий момент, Н·м:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10},$$

$$M = \frac{106 \cdot 1,5^2}{10} = 23,9.$$

Механическое напряжение в материале шин, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{23,9}{13,3} = 1,8 < \sigma_{\text{доп}},$$

где W – момент сопротивления шин, установленных на ребро, см³;

$\sigma_{\text{доп}} = 82$ МПа – допустимое механическое напряжение в материале шин из алюминия.

$$W = \frac{h^2 \cdot b}{6},$$

$$W = \frac{10^2 \cdot 0,8}{6} = 13,3.$$

8.5 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, для оперативных включений и отключений электрических цепей напряжение до 1000 В.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- 1) Напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) Условию длительного нагрева $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$;
- 3) Току отключения автомата $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}},$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot 2309 = 3233.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА75-47 [4].

Таблица 27 – Проверка условий выбора автоматического выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВА75-47
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 3233 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 13,475 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 60 \text{ кА}$

8.6 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

ОПН-П/ЗЭУ-110/40,5/10/550 УХЛ1 – предназначены для защиты электрооборудования в сетях с эффективно заземленной нейтралью, напряжением 110 кВ.

ОПН–КР/ТЕЛ–10/12.0 УХЛ2– предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ 2-10.

Таблица 28– Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные	
	ОПН-П/ЗЭУ-110/40,5/10/550 УХЛ1	ОПН–КР/ТЕЛ–10/12.0 УХЛ2
$U_{\text{ном}}$, кВ	110	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{\text{НР}}$, кВ	40,5	12,0
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	140	3,70

8.7 Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ

Предохранитель – аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

На напряжение 6 – 10 кВ понижающих цеховых КТП устанавливаем и защиты трансформаторов напряжения применяем предохранители ПКТ.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) Номинальный ток $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$;
- 3) Отключающая способность $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$;
- 4) Номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{в.ном}}$

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}}$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номВН}},$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot 92 = 129.$$

Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора, А:

$$I_{\text{в.ном}} \geq 2 \cdot I_{\text{номВН}},$$

$$I_{\text{в.ном}} = 2 \cdot 92 = 185.$$

По [4] для трансформатора мощностью 1600 кВА и его номинального тока на стороне 10 кВ определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителя, он равен 150 А.

Выбираем предохранитель ПКТ1-10-150-20УЗ [3].

Таблица 29 – Каталожные данные предохранителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Плавкий предохранитель ПКТ1-10-150-20УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 129 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 13,359 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$

8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, шкафов КРУ, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВ·А.

Таблица 30 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Электроприемник	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
Шкафы РЗ	0,5	14	7
Шкафы КРУ	0,6	14	8,4
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Нагрузка потребляемая оперативными цепями	1,8	1	1,8
Маслохозяйство	75	1	75
Итого:			96,2

Для рассматриваемой подстанции принимаем два ТСЗ-160/10.

9 Расчет молниезащиты и заземления ГПП

9.1 Расчет заземляющего устройства ГПП

При прикосновении человека к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением или к металлическим частям, которые оказываются под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции токоведущих частей, может произойти поражение электрическим током.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения и шага.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, является рабочим заземлением.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть, Ом:

$$R_H \leq 0,5, \quad (72)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А

Необходимо рассчитать заземление ГПП 110/10 кВ имеющей два трансформатора с эффективно заземленной нейтралью 110 кВ. Для питания собственных нужд имеются трансформаторы напряжением 10/0.4 кВ; РУ – 110 кВ – открытого типа (ОРУ); РУ – 10 кВ – закрытого типа (ЗРУ).

На ГПП контурное заземление выполняется из вертикальных и горизонтальных электродов.

Для выполнения заземляющего контура используются вертикальные стержневые заземлители из стержней диаметром $d = 0,018$ м и длиной $L = 3$ м. Глубина заложения электродов в землю $t_{\text{полосы}} = 0,7$ м. Расстояние между электродами $h = 5$ м. Вертикальные электроды соединены стальной полосой сечением 40×4 мм².

Удельный расчетный коэффициент сопротивления грунта, Ом·м:

$$\rho = \frac{(\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L)}{(\rho_1 \cdot (L - H + t_{\text{полосы}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полосы}}))}, \quad (73)$$

$$\rho = \frac{(50 \cdot 60 \cdot 3)}{(50 \cdot (3 - 2 + 0,7) + 60 \cdot (2 - 0,7))} = 55,2,$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом·м;
 ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом·м;
 L – длина вертикального заземлителя, м;
 H – толщина верхнего слоя грунта, равна 2 м;
 $t_{\text{полосы}}$ – глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

Сопротивление одного вертикального заземлителя, Ом:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot k_1}{L} \cdot \left(\log \left(\frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \log \left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \right), \quad (74)$$

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 54,3 \cdot 1,65}{2,5} \cdot \left(\log \left(\frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,018} \right) + \frac{1}{2} \cdot \log \left(\frac{4 \cdot 2,45 + 3}{4 \cdot 2,45 - 3} \right) \right) = 29,8,$$

где k_1 – климатический коэффициент для вертикальных электродов, равный 1,65 о. е.;

d – диаметр стержня, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины заземлителя, равный 2,45 м.

Предполагаемое количество вертикальных заземлителей, шт.:

$$n_{\text{пр}} = \frac{r_B}{R_H \cdot \eta_B}, \quad (75)$$

где η_B – коэффициент использования вертикальных заземлителей, равный 0,74 о. е.

$$n_{\text{пр}} = \frac{29,8}{0,5 \cdot 0,74} = 81.$$

Сопротивление горизонтального заземлителя, Ом:

$$r_G = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho_1}{l_G \cdot \eta_G} \cdot \log \left(\frac{l_G^2}{b \cdot t_{\text{полосы}}} \right), \quad (76)$$

$$r_G = \frac{0,366 \cdot 4 \cdot 50}{192 \cdot 0,52} \cdot \log \left(\frac{192^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 7,8,$$

где b – ширина стальной полосы, м;

l_G – длина горизонтально заземлителя, м;

k_2 – климатический коэффициент для горизонтальных электродов, равный 4 о. е.;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

η_{Γ} – коэффициент использования горизонтальных электродов, равный 0,52 о. е.

Полное сопротивление вертикальных заземлителей, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{H}} \cdot r_{\Gamma}}{r_{\Gamma} - R_{\text{H}}}, \quad (77)$$

$$R = \frac{0,5 \cdot 7,8}{7,8 - 0,5} = 0,5.$$

С учетом полного сопротивления вертикальных заземлителей уточнённое количество вертикальных заземлителей с учётом соединительной полосы определяется по формуле, шт:

$$n = \frac{r_{\text{В}}}{R \cdot \eta_{\text{В}}}, \quad (78)$$

$$n = \frac{29,8}{0,5 \cdot 0,74} = 75.$$

Принимаем к установке 75 вертикальных заземлителей, общая длина горизонтального заземлителя 192 м при среднем расстоянии между вертикальными заземлителями 2,65 м. Окончательное расстояние между вертикальными заземлителями вдоль соединительной полосы указывается на плане заземляющего устройства.

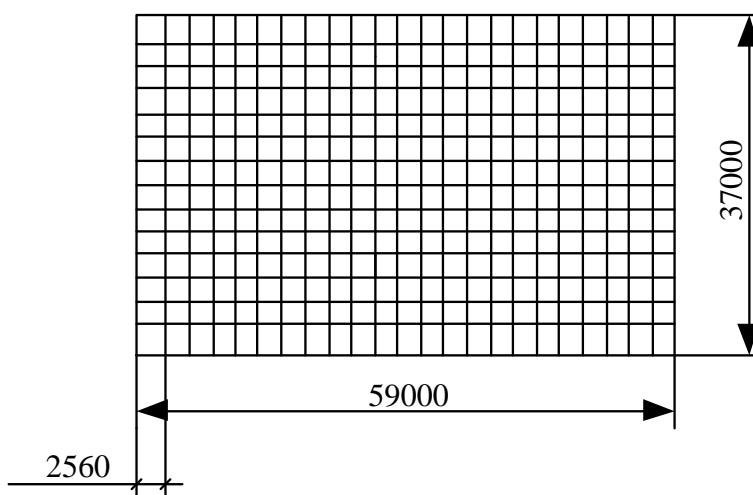


Рисунок 5 – Схема заземляющего устройства

9.2 Расчет молниезащиты ГПП

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование подстанции, при котором возможны разрушения, загорание, взрывы оборудования при прохождении по нему тока молнии. Ток молнии вызывает электромагнитное, тепловое и механическое воздействие на объекты.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных.

Рассчитаем двойные стержневые молниеотводы одинаковой высоты.

Высота зоны защиты над землей (при $h = 16$), м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (79)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 16 = 13,6.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (80)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 16) \cdot 16 = 17,1.$$

Радиус зоны защиты на высоте над землей, м

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (81)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 16) \cdot \left(16 - \frac{9,2}{0,85} \right) = 5,5.$$

Определим высоту средней части молниеотвода, при $L_1 > h$, ($18\text{м} > 16\text{м}$), м:

$$h_{c1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l - h),$$

$$h_{c1} = 13,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16) \cdot (18 - 16) = 13,3.$$

Определим радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_{c1} = r_0 = 17,1$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Определим радиус защиты на высоте h_x над землей, м:

$$r_{cx1} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c},$$

$$r_{cx1} = \frac{17,1 \cdot (13,3 - 9,2)}{13,3} = 5,2.$$

Определим высоту средней части молниеотвода, при $L_2 \leq h$, ($15\text{м} \leq 16\text{м}$), м:

$$h_{c2} = h_0 = 13,6$$

Определим радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_{c2} = r_0 = 17,1$$

Определим радиус защиты на высоте h_x над землей, м:

$$r_{cx2} = r_x = 5,5$$

Количество молниеотводов примем равным 6.

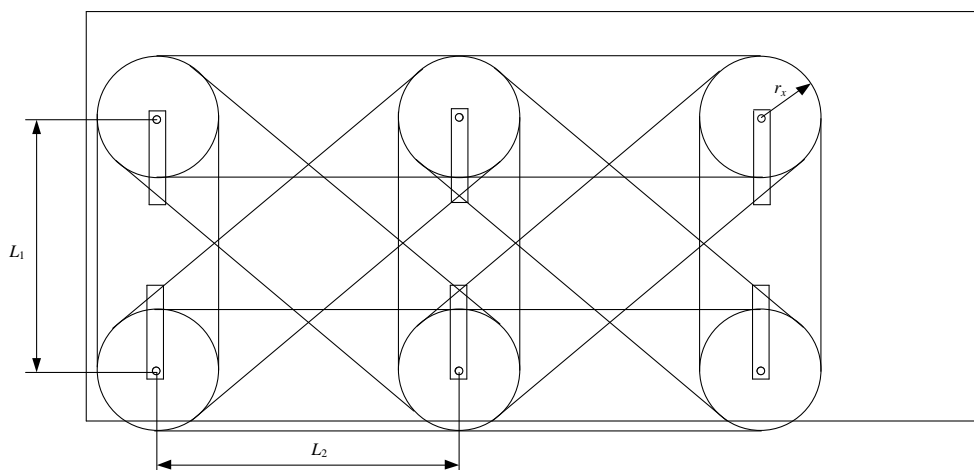


Рисунок 6 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода равной длины

10 Релейная защита силового трансформатора ТРДН–40000/110

Повреждения и ненормальные режимы работы.

Основные повреждения:

- между или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызывать повреждения изоляции токоведущих частей.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора. От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия, газовая защита и защита от однофазных КЗ (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижения напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ, и как следствие - снижение напряжения, возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени $-t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t$.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования, и соответственно, к ускоренному износу изоляции, и ее повреждению.

Так как перегрузка это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

10.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1. TA1, TA2 (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^B},$$

$$I_H^B = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210.$$

где S_H – мощность трансформатора, кВ·А;

U_H^B – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{TA1}^{\text{расч}} = I_H^B \cdot k_{\text{сх}}, \quad (82)$$

$$I_{TA1}^{\text{расч}} = 210 \cdot \sqrt{3} = 364,$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «треугольник», $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ-110-I-300/5:

– номинальный ток $I_{\text{ном}} = 300$ А;

– коэффициент трансформации $n_{TA1} = 300/5$.

2. Выбираем трансформаторы напряжения TV1 –на стороне ВН и TV2 – на стороне НН:

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{110000}{100}. \quad (83)$$

Тип TV1 – ЗНГ-110-У1.

$$n_{TV2} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{10000}{100}.$$

Тип TV2 – НАМИ-10 У2.

10.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем дифференциальную токовую защиту. Комплект защиты: блок SEPAM1000.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = 4 \cdot I_{Н}^B, \quad (84)$$

$$I_{сз} = 4 \cdot 210 = 841.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА1}}, \quad (85)$$

$$I_{ср} = 841 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 24,3,$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, для схемы «треугольник» принимают $\sqrt{3}$;

$n_{ТА1}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока ТА1.

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (86)$$

$$k_{ч} = \frac{2543}{841} = 3,02 \geq 2,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

10.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок SEPAM1000.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = \frac{k_{Н} \cdot k_{сз}}{k_{В}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (87)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 294 = 830,9,$$

где $k_{Н}$ – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

$k_{В}$ – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН.

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{H}}^{\text{B}}, \quad (88)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot 210 = 294.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА2}}},$$

$$I_{\text{ср}} = 830,9 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 13,8.$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2543}{830,9} = 3,1 \geq 1,5,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{см.эл}} + \Delta t, \quad (89)$$

$$t_{\text{сз}} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

10.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок SEPAM1000.

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{H}}}{k_{\text{B}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (90)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 294 = 363,5,$$

где k_{H} – коэффициент надежности, равный 1,05;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

k_B – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{cp} = I_{c3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{TA2}},$$

$$I_{cp} = 363,5 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 6,1.$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{c3I} = 9 - 10$ с – сигнал и автоматическая разгрузка;

$I_{c3II} = 40$ мин – отключение.

10.5 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения.

Комплект защиты: блок SEPAM1000.

Напряжение срабатывания защиты, кВ:

$$U_{c3} = 0,7 \cdot U_{ном}, \quad (91)$$

$$U_{c3} = 0,7 \cdot 110 = 77.$$

Напряжение срабатывания реле, В:

$$U_{cp} = \frac{U_{c3}}{n_{TV1}}, \quad (92)$$

$$U_{cp} = \frac{77}{\frac{110000}{100}} = 70,$$

$$k_{ч}^U = \frac{U_{c3} \cdot k_B}{U_{ост}} \geq 1,25, \quad (93)$$

где $U_{ост}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;

k_B – коэффициент возврата реле, равен 1,25.

$$k_{ч}^U = \frac{77 \cdot 1,25}{34,1} = 2,82,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

11 Безопасность и экологичность проекта

11.1 Безопасность производственного и силового оборудования

Для электроснабжения фабрики применяется производственное оборудование:

- воздушные линии электропередач номинальным напряжением 110 кВ;
- отдельно стоящие трансформаторы и комплектные трансформаторные подстанции номинальным напряжением 110/10 кВ и 10/0,4 кВ;
- кабельные линии номинальным напряжением 10 и 0,4 кВ;
- синхронные и асинхронные двигатели напряжением 10 и 0,4 кВ.

Всё производственное оборудование укомплектовывается эксплуатационной документацией, содержащей требования, предотвращающие возникновение опасных ситуаций при монтаже или демонтаже, вводе в эксплуатацию и эксплуатации.

Эксплуатационная документация содержит:

- спецификацию оснастки, инструмента и приспособлений, обеспечивающих безопасное выполнение всех предусмотренных работ по монтажу или демонтажу, вводу в эксплуатацию и эксплуатации;
- правила монтажа или демонтажа и способы предупреждения возможных ошибок, приводящих к созданию опасных ситуаций;
- фактические уровни шума, вибрации, излучений, вредных веществ, вредных микроорганизмов и других опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием, и окружающую среду;
- порядок ввода в эксплуатацию и способы предупреждения возможных ошибок, приводящих к опасным ситуациям;
- правила управления оборудованием во всех предусмотренных режимах его работы и действия работающего в случаях возникновения опасных ситуаций;
- способы своевременного обнаружения отказов встроенных средств защиты и действия работающего в этих случаях;
- правила транспортирования и хранения, при которых производственное оборудование сохраняет соответствие требованиям безопасности;
- правила обеспечения пожаровзрывобезопасности;
- правила обеспечения электробезопасности;
- запрещение использования производственного оборудования или его частей не по назначению, если это может представлять опасность.

Для предупреждения случайного приближения человека (до 1 кВ на ВЛ – 0,6 м, в остальных электроустановках – не нормируется; 1-35 кВ – 0,6 м; 110 кВ – 1 м), машин и механизмов (до 1 кВ на ВЛ – 1 м, в остальных электроустановках – 1 м; 1-35 кВ – 1 м; 110 кВ – 1,5 м) на опасные расстояния в электроустановках до и выше 1 кВ переменного тока согласно

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 предусмотрены следующие требования безопасности:

- ограждения, укрытия, изоляция открытых токоведущих частей под напряжением, их расположение на недоступной высоте и укладка кабелей в труднодоступных местах, применение индивидуальных сигнализаторов напряжения, замков на дверях, на воротах, ограждениях;

- планировка и компоновка электрооборудования, обеспечивающая безопасность в проходах, проездах, рабочих площадках на территории и в помещениях;

- вывешивание знаков и плакатов (запрещающих, предписывающих, предупредительных, указательных).

- допуск к работам электроустановкам только по нарядам, распоряжениям, перечням работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- средства контроля повреждений изоляции, предупредительная сигнализация (световая и звуковая), окраска шин разных фаз в различные цвета. Проводники защитного заземления во всех электроустановках выполняются чередующимися продольными и поперечными полосами желтого (зеленого) цвета; нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются голубым цветом; при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, В – зеленым, С – красным; цветовое обозначение выполняется по всей длине шин.

Обеспечение безопасности силового трансформатора главной понизительной подстанции ТРДН-40000/110.

Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный ТРДН мощностью 40 000 кВ·А предназначен для преобразования трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 115 кВ в трехфазный переменный ток с номинальным напряжением 6,3/6,3; 6,3/10,5 или 10,5/10,5 кВ при частоте 50 Гц и рассчитан на работу в открытых электроустановках.

Трансформатор в части воздействия климатических факторов внешней среды соответствует группе условий эксплуатации М2 ГОСТ 17516.1-90. Требования техники безопасности по ГОСТ 12.2.007.2-75, ГОСТ 12.2.003-74, ГОСТ 12.2.024-76, ГОСТ 12.1.004-91. Трансформатор соответствует требованиям ГОСТ 12965-93. ГОСТ 12965-93.

Для защиты эксплуатационного и обслуживающего персонала от поражения электрическим током конструктивно предусмотрено следующее:

- исключение возможности поражения персонала токами наводки, либо токами, возникающими при замыкании витков на магнитопровод, соединении магнитопровода с баком трансформатора и заземлением;

- исключение возможности возникновения напряжения прикосновения, корпус данного трансформатора заземляется;

- исключение возможности случайного прикосновения в токоведущим частям выводов трансформатора, последние закрываются специальными защитными кожухами.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Проведение монтажных и ремонтных работ на оборудовании производится при снятом напряжении с наложением заземления.

При работе данного трансформатора могут возникать опасные и вредные производственные факторы. Для исключения или ограничения их воздействия на персонал применяют технические и организационные мероприятия.

Таблица 31 – ОПФ и ВПФ при эксплуатации силового трансформатора

Вид ОПФ и ВПФ	Способ ограничения воздействия	Регламентирующие документы.
Электромагнитное излучение	Применение экранирования токоведущих частей и элементов, находящихся под напряжением. Уменьшение времени пребывания персонала в местах с сильным ЭМИ.	ГОСТ12.1.006-84
Повышенный уровень шума	Применение звукоизоляции и индивидуальных средств защиты.	ГОСТ 12.1.003-83
Повышенный уровень вибрации	Применение виброгасящих материалов в местах крепления, и местах нахождения персонала	ГОСТ 12.1.012-90

11.2 Безопасность элементов конструкции оборудования

Оборудование и элементы оборудования соответствуют общим требованиям безопасности и мерам защиты.

Для исключения возможности случайного повреждения элементов конструкции высоковольтного оборудования все работы на нём производить только по наряду-допуску. Также все помещения с этим оборудованием должны быть заперты.

Для защиты силового трансформатора ТРДН-40000/110 от взрыва при коротких замыканиях предусмотрена выхлопная труба, устанавливаемая на крышке бака.

Для исключения возможного повреждения целесообразно применить следующее:

- питающие кабели и кабели контроля и управления требуется проводить в закрытых кабель каналах, либо применять защитные кожухи, препятствующие механическим повреждениям кабеля;
- патрубки и радиаторы системы охлаждения целесообразно закрыть защитными кожухами;
- вентиляторы системы охлаждения необходимо закрыть кожухами;

- вывода трансформатора необходимо закрыть кожухом, а места подключения контактов защитными колпаками, препятствующими загрязнению и окислению контактов.

При работе электрооборудования возможно возникновение аварийных ситуаций и как следствие появление высокого потенциала на частях оборудования и элементах конструкции, необходимо произвести их заземление и произвести установку предупреждающих знаков.

Для исключения возможности подачи напряжения при производстве работ на оборудовании необходимо предусмотреть невозможность его включения при снятом ограждении (защитных кожухах) и (или) открытых дверцах шкафов.

Для исключения пуска двигателей при снятых ограждениях или других устройствах безопасности предусмотрена защитная блокировка. Защитная блокировка представляет собой устройство, которое исключает возможность проникновения человека в опасную зону или устраняет опасность на время пребывания его в этой зоне. По принципу действия различают электрические, механические, фотоэлектрические и другие блокировки. Как правило, блокировки разных систем применяют в определенном сочетании, например пневматические и механические, механические и электрические, электрические и пневматические.

Электрические блокировки – низковольтные электрические контакты устанавливаются обычно на высоковольтной аппаратуре, щитах или дверях электрических шкафов, высоковольтных камер.

Для быстрого отключения при перегрузках, авариях и других отказах в работе оборудования предусмотрена система релейной защиты.

Элементы оборудования из металла должны быть защищены от коррозии (или изготовлены из коррозионно-стойких материалов).

Элементы оборудования из полимерных материалов, композиционных материалов, которые со временем становятся хрупкими, должны заменяться по истечении периода времени, указанного изготовителем.

Элементы оборудования из древесины должны изготавливаться из древесины классов "стойкие" и "среднестойкие" и не должны иметь на поверхности дефектов обработки (например заусенцев, задиров, отщепов, сколов и т.п.).

Элементы оборудования (комплектующие), подлежащие периодическому обслуживанию или замене, должны быть защищены от несанкционированного доступа

Подвижные, а так же подвижные и неподвижные элементы оборудования не должны:

- образовывать сдавливающих или режущих поверхностей;
- создавать возможность застреваний тела, частей тела или одежды.

С целью предупреждения вероятности случайного появления напряжения на металлических нетоковедущих частях, корпусах и т.д., а также для снижения степени поражения электрическим током предусматривается следующее: защитное (рабочее) заземление подстанций и

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

передвижного электрооборудования, зануление, защитное отключение при коротких замыканиях, замыканиях на землю в сетях с глухозаземлённой нейтралью, перенапряжениях, пробоях напряжения на металлический корпус электрооборудования, защита от перехода напряжения с высшей стороны на низшую в трансформаторах.

11.3 Безопасность исходных материалов

При эксплуатации производственного и силового оборудования, в том числе рассматриваемого трансформатора ТРДН-40000/110 минимизировано вредное воздействие на организм человека. Это достигается изоляцией особо вредных материалов конструкции, а так же применением, как в конструкции, так и при обслуживании веществ малоопасных для здоровья человека. (III-IV классу опасности, по ГОСТ 12.1.007-76) Вещества и материалы, входящие в конструкцию и используемые при обслуживании сведены в таблицу.

Таблица 32 – Основные вещества и материалы, входящие в конструкцию производственного и силового оборудования

Наименование материалов и веществ	Класс опасности	Вид воздействия
Полиэтилен (сшитый)	IV	Малоопасное
Медь	IV	Малоопасное
Алюминий	IV	Малоопасное
Полихлорвинил	III	Умеренноопасное
Серебро	IV	Малоопасное
Масла минеральные (трансформаторное масло)	II	Высокоопасное
Сера шестифтористая	IV	Малоопасное
Сталь	IV	Малоопасное

11.4 Механизация и автоматизация технологических операций

Для управления высоковольтными выключателями используются средства автоматики: автоматическое повторное включение (АПВ), автоматический ввод резерва (АВР), автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой (АРПН).

При отключении выключателей подстанций и линий вручную, автоматика (АПВ, АВР, АРПН) не должна срабатывать. Для этого в цепях релейной защиты и автоматики выполняется блокировка.

Для управления выключателями высокого напряжения выполняются органы управления непосредственно на самом выключателе и также

выполняются дистанционные органы управления, расположенные на пункте дистанционного управления.

Цепи релейной защиты и автоматики выполняются в отдельных шкафах, отдельно от силовых цепей.

В производстве поликристаллического кремния механизировано осуществляется загрузка сырья, выплавка конечного материала и его транспортировка, при этом используются мостовые краны и конвейеры.

11.5 Безопасность органов управления

Выбранные органы управления производственным оборудованием соответствуют требованиям [19, 20, 21].

Безопасность органов управления трансформаторами ГПП осуществлена путем выноса их за пределы места установки трансформаторов и обеспечена следующими мероприятиями:

- приборы учета электроэнергии и контроля имеют гальваническую развязку через трансформаторы тока и напряжения, что обеспечивает невозможность выноса высокого потенциала на органы управления;

- кнопки и переключатели не имеют прямой связи и исполнительными органами, и источникам высокого напряжения;

- материалы панелей управления выполняются из нетоксичного, нетеплопроводного и неэлектропроводного материала, а металлические части конструкции имеют заземление;

- приборы учета и контроля установленные на самом трансформаторе закрыты защитными кожухами, и исключают непосредственный доступ к ним без снятия напряжения, но в свою очередь не исключают визуальный контроль;

- органы управления, установленные на пультах управления, имеют информационные таблички, а кнопки и переключатели аварийного отключения имеют специальное цветографическое обозначение и яркий цвет;

- шкалы приборов учета и контроля должны быть расположены таким образом, что бы обеспечить наиболее четкое отображение информации. (Отсутствие бликов на стекле, плохая освещенность);

- световые сигнализаторы аварийных режимов должны быть хорошо видны в случае их срабатывания;

- все органы управления должны быть легкодоступны для персонала;

- органы управления и функционально связанные с ними средства отображения информации располагаются вблизи друг друга функциональными группами таким образом, чтобы орган управления или рука работающего при манипуляции с ним не закрывали индикаторы;

- органы управления в необходимых случаях (например, при возможности воздействия на них смежного органа управления, случайного прикосновения, сотрясения и т.п.) защищены от произвольного или самопроизвольного изменения их положения.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

- значение хода приводных элементов кнопочных выключателей и переключателей обеспечивает визуальное различие положений "включено" и "выключено".

- органы управления располагаются вне опасных зон, за исключением определенных органов, которые, располагают в опасной зоне, – такие как аварийное отключение;

- органы управления сконструированы и защищены так, чтобы управление ими, приводящее к опасным действиям, могло осуществляться только преднамеренно – кнопка включения трансформатора имеет защитную дверцу, которую необходимо открыть перед включением.

11.6 Безопасность средств защиты, входящих в конструкцию оборудования

Средства защиты соответствуют требованиям [22, 23].

Безопасность при эксплуатации оборудования обеспечивается за счёт:

- невозможности включения оборудования в рабочий режим при отсутствии средств защиты или их неисправности – с помощью блокировок различных типов;

- действия средств защиты до тех пор, пока не прекратится действие опасного (вредного) производственного фактора – пока не устранятся неисправности, релейная защита не позволит включить трансформатор;

- доступность для обслуживания и контроля – релейная защита и сигнальные устройства располагаются в отдельных шкафах, доступных для обслуживания; защитное заземление и ограждение располагаются снаружи трансформатора и доступно для визуального контроля;

- невозможность случайного снятия, открывания и удаления защитных средств – заземление выполняется с помощью болтового соединения, ворота имеют механические замки;

- оповещение персонала при их неисправности или отсутствии – для этого служат сигнальные средства, которые выполнены и расположены так, чтобы их сигналы были хорошо различимы и слышны в производственной обстановке всеми лицами, которым угрожает опасность;

- окрашивание защитных средств и в какие цвета защитный проводник окрашен в желто-зелёную полосу.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Таблица 33 – Средства защиты, предусмотренные конструкцией оборудования

Вид, тип средства защиты	Назначение	Способ крепления	Материалы для изготовления
Изоляция	Защита от напряжения	Подвес, болтовое и т.д	Фарфор, стекло, трансформаторное масло, полихлорвинил, шестифтористая сера.
Защитное заземление	Защита от напряжения, возникающего на металлических частях оборудования и конструкциях при повреждении изоляции	Сварочное соединение, болтовое соединение.	Сталь, медь.
Релейная защита	Защита от коротких замыканий, перегрузок, повреждений изоляции и др.	Через трансформаторы тока и напряжения	Медь, сталь, полипропилен и др.
Ограждение	Защита несанкционированного проникновения	Болтовое соединение	Сталь.
Сигнальные устройства	Предупреждение об опасности	Болтовое соединение	Сталь, стекло, полипропилен, медь и др.

11.7 Безопасность при монтажных и ремонтных работах

В связи с тем, что монтажные работы выполняются с использованием грузоподъемного оборудования то при их выполнении следует руководствоваться требованиями инструкций. (ТИ Р М 006-2000)

Поднятие, перенос, установка и демонтаж громоздких и тяжёлых сборочных единиц производится с помощью грузоподъёмных устройств (кранов, тельферов и т. п.).

Производственное оборудование и его части, перемещение которых предусмотрено вручную, снабжено устройствами (например ручками) для перемещения или иметь форму, удобную для захвата рукой.

В процессе монтажа монтажники должны находиться на ранее установленных и закреплённых конструкциях или на средствах подмащивания.

Навесные монтажные площадки, лестницы и другие приспособления, необходимые для работы монтажников на высоте, следует устанавливать и закреплять на монтируемых конструкциях до их подъема для установки в проектное положение.

Для перехода монтажников с одной конструкции на другую следует применять лестницы, переходные мостики и трапы, имеющие ограждения, а там, где это невозможно, – предохранительные пояса, страховочные канаты.

Электромонтажные и наладочные работы должны выполняться в пределах выделенного участка работ.

Безопасность работников при монтаже и демонтаже обеспечивается применением:

- а) лестниц, настилов, подмостей;
- б) платформ, подъемных клетей, монтажных люлек и других аналогичных средств;
- в) ограждений;
- г) предохранительных поясов и стропов, предохранительных сетей;
- д) мобильных рабочих платформ;
- е) способов подъема и установки монтируемых несущих конструкций, исключающих их дисбаланс, неустойчивость или перекашивание в процессе этих операций.

Грузоподъемные крюки, захваты, зажимы и другие приспособления:

- а) имеют размеры, форму, обеспечивающие безопасный захват без повреждения частей несущих конструкций и их надежную транспортировку;
- б) имеют маркировку с указанием максимально разрешенной нагрузки при самых неблагоприятных условиях подъема.

Подъем оборудования и его частей должен производиться способами, исключающими их случайное вращение.

На участке, где ведутся монтажные работы, не допускается выполнение других работ и нахождение посторонних лиц.

Способы строповки элементов конструкций и оборудования обеспечивают их подачу к месту установки в положении, близком к проектному.

Элементы монтируемых конструкций или оборудование во время перемещения должны удерживаться от раскачивания и вращения гибкими оттяжками.

Не допускается пребывание людей на элементах конструкций и оборудовании во время их подъема и перемещения.

Во время перерывов в работе не допускается оставлять на весу поднятые элементы конструкций и оборудование.

Не допускается нахождение людей под монтируемыми элементами конструкций и под оборудованием до установки их в проектное положение и закрепления.

Расстроповку элементов конструкций и оборудования, установленных в проектное положение, следует производить после постоянного или временного их закрепления согласно проекту. Перемещать установленные элементы конструкций или оборудования после их расстроповки, за исключением случаев, предусмотренных проектом производства работ, не допускается.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

До выполнения монтажных работ должен быть установлен порядок обмена условными сигналами между работником, руководящим монтажом, и машинистом грузоподъемного средства. Все сигналы подаются только одним лицом (бригадиром монтажной бригады, звеньевым, такелажником – стропальщиком), кроме сигнала “Стоп”, который может быть подан любым работником, заметившим опасность.

Запрещается подъем конструкций, не имеющих монтажных петель или меток, обеспечивающих их правильную строповку и монтаж.

В условиях взрывоопасной среды применяются инструмент, приспособления и оснастка, исключающие возможность искрообразования.

При перемещении конструкций и оборудования лебедками грузоподъемность тормозных лебедок и полиспастов должна быть равна грузоподъемности тяговых, если иные требования не установлены проектом.

При перемещении конструкций или оборудования несколькими подъемными или тяговыми средствами должна быть исключена перегрузка любого из этих средств, для чего следует применять тормозные средства, обеспечивающие необходимое регулирование скорости спуска.

Монтаж узлов оборудования и звеньев трубопроводов и воздухопроводов вблизи электрических проводов (в пределах расстояния, равного наибольшей длине монтируемого узла или звена) должен производиться при снятом напряжении.

При невозможности снятия напряжения работы следует производить по наряду-допуску, оформленному в установленном порядке.

Цель мероприятия – обеспечить нормальный безаварийный режим работы ОРУ; бесперебойность электроснабжения высококачественной электроэнергией электроприемников; нормативную безопасность персонала и посторонних людей в процессе монтажа, оперативного обслуживания, наладки, ремонта и др.; предупредить случайное появление напряжение на отключенных токоведущих частях и случайное прикосновение (приближение) на опасные расстояния к токоведущим частям под напряжением.

Так как ОРУ является электроустановкой высокого напряжения, то все виды ремонта электрооборудования выполняются со снятием напряжения с токоведущих частей.

Все работы связанные с ремонтом ОРУ выполняет оперативно - ремонтный персонал, но отключения производит оперативный. Каждый член бригады, занимающийся ремонтом, должен выполнять требования Межотраслевых правил по охране труда и инструктивные указания, полученные при допуске к работе и во время работы, а также требования инструкций по охране труда соответствующих организаций. Обязательно назначается ответственный руководитель работ, так как все оборудование РУ относится к классу напряжения выше 1000 В.

При всех видах работ в ОРУ 110 кВ выписывается наряд в двух, а при передаче его по телефону, радио - в трех экземплярах. В последнем случае выдающий наряд выписывает один экземпляр, а работник, принимающий

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

текст в виде телефоно- или радиограммы, факса или электронного письма, заполняет два экземпляра наряда и после обратной проверки указывает на месте подписи выдающего наряд его фамилию и инициалы, подтверждая правильность записи своей подписью.

В тех случаях, когда производитель работ назначается одновременно допускающим, наряд независимо от способа его передачи заполняется в двух экземплярах, один из которых остается у выдающего наряд.

В зависимости от местных условий (расположения диспетчерского пункта) один экземпляр наряда может оставаться у работника, разрешающего подготовку рабочего места (диспетчера).

Допускающему и производителю работ (наблюдающему) может быть выдано сразу несколько нарядов и распоряжений для поочередного допуска и работы по ним. Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд может быть продлен 1 раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. При перерывах в работе наряд остается действительным. Продлевать наряд может работник, выдавший наряд, или другой работник, имеющий право выдачи наряда на работы в электроустановке.

Ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является работник, возглавляющий бригаду, который входит в ее состав и должен постоянно находиться на рабочем месте. Его фамилия указывается в строке "Отдельные указания" наряда. Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников.

В РУ напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, принимаем следующие меры:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок (в электроустановках напряжением 6-10 кВ с однополюсными разъединителями вместо механического замка или надевать на ножи диэлектрические колпаки);

- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Должны заземляться токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работы сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление. Переносные заземления следует присоединять к токоведущим частям в местах, очищенных от краски. В электроустановках напряжением выше 1000 В устанавливать переносные заземления должны два работника: один - имеющий группу IV (из числа оперативного персонала), другой - имеющий группу III; работник, имеющий

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

группу III, может быть из числа ремонтного персонала, а при заземлении присоединений потребителей - из персонала потребителей. На удаленных подстанциях по разрешению административно-технического или оперативного персонала при установке заземлений в основной схеме разрешается работа второго работника, имеющего группу III, из числа персонала потребителей; включать заземляющие ножи может один работник, имеющий группу IV, из числа оперативного персонала.

На приводах (рукоятках приводов) коммутационных аппаратов с ручным управлением (выключателей, отделителей, разъединителей, рубильников, автоматов) во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты "Не включать! Работают люди". Должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами. На временные ограждения должны быть нанесены надписи "Стой! Напряжение" или укреплены соответствующие плакаты.

11.8 Безопасность при транспортировке и хранении оборудования

Для транспортировки трансформаторов применяется железнодорожный и автомобильный транспорт. При этом при транспортировке трансформатора от него отсоединяются выступающие элементы, такие как высоковольтные вводы и производится закупорка технологических отверстий. При транспортировке необходимо надежное закрепление груза на платформе с помощью тросов.

При хранении на площадке требуется избегать попадания пыли внутрь трансформатора, что достигается установкой заглушек. Высоковольтные вводы изготавливаются из хрупкой керамики, необходимо дополнительно защитить от механических воздействий.

При необходимости использования грузоподъемных средств в процессе транспортирования и хранения на производственном оборудовании и его отдельных частях должны быть обозначены места для подсоединения грузоподъемных средств и поднимаемая масса.

Места подсоединения подъемных средств должны быть выбраны с учетом центра тяжести оборудования (его частей) так, чтобы исключить возможность повреждения оборудования при подъеме и перемещении и обеспечить удобный и безопасный подход к ним.

Конструкция производственного оборудования и его частей должна обеспечивать возможность надежного их закрепления на транспортном средстве или в упаковочной таре.

Сборочные единицы производственного оборудования, которые при загрузке (разгрузке), транспортировании и хранении могут самопроизвольно перемещаться, должны иметь устройства для их фиксации в определенном положении.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Склады, размещенные в отдельных зданиях (блоках складских зданий), должны быть оборудованы самостоятельным эвакуационным выходом наружу, принудительной вентиляцией по [24] и средствами пожарной техники по [25].

11.9 Безопасность при размещении оборудования на площадке

Размещение оборудования на площадке осуществляется в соответствии с требованиями [26].

Понизительные трансформаторы ГПП и агрегатные трансформаторы разделены специальными ограждениями, защищающими от возможного действия огня при аварии на одном из трансформаторов.

Открытое распределительное устройство 110 кВ имеет ограждение, исключающее несанкционированное попадание туда персонала.

При размещении оборудования в ОРУ и КПП обеспечиваются удобство обслуживания и безопасность эвакуации работающих при аварийных ситуациях. Между оборудованием выдерживаются интервалы, исключающие взаимодействие опасных и вредных производственных факторов и их комбинированное действие на работающих.

Ширина проездов соответствует габаритам применяемых транспортных средств и транспортируемых изделий и обеспечивает свободные проходы по обеим сторонам от них шириной не менее 0,7 м.

Ширина проходов для ремонта и осмотра оборудования не менее 0,8 м.

Электрооборудование завода соответствует классам пожаро- и взрывоопасности помещений, определенных по правилам устройства электроустановок, утвержденных Госэнергонадзором. Электрооборудование устанавливается и эксплуатируется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденными государственным органом исполнительной власти в области энергетического надзора. Все нетоковедущие части заземлены.

11.10 Требования безопасности к профессиональному отбору

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т. п.).

Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

Электротехнический (электротехнологический) персонал должен пройти проверку знаний Правил ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Персонал обязан соблюдать требования настоящих Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.

Производственный персонал, обслуживающий силовое и другое технологическое оборудование, должен иметь II квалификационную группу по электробезопасности.

11.11 Пожарная безопасность

Трансформатор заполняется трансформаторным маслом, которое является горючим веществом (температура вспышки паров 135°C), поэтому в соответствии с [27] требуется:

изоляция горючей среды – масло находится в герметичном баке трансформатора;

поддержание температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается – при перегреве трансформатора он отключается релейной защитой;

установка пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках – трансформаторы установлены снаружи корпусов;

применение устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств – на трансформаторах установлена релейная защита, отключающая их в случае возникновения неисправностей (коротких замыканий, внешних коротких замыканий, перегрузок, витковых замыканий);

применение автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения – на каждом трансформаторе установлена система пожарной сигнализации и пожаротушения.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

ГПП является пожароопасной зоной класса П-1.

Основные причины загорания трансформаторного масла:

- короткие замыкания и замыкания на землю при механических повреждениях изоляции токоведущих частей;
- старение и загрязнение трансформаторного масла;
- нагрев токоведущих частей при перегрузках и перенапряжениях;
- искрение и нагрев контактов при их недостаточной плотности.

Ограничение распространения пожара за пределы очага достигается применением следующих способов:

- устройством противопожарных преград – между трансформаторами установлены противопожарные ограждения (кирпичные стенки);
- устройством аварийного отключения установок – релейная защита;
- применением средств, предотвращающих или ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре – под трансформаторами устроены специальные резервуары, рассчитанные на весь объём трансформаторного масла.

Основными причинами возникновения пожаров на объектах электрохозяйств является нарушение инструкций и ПТЭ электроустановок потребителей, а именно недопустимые перегревы обмоток и магнитопроводов электрических машин и трансформаторов вследствие их длительных перегрузок, которые могут привести к загоранию изоляции, перегрузки проводов и кабелей электрических сетей.

Учитывая факторы пожарной опасности электроустановок ПУЭ и ПТЭ рекомендуются допустимые температуры нагрева частей электрических машин и аппаратов, проводников и контактов, масла в маслonaполненных аппаратах и других частей ЭО. Например для волокнистых материалов не пропитанных маслом и не погруженных в масло предельная допустимая температура нагрева не должна превышать 90°С, а эти же материалы погруженные в жидкий изоляционный материал допускают температуру нагрева 105° С.

Для контроля температуры открытых токоведущих жил используют специальные термоплёнки, которые при нагревании изменяют цвет. Температуру масла в силовых трансформаторах контролируют термометром, опущенном в футляре в верхней части бака.

Согласно ПТЭ температура масла в баке не должна превышать 95°С и не должна превышать температуру окружающей среды более чем на 60° С.

Маслonaполненные силовые трансформаторы, содержащие большое количество горючего минерального масла, представляют собой большую пожарную опасность в случае разрыва бака и вытекания горящего масла. При аварии чтобы уменьшить опасность распространения пожара при такой аварии, при монтаже трансформатора сооружается под ним маслоприёмная бетонированная яма, в которую стекает горящее масло. Яма покрывается стальной решёткой, по верх которой насыпают слой гравия.

Масляные трансформаторы выпускают с радиаторами для охлаждения масла, оборудуют специальным газовым реле, срабатывающим на сигнал или на отключение, а также грозозащитой от прямых ударов молнии.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

С целью предупреждения пожаров, следят, чтобы не образовались взрывоопасные смеси, заменяют горючие материалы на негорючие, ограничивают количество хранящихся горючих веществ. Для тушения пожаров устанавливают огнетушители (углекислотные типа ОУ-5.04-8, воздушно-пенные типа ОВП-10, порошковые типа ОП-10 и т.д.), ящики с песком, пожарные гидранты (системы противопожарного водоснабжения), пожарную сигнализацию и другие средства тушения пожаров. В цехе предусмотрена установка аптечных шкафов с лекарствами и приспособлениями первой медицинской помощи. На видном месте установлен телефон, около которого висят плакаты с номерами телефонов: местной пожарной охраны, медпункта, противопожарной службы.

11.12 Контроль выполнения требований безопасности

Необходимо систематически контролировать соответствие уровней и концентраций опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах санитарным нормам и стандартам ССБТ. Порядок и сроки контроля следует устанавливать в зависимости от особенностей и характера конкретного производства согласно нормативным документам.

Контроль состава воздушной среды производственных помещений на взрывобезопасность следует проводить в зонах возможных максимальных концентраций легковоспламеняющихся и горючих веществ.

Контроль состояния воздушной среды, уровней опасных и вредных производственных факторов необходимо осуществлять также при изменении технологии или режимов работы, реконструкции вентиляции и по требованию органов, осуществляющих надзор за состоянием безопасности труда на предприятии.

Контроль выполнения требований безопасности при эксплуатации электроснабжения завода возложить на должностные лица в соответствии с правовыми и нормативными документами по созданию безопасности и нормальных условий труда.

11.13 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Для повышения устойчивости системы электроснабжения предприятия при чрезвычайных ситуациях (стихийные бедствия, взрывы, пожары, технологические нарушения и др.) выполняется комплекс мероприятий, включающий прогнозирование или ликвидацию возможных нарушений системы электроснабжения путём строительства защитных сооружений и устройств, усиления строительных конструкций зданий, а также определения очередности выполнения работ.

На диспетчерском пункте имеются местная инструкция по предотвращению и ликвидации аварий (нарушений) и планы ликвидации аварий (нарушений) в системе электроснабжения, которые составляются службой главного энергетика в соответствии с типовой инструкцией

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вышестоящего энергетического управления и согласовываются с органами местного самоуправления.

В системе электроснабжения предприятия службой главного энергетика проводится периодический и внеочередные осмотры действующих силовых и осветительных электроустановок в производственных помещениях и в наружных установках: осмотры распределительных устройств подстанции, коммутационных аппаратов, силовых и измерительных трансформаторов, приборов защит, автоматики, контроля и учета электроэнергии.

11.14 Экологическая безопасность системы электроснабжения обогатительной фабрики

Экологическая безопасность системы электроснабжения фабрики зависит от мощности и количества электроустановок, при этом выбросы в воздушную среду будут генерироваться за счёт обслуживающего транспорта, весь транспорт, использующийся для обслуживания, один раз в год проходит экологический контроль выхлопных газов.

На ОРУ и ТП имеется маслonaполненная аппаратура (трансформаторы, выключатели). В аварийных режимах может произойти выброс масла или утечка, что грозит попаданием масла в почву, подземные воды. Для предотвращения таких случаев, под такой аппаратурой предусмотреть маслоприемные ямы, закрытые настилом, поверх которого насыпают чистый гравий и песок. Яма ограничивается бортовым ограждением, не менее 200 см. Маслоприемные ямы имеют специальный отвод масла по трубам в маслоприемные колодцы. Использованное (грязное) масло сливать в специальные емкости и вывозятся на маслохозяйственный комбинат, где проводят его регенерацию в целях повторного использования.

Еще образуются отходы нефтепродуктов в мастерских и лаборатории. Их слив запрещен в дренаж. Подобные отходы собирать в спецемкость и по мере накопления сдаются на переработку.

Люминесцентные лампы, содержащие пары ртути, отслужившие свой срок, аккуратно укладывать в бумажно-картонные ящики и металлические контейнера и вывозить на специальный склад, откуда они сдаются на демеркуризацию.

Материалы и вещества, используемые в технологических операциях, приведены в таблице 34.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Таблица 34 – Материалы и вещества, обращающиеся в технологических операциях

Наименование материалов и веществ	Вид воздействия
Пластмасса	Малоопасное
Резина	Малоопасное
Сталь	Умеренноопасное
Медь	Малоопасное
Алюминий	Малоопасное
Стекло	Умеренноопасное
Дерево	Малоопасное
Фарфор	Малоопасное
Полихлорвинил	Малоопасное
Трансформаторное масло	Высокоопасное
Изоляционный картон	Малоопасное
Стекловолокно	Малоопасное
Бетон	Малоопасное
Люминесцентные лампы	Высокоопасное

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В данном разделе рассмотрены вопросы воздействия опасных и вредных производственных факторов как при работе с электроустановками, так и в ходе технологического процесса.

2. Разработаны мероприятия и конструктивные предложения для обеспечения безопасности при эксплуатации системы электроснабжения. Рассмотрены вопросы пожарной и экологической безопасности проекта.

3. Внедрение предложений и мероприятий в производстве с соблюдением требований всех нормативных документов позволит считать данный проект относительно безопасным и экологичным.

12 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта были рассмотрены следующие вопросы:

- Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения
- смета затрат на строительство схемы электроснабжения
- калькуляция себестоимости электроэнергии на промышленных предприятиях
- технико-экономические показатели системы электроснабжения

Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения проводилось на основе критерия обоснованных (приведенных) затрат и рассмотрено на стр. 24 пояснительной записки. Расчеты показали, что наиболее оптимальным является вариант, который осуществляет питание фабрики воздушной линией 110 кВ от шин подстанции энергосистемы.

12.1 Составление сметы затрат на строительство схемы электроснабжения

Для выбранного варианта электроснабжения составляется смета капитальных затрат на сооружение схемы [2, с.114 – 121].

После окончательного выбора схемы электроснабжения необходимо составить смету капитальных затрат на сооружение данной схемы с выделением соответствующих разделов.

При составлении сметы необходимо указать все источники, по которым были приняты стоимостные данные, а также правильно учесть все предусмотренные поправки к району строительства, особенности производства работ и т. п.

В смете следует учесть выбранное и установленное оборудование, кабельные линии. Смету составляют в ценах текущего периода. При составлении сметы необходимо использовать цены, взятые из средств массовой информации, информационных органов статистики, цен производителей и т. д. При использовании справочных данных необходимо ввести повышающий коэффициент, учитывающий темпы инфляции в экономике страны за прошедшие годы:

$$Ц = Ц_б \cdot I, \quad (94)$$

где $Ц$ – цена оборудования на текущий год; $Ц_б$ – базовая цена (взятая из справочной литературы); I – индекс инфляции, учитывающий изменения цен на оборудование за прошедший период.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Смета состоит из двух разделов. В первом разделе определяется сметная стоимость оборудования, во второй – сметная стоимость кабельных линий. Первый раздел сметы составляется по уровням напряжения.

В смете определяется стоимость оборудования, стоимость монтажа и строительных работ с учетом единиц установленного оборудования:

$$K_{об} = K_{об}^{ед} \cdot n, \quad (95)$$

где $K_{об}$ – сметная стоимость оборудования, тыс. руб.; $K_{об}^{ед}$ – стоимость единицы оборудования, тыс. руб.; n – число единиц устанавливаемого оборудования.

Аналогично производятся расчеты сметной стоимости монтажных и строительных работ.

Расчеты приводятся в графе 3 с занесением результатов в соответствующие графы:

- по строительным работам – в графу 4,
- по монтажным работам – в графу 5,
- по оборудованию – в графу 6.

Затем определяются итоговые суммы по каждой графе:

$\Sigma K_{стр}$ – суммарная стоимость строительных работ;

$\Sigma K_{м.р.}$ – суммарная стоимость монтажных работ;

$\Sigma K_{об}$ – суммарная стоимость оборудования.

Полученные результаты корректируются с учетом территориального коэффициента:

по строительным работам

$$K_{стр}^T = \sum K_{стр} \cdot k_{тер}, \quad (96)$$

по монтажным работам

$$K_{м.р.}^T = \sum K_{м.р.} \cdot k_{тер}, \quad (97)$$

по оборудованию

$$K_{об}^T = \sum K_{об} \cdot k_{тер}, \quad (98)$$

где $K_{стр}^T$, $K_{м.р.}^T$, $K_{об}^T$ – стоимость строительных, монтажных работ и оборудования с учетом территориальных коэффициентов; $k_{тер}$ – территориальный коэффициент.

Территориальные коэффициенты к сметной стоимости (по Красноярскому краю):

для строительных работ – 1,41,

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для монтажных работ – 1,21,
 для оборудования – 1,07,
 к полной стоимости (строительно-монтажных работ и прочих) – 1,19
 (если расчёт ведётся по общей сметной стоимости оборудования).

Расчет прочих затрат в составе общей сметной стоимости оборудования производится от суммарной стоимости строительно-монтажных работ:

$$K_{\text{пр}} = \left(\sum K_{\text{стр}} + \sum K_{\text{м.р.}} \right) \cdot \frac{P_{\text{пр}}}{100}, \quad (99)$$

где $P_{\text{пр}}$ – прочие затраты.

Значение $P_{\text{пр}}$ (в процентах) в зависимости от уровня напряжения следует принять:

- для 10 кВ – 27 %;
- 35 кВ – 25,8 %;
- 110 кВ – 24,7 %;
- 220 кВ – 17,9 %;
- 330 кВ – 22,3 %;
- 500 кВ – 12,4 %.

По каждому уровню напряжения находится общая сметная стоимость:

$$K_{\text{общ}}^i = K_{\text{об}}^i + K_{\text{стр}}^i + K_{\text{м.р.}}^i + K_{\text{пр}}^i, \quad (100)$$

где $K_{\text{общ}}^i$ –общая сметная стоимость оборудования i -го напряжения.

Заканчивается первый раздел сметы определением общей сметной стоимости установленного оборудования всех уровней напряжения:

$$K_{\text{общ}}^{\text{об}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{общ}}^i. \quad (101)$$

Во втором разделе сметы приводится стоимость кабельных линий (КЛ). Расчеты стоимости кабельных линий и её прокладки в траншее производится в графе 3 с занесением результатов в графы 5, 6

$$K_{\text{кл}} = K_{\text{кл}}^{\text{ед}} \cdot L, \quad (102)$$

где $K_{\text{кл}}$ – сметная стоимость КЛ, тыс. руб.; $K_{\text{кл}}^{\text{ед}}$ –стоимость 1 км кабельных линий, тыс. руб./км; L – длина кабельных линий, км.

Также рассчитывается и стоимость прокладки КЛ. Расчеты проводятся для каждой марки КЛ. Затем суммарная сметная стоимость КЛ и стоимость ее прокладки корректируется с учетом территориального коэффициента:

для КЛ

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$K_{\text{КЛ}}^{\text{T}} = \sum K_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{тер}}, \quad (103)$$

где $K_{\text{КЛ}}^{\text{T}}$ – стоимость КЛ с учетом территориального коэффициента; $\sum K_{\text{КЛ}}$ – суммарная стоимость КЛ; $k_{\text{тер}}$ – территориальный коэффициент; стоимость прокладки в траншеях КЛ

$$K_{\text{ТР}}^{\text{T}} = \sum K_{\text{ТР}} \cdot k_{\text{тер}}, \quad (104)$$

где $K_{\text{ТР}}^{\text{T}}$ – стоимость прокладки с учетом территориального коэффициента; $\sum K_{\text{ТР}}$ – суммарная стоимость прокладки.

Территориальный коэффициент к сметной стоимости (по Красноярскому краю):

для прокладки линий – 1,09,
для линий – 1,07,

к полной стоимости – 1,08 (если расчет ведётся по общей сметной стоимости КЛ в графе 8).

Непредвиденные затраты рекомендуется принять в размере 5 % от стоимости КЛ и её прокладки.

Общая сметная стоимость КЛ $K_{\text{общ}}^{\text{КЛ}}$ включает:

$$K_{\text{общ}}^{\text{КЛ}} = K_{\text{КЛ}}^{\text{T}} + K_{\text{ТР}}^{\text{T}} + \frac{5}{100} \cdot (K_{\text{КЛ}}^{\text{T}} + K_{\text{ТР}}^{\text{T}}). \quad (105)$$

Сметная стоимость всей схемы электроснабжения

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{общ}}^{\text{об}} + K_{\text{общ}}^{\text{КЛ}}. \quad (106)$$

Все расчеты сводим в Таблицу 35.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

**Смета на строительство схемы электроснабжения
обогащительной фабрики**

Сметная стоимость 89824 тыс. руб.

Смета составлена в ценах 2016 года

Но- мер п/п	Наименование прейскуранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
			Строительн ых работ	Монтажны х работ	оборудов ания	прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7	8
ОБОРУДОВАНИЕ 110 кВ							
1	[3] Табл. 7.18	Ячейка выключателя 110 кВ (линия) =2·11,04*196,6=4340 =2·3,92*196,6=1540 =2·18,51*196,6=7280 =2·2,14*196,6=840	4340	1540	7280	840	
2	[3] Табл. 7.18	Ячейка выключателя 110 кВ (ГПП) =2·11,04*196,6=4340 =2·3,92*196,6=1540 =2·18,51*196,6=7280 =2·2,14*196,6=840	4340	1540	7280	840	
3	[3] Табл. 7.19	Трансформатор ТРДН- 40000/110 =2·13,56*196,6=5332 =2·4,81*196,6=1892 =2·22,75*196,6=8944 =2·2,62*196,6=1032	5332	1892	8944	1032	
4		ИТОГО	14012	4972	23504	2712	
5		Всего с учетом территориального коэффициента =14012*1,41=19757 =4972*1,21=6016 =23504*1,07=25149	19757	6016	25149	2712	53634
ОБОРУДОВАНИЕ 10 кВ							
6	[3] Табл. 7.6	ЗРУ 10 кВ =10,02*196,6=1971 =3,46*196,6=680 =21,08*196,6=4145	1971	680	4145		
7	[3] Табл. 7.18	Цеховые трансформаторы ТМ =24·1,87*196,6=8823 =24·0,18*196,6=849 =24·1,6*196,6=7549	8823	849	7549		
8		ИТОГО	10794	1529	11694		

Окончание таблицы 35

Но- мер п/п	Наиманование прейскуранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
			Строительны х работ	Монтажных работ	оборудо вания	прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7	8
9		Всего с учетом территориального коэффициента $=10794*1,41=15220$ $=1529*1,21=1850$ $=11694*1,07=12513$ Прочие расходы $(15220+1850)*0,27=4609$	15220	1850	12513	4609	34191
ОБОРУДОВАНИЕ 0,4 кВ							
11	www.predoff10604.ru	Автоматы 0,4 кВ 24*1,5=36					36
12	-	Прочие расходы 36*0,3=11				11	47
Кабельные линии							
13	[3] Табл. 7.2.4	Кабель АПвП S=50 мм ² , L=0,612 км 0,612*1,97*196,6=237 0,612*3,77*196,6=454		237	454		
14	[3] Табл. 7.2.4	Кабель АПвП S=150 мм ² , L=0,313 км 0,313*1,97*196,6=121 0,313*6,37*196,6=392		121	392		
15	[3] Табл. 7.2.4	Кабель АПвП S=185 мм ² , L=0,11 км 0,11*1,97*196,6=43 0,11*7,12*196,6=154		43	154		
16	[3] Табл. 7.2.4	Кабель АПвП S=240 мм ² , L=0,139 км 0,139*1,97*196,6=54 0,139*9,75*196,6=266		54	266		
17	ИТОГО			455	1266		1721
18		Итого с учетом территориального коэффициента: 1721*1,08=1858					1858
19		Непредвиденные работы и затраты: 1858*0,05=93				93	
20	ИТОГО по КЛ						1951
21		Итого по смете: 53634+34191+47+1951=89824					89824

12.2 Калькуляция себестоимости электроэнергии на промышленном предприятии

В этом разделе предусматривается произвести

- 1) Расчет стоимости за потребленную электроэнергию;
- 2) Издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства.

Производственная себестоимость единицы потребления электроэнергии складывается из стоимости 1 кВт·ч электроэнергии и издержек по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства, приходящегося на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии.

12.2.1 Расчет стоимости за потребленную электроэнергию

Определение потребленной электроэнергии промышленным предприятием, кВт·ч:

$$W_{\text{потр}} = P_p \cdot T_{\text{макс}}, \quad (107)$$

где P_p – расчетная активная мощность промышленного предприятия, кВт.

$$W_{\text{потр}} = 42477,5 \cdot 4300 = 182653250.$$

Плата за потребленную электроэнергию составит, тыс. руб.:

$$П_э = \beta \cdot W_{\text{потр}}, \quad (108)$$

где β – ставка за 1 кВт·ч потребленной активной энергии, тыс. руб./кВт·ч.

$$П_э = 0,00235 \cdot 182653250 = 429235,1.$$

12.2.2 Издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства

Издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства (I_c) определяются как сумма расходов на заработную плату и социальные нужды ($I_{\text{зп, сн}}$), расходы на ремонт ($I_{\text{рем}}$), расходы на амортизацию (I_a) и прочие расходы ($I_{\text{пр}}$):

$$I_c = I_{\text{зп, сн}} + I_{\text{рем}} + I_a + I_{\text{пр}},$$

12.2.2.1 Расходы на заработную плату и социальные нужды

Составляющие расходов на заработную плату:

- Заработная плата основная (за отработанное время);
- Заработная плата дополнительная (за неотработанное время) – 7,5 % от основной заработной платы;
- Отчисления на социальные нужды с (основной и дополнительной) заработной платы - 30 %

В том числе:

- пенсионный фонд – 22 %;
- фонд обязательного медицинского страхования - 5,1 %;
- фонд социального страхования – 2,9 %.

Для расчета заработной платы необходимо определить численность работающих.

Определение численности персонала

Расчет численности эксплуатационного персонала ведется по трудоемкости. За основу расчетов берутся расчеты сметы по оборудованию и КЛ (раздел 12.1).

Нормы трудоемкости ремонта задаются в справочнике (2, с. 192-202) по видам ремонта (капитальный, средний, текущий) для напряжения 10 кВ в конце таблицы приведены повышающие коэффициенты для других напряжений.

Таблица 36 – Суммарная годовая трудоемкость ремонтных работ

Оборудование и кабельные линии	Кол-во ед. оборудования (на 1000 м)	Норма трудоемкости ремонта, чел·ч			Суммарная трудоемкость работ, чел·ч			Итого
		К	С	Т	К	С	Т	
1 ЗРУ 10 кВ	1	604		170	604		170	
2 КТП, 1600 кВА	15	380	190	75	5700	2850	1125	
3 КТП, 1000 кВА	5	250	125	50	1250	625	250	
4 КТП, 400 кВА	4	220	110	44	880	440	176	
5 КЛ (240 мм ²)	0,139	160		48	22,24		6,672	
6 КЛ (185 мм ²)	0,11	120		36	13,2		3,96	
7 КЛ (50 мм ²)	0,612	75		23	45,9		14,076	
Всего					7911,34	3915	1575,708	13402,05

Явочная численность эксплуатационных рабочих определяется, чел:

$$\text{Ч}_э = \frac{\Sigma T_{\text{К.С.Т.Р}} \cdot K}{H_{\text{М(Т)0}}}, \quad (109)$$

$$\text{Ч}_э = \frac{13402,05 \cdot 2}{1000 \cdot 0,8} \approx 34,$$

где $\Sigma T_{\text{К.С.Т.Р}}$ – суммарная годовая трудоемкость капитальных, средних и текущих ремонтов;

K – коэффициент сменности работы оборудования;

$H_{\text{М(Т)0}}$ – норма межремонтного (технического) обслуживания на одного рабочего в смену.

Нормы трудоемкости ремонтов и технического обслуживания приведены в [2, с.192 – 202].

Расчет суммарной годовой трудоемкости ремонтных работ представлен в Таблице 8.

Списочная численность эксплуатационных рабочих, чел.:

$$\text{Ч}_с = \text{Ч}_э \cdot k_{\text{яв}}, \quad (110)$$

$$\text{Ч}_с = 34 \cdot 1,1 \approx 37,$$

где $k_{\text{яв}}$ – коэффициент приведения явочного состава рабочих к списочному.

В дальнейших расчетах заработной платы используется списочная численность.

Тарифный фонд эксплуатационного персонала определяется перемножением

- часовой тарифной ставки (68,42 руб./час)
- численности (списочной)
- годового фонда времени 1 рабочего (1880 час.).

Для расчета годового фонда заработной платы необходимо увеличить тарифный фонд с учетом праздничных дней коэффициентов, ночных часов, премий.

Годовой фонд заработной платы:

- тарифный фонд;
- премии – 25 %;
- коэффициенты (районный и северный) – 50 %;
- плата за ночные часы – 4,7 %;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

- плата за работу в праздничные дни (3% в году) - в двойном размере с учетом количества занятого персонала (30-50 %).

Далее рассчитывается дополнительная заработная плата (7,5 %) и отчисления на социальные нужды (30 %).

Тарифный фонд заработной платы, тыс. руб.:

$$ЗП_T^{\exists} = C_T^{\exists} \cdot \text{ч}_c \cdot 1880, \quad (111)$$

$$ЗП_T^{\exists} = 68,42 \cdot 37 \cdot 1880 = 4740,7,$$

где C_T^{\exists} – тарифная ставка эксплуатационных рабочих при повременной оплате, руб./ч;

ч_c – списочный состав рабочих;

1880 – действительный годовой фонд времени одного рабочего.

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты:

премии (принять по данным преддипломной практики, а при отсутствии их – в размере 25%), тыс. руб.:

$$П = 0,25 \cdot ЗП_T^{\exists}, \quad (112)$$

$$П = 0,25 \cdot 4740,7 = 1185,2,$$

районный коэффициент с северной надбавкой (50%), тыс. руб.:

$$РК = 0,5 \cdot ЗП_T^{\exists}, \quad (113)$$

$$РК = 0,5 \cdot 4740,7 = 2370,4,$$

ночные часы (примерно 4,7% от тарифного фонда), тыс. руб.:

$$НЧ = 0,047 \cdot ЗП_T^{\exists}, \quad (114)$$

$$НЧ = 0,047 \cdot 4740,7 = 222,8,$$

$$Пр = 2 \cdot C_T^{\exists} \cdot 0,5 \cdot \text{ч}_c \cdot 0,03 \cdot 1880, \quad (115)$$

$$Пр = 2 \cdot 68,42 \cdot 0,5 \cdot 37 \cdot 0,03 \cdot 1880 = 142,2,$$

определяется дневной фонд заработной платы, тыс. руб.:

$$ДФЗП = ЗП_T^{\exists} + П + РК + НЧ + Пр, \quad (116)$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$\text{ДФЗП} = 4740,7 + 1185,2 + 2370,4 + 222,8 + 142,2 = 8661,3,$$

отпуска и выполнение государственных обязанностей (около 7,5 % от дневного фонда заработной платы), тыс. руб.:

$$\text{ОТП} = 0,075 \cdot \text{ДФЗП}, \quad (117)$$

$$\text{ОТП} = 0,075 \cdot 8661,3 = 649,6,$$

отчисления на социальные нужды (30 % от основной и дополнительной заработной платы), тыс. руб.:

$$\text{СН} = 0,30 \cdot (\text{ДФЗП} + \text{ОТП}), \quad (118)$$

$$\text{СН} = 0,30 \cdot (8661,3 + 649,6) = 2793,3,$$

годовой фонд заработной платы эксплуатационных рабочих составит, тыс. руб.:

$$\text{ГФЗП} = \text{ДФЗП} + \text{ОТП} + \text{СН}, \quad (119)$$

$$\text{ГФЗП} = 8661,3 + 649,6 + 2793,3 = 12104,2.$$

Произведенные расчеты сводим в Таблицу 37.

Таблица 37 – Фонд заработной платы эксплуатационных рабочих

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1 Тарифный фонд	4740,7
2 Премии	1185,2
3 Районный коэффициент, северные надбавки	2370,4
4 Ночные часы	222,8
5 Праздничные дни, дневной фонд заработной платы	142,2
6 Отпуска и выполнение государственных обязательств	649,6
7 Начисления в страховые взносы	2793,3
8 Годовой фонд заработной платы	12104,2

12.2.2.2 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт включают:

1. Заработную плату ремонтного персонала, в том числе:
 - годовой фонд заработной платы ремонтников;
 - дополнительную заработную плату;
 - отчисления на социальные нужды;
2. Материалы – 300 % от тарифного ремонтного фонда;
3. Цеховые расходы 100-120 % от тарифного ремонтного фонда.

Годовой фонд заработной платы ремонтников определяется перемножением

- часовой тарифной ставки (78,68 руб./час) на
- суммарную трудоемкость.

Далее расчет ведется аналогично вышеизложенному, т.е. определяется:

- дневной фонд (тарифный фонд, премии, районный коэффициент, северный, ночные часы, праздники),
- дополнительная з/п;
- соц нужды.

Для определения *первой* составляющей вначале рассчитывают тарифный фонд зарплаты ремонтных рабочих, тыс. руб.:

$$ЗП_T^P = C_T^P \cdot \Sigma T_{K.C.T.P}, \quad (120)$$

$$ЗП_T^P = 78,68 \cdot 13402,05 = 1054,5,$$

где C_T^P – средняя тарифная ставка, руб/ч;

$\Sigma T_{K.C.T.P}$ – суммарная годовая трудоемкость ремонтных работ оборудования и сетей.

Годовой фонд заработной платы определяют в той же последовательности, что и для эксплуатационных рабочих.

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты:

премии (принять по данным преддипломной практики, а при отсутствии их – в размере 25%), тыс. руб.:

$$П = 0,25 \cdot ЗП_T^P,$$

$$П = 0,25 \cdot 1054,5 = 263,6,$$

районный коэффициент с северной надбавкой (50%), тыс. руб.:

$$РК = 0,5 \cdot ЗП_T^P,$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$PK = 0,5 \cdot 1054,5 = 527,2,$$

ночные часы (примерно 4,7% от тарифного фонда), тыс. руб.:

$$НЧ = 0,047 \cdot ЗП_T^P,$$

$$НЧ = 0,047 \cdot 1054,5 = 49,6.$$

Праздничные дни (оплата производится в двойном размере, количество праздничных дней в году составляет около 3%, а количество персонала, работающего в эти дни, принимают 30–50%), тыс. руб.:

$$Pr = 2 \cdot C_T^P \cdot 0,5 \cdot \Sigma T_{K.C.T.P} \cdot 0,03,$$

$$Pr = 2 \cdot 78,68 \cdot 0,5 \cdot 13402,05 \cdot 0,03 = 31,6,$$

определяется дневной фонд заработной платы, тыс. руб.:

$$ДФЗPr = ЗП_T^P + П + PK + НЧ + Pr,$$

$$ДФЗPr = 1054,5 + 263,6 + 527,2 + 49,6 + 31,6 = 1926,5,$$

отпуска и выполнение государственных обязанностей (около 7,5 % от дневного фонда заработной платы), тыс. руб.:

$$ОТП = 0,075 \cdot ДФЗPr,$$

$$ОТП = 0,075 \cdot 1926,5 = 144,5,$$

отчисления на социальные нужды (30 % от основной и дополнительной заработной платы), тыс. руб.:

$$СН = 0,30 \cdot (ДФЗPr + ОТП),$$

$$СН = 0,30 \cdot (1926,5 + 144,5) = 621,3,$$

годовой фонд заработной платы ремонтных рабочих составит, тыс. руб.:

$$ГФЗPr = ДФЗPr + ОТП + СН,$$

$$ГФЗPr = 1926,5 + 144,5 + 621,3 = 2692,3.$$

Произведенные расчеты сводим в Таблицу 38.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Таблица 38 – Фонд заработной платы ремонтных рабочих

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1 Тарифный фонд	1054,5
2 Премии	263,6
3 Районный коэффициент, северные надбавки	527,2
4 Ночные часы	49,6
5 Праздничные дни, дневной фонд заработной платы	31,6
6 Отпуска и выполнение государственных обязательств	144,5
7 Начисления в страховые взносы	621,3
8 Годовой фонд заработной платы	2692,3

Вторая составляющая затрат на ремонт включает стоимость материалов, полуфабрикатов, запасных частей и т. п. и принимается в % к основной заработной плате ремонтных рабочих.

Можно принять в размере 300 % к $ЗП_T^P$, тыс. руб.:

$$ЗМ = 3 \cdot ЗП_T^P, \quad (121)$$

$$ЗМ = 3 \cdot 1054,5 = 3163,4.$$

Цеховые расходы планируются в размере 100–120 % от основной заработной платы ремонтных рабочих, тыс. руб.:

$$ЗЦР = 1,1 \cdot ЗП_T^P, \quad (122)$$

$$ЗЦР = 1,1 \cdot 1054,5 = 1159,9.$$

2. Затраты на ремонт включают основную и дополнительную заработную плату ремонтного персонала ГФЗПр, стоимость материальных ресурсов на ремонтные нужды ЗМ и цеховые расходы ЦР.

$$ЗР = ГФЗПр + ЗМ + ЦР,$$

$$ЗР = 2692,3 + 3163,4 + 1159,9 = 7015,7.$$

Произведенные расчеты сводим в Таблицу 39.

Таблица 39 – Затраты на ремонт

Статьи расходов	Сумма тыс. руб.
1 Заработная плата	2692,3
2 Материалы	3163,4
3 Цеховые расходы	1159,9
Итого	7015,7

12.2.2.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления определяются исходя из норм амортизации H_a и капитальных вложений дифференцировано по каждой группе основных фондов (кабельные линии, подстанции и т. п.).

$$A = \frac{H_a}{100} \cdot K. \quad (123)$$

Годовая норма амортизации, в процентах, определяется по сроку полезного использования оборудования, $T_{\text{пи}}$ [1, стр. 100-101] как

$$H_a = \frac{1}{T_{\text{пи}}} \cdot 100, \quad (124)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования оборудования, год.

Данные расчета сводим в Таблицу 40.

Таблица 40 – Амортизационные отчисления

Элементы основных фондов	Срок полезного использования оборудования, год	Нормы амортизации, %	Капитальные вложения, тыс. руб.	Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.
1 ГПП 110 кВ	15	6,67	53634	3577,4
2 ЗРУ 10 кВ	15	6,67	12119	808,3
3 ТП 10 кВ	5	20	22072	4414,5
4 Автоматы 0,4 кВ	10	10	47	4,7
5 Кабельные линии	25	4	1951	78,1
Итого			89824	8883

12.2.2.4 Прочие расходы

Прочие расходы принимаются в размере 0,5 – 1 % от основной заработной платы эксплуатационного персонала, тыс. руб..

$$V_{\text{прочие}} = 0,01 \cdot 3П_{\text{Т}}^{\text{Э}},$$

$$V_{\text{прочие}} = 0,01 \cdot 4740,7 = 47,4.$$

12.2.2.5 Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства

Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства

Наименование статей расходов	Сумма	
	тыс. руб.	% к итогу
1 Заработная плата основная и дополнительная с начислениями на соц. нужды(эксплуатационников)	12104,2	43,15
2 Затраты на ремонт	7015,7	25,01
3 Амортизационные отчисления	8883	31,67
4 Прочие расходы	47,4	0,17
Итого	28050,2	100

12.2.3 Калькуляция себестоимости

Себестоимость определяется делением суммарных затрат (годовая плата за энергию, $П_{\text{Э}}$, и годовых издержек по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства, $И_{\text{год}}$) на полезно используемую энергию $\text{Э}_{\text{пол}}$. Полезно используемая электроэнергия $\text{Э}_{\text{пол}}$ представляет разность между потребляемой энергией за год $\text{Э}_{\text{год}}$ и расходами электроэнергии на собственные нужды и потери $\text{Э}_{\text{сн}}$:

$$\text{Э}_{\text{пол}} = \text{Э}_{\text{год}} - \text{Э}_{\text{сн}},$$

$$\text{Э}_{\text{пол}} = 182653,3 - 1144,9 = 181508,4.$$

Себестоимость 1 кВт·ч потребленной электроэнергии (руб./кВт·ч) определяется

$$S = \frac{П_{\text{Э}} + И_{\text{год}}}{\text{Э}_{\text{пол}}},$$

$$S = \frac{429235,1 + 28050,2}{181508,4} = 2,52,$$

где $П_{\text{Э}}$ – годовая плата за электроэнергию, тыс. руб.;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$I_{\text{год}}$ – годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства, тыс. руб.

Полученные результаты представим в виде таблицы (Таблица 42).

Таблица 42 – Калькуляция себестоимости 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии

Показатели и статьи расхода	Единицы измерений	Абсолютная величина
1 Потребляемая электроэнергия за год	МВт·ч	182653,3
2 Годовой максимум нагрузки	МВт	42,5
3 Ставка по тарифу за потребляемую энергию	руб./МВт·ч	2350
4 Плата за электроэнергию	тыс. руб.	429235,1
5 Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства	тыс. руб.	28050,2
6 Всего расходов по пп. 4 и 5	тыс. руб.	457285,3
7 Расход электроэнергии на собственные нужды, потери электроэнергии	МВт·ч	1144,9
8 Полезно используемая электроэнергия	МВт·ч	181508,4
9 Себестоимость 1 кВт·ч потребленной электроэнергии	руб./кВт·ч	2,52

12.3 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения

Таблица 43 – Техничко-экономические показатели

Номер п/п	Показатель	Обозначение	Единица измерения	Количество
1	2	3	4	5
1	Установленная мощность	P_y	кВт	63953
2	Расчетная мощность	P_p	кВт	42477,5
3	Полная мощность	S	кВА	48455,5
4	Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{вн}$	кВ	110
5	Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{внн}$	кВ	10
6	Коэффициент мощности	$\cos\varphi$		0,87
		$\operatorname{tg}\varphi_3$		0,29
		$\operatorname{tg}\varphi_p$		0,41
7	Количество и мощность трансформаторов на ГПП			2*40000
8	Конструктивное выполнение ГПП			Мостик
9	Максимальная заявленная мощность	$P'_н$	кВт	42477,5
10	Количество цеховых подстанций и их мощность		кВА	8/30600
11	Принятая схема внутреннего электроснабжения			смешанная
12	Потребление электрической энергии предприятием за год	$\mathcal{E}_п$	тыс. кВт·ч	182653,25
13	Компенсируемая реактивная мощность в том числе:			
	на напряжение 6-10 кВ	$Q_{кв}$	квар	–
	на напряжение 0,4 кВ	$Q_{кн}$	квар	8103
14	Потери активной мощности	ΔP	кВт	425,7
15	Потери энергии	$\mathcal{E}_{пот}$	тыс. кВт·ч	1144868,8
16	Капитальные затраты на электрооборудование предприятия	K	тыс. руб.	89824
17	Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности	k_y	тыс. руб./МВт	1404,5
18	Годовые издержки по обслуживанию электрооборудования и сетей	I	тыс. руб.	28050,2
19	Численность эксплуатационного персонала	$ч_3$	чел.	37
20	Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты эксплуатационного персонала	$\Phi ЗП$	тыс. руб.	12104,2
21	Коэффициент обслуживания	K_o	чел./МВт	0,58
22	Стоимость электроэнергии (плата энергосистеме)	Π	руб./кВт·ч	2,35
23	Расход электроэнергии на единицу продукции			
	нормативный	$\mathcal{E}_н$	кВт·ч	1200
	фактический	$\mathcal{E}_ф$	кВт·ч	1012
24	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии	C_3	руб./кВт·ч	2,52

ДП – 140211.65 ПЗ

Лист

100

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

13 Тепловизионное обследование электрооборудования

13.1 Методика измерения

Обнаружение дефектов в электроустановках с помощью тепловизора производится косвенным методом, путем измерения температуры наружной поверхности соответствующих узлов (дефектного и бездефектного), а также температуры окружающего воздуха с последующим пересчетом значения температуры перегрева (температурного перепада) и отнесением контролируемого объекта к тому или иному классу неисправности.

При этом измерения температуры объектов контроля производят дистанционным методом оптической пирометрии с помощью, как правило, длинноволнового тепловизора (рабочий диапазон длин волн $8\div 12\mu\text{м}$).

После обнаружения дефектных узлов производится их фиксация во встроенной памяти инфракрасной камеры с абсолютными температурами узлов, окружающей температуры, расстояния до объекта и т.д.

Результаты тепловизионной съемки обрабатывают либо по отдельным точкам, в которых температуру измеряют с помощью соответствующих опций тепловизора, либо как тепловые изображения, применяя специализированные программы обработки термограмм.

При оценке теплового состояния оборудования применяются следующие понятия:

1. Превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха;
2. Избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях;
3. Коэффициент дефектности - отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;
4. Контакт - токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи;
5. Контактное соединение - токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

Согласно приложению № 3 РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» в зависимости от токовой нагрузки

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

присоединений оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей может осуществляться по:

- нормированным температурам нагрева (абсолютному превышению температуры);
- избыточной температуре;
- коэффициенту дефектности;
- динамике изменения температуры во времени.

Критерием оценки технического состояния контактов и болтовых контактных соединений при токах нагрузки $(0,3 \div 0,6) I_{\text{НОМ}}$ является избыточная температура. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на $0,5 I_{\text{НОМ}}$.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки $0,3 I_{\text{НОМ}}$ и ниже не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

При оценке теплового состояния контактов и болтовых контактных соединений по избыточной температуре различают следующие степени развития неисправности:

- начальная степень неисправности (избыточная температура $5-10^{\circ}\text{C}$), которую следует держать под контролем и принять меры по ее устранению при ближайшем плановом ремонте;
- развившийся дефект (избыточная температура $10-30^{\circ}\text{C}$), устраняется при ближайшем выводе оборудования из работы;
- аварийный дефект (избыточная температура более 30°C), требует немедленного устранения.

13.2 Диагностируемые повреждения

Тепловизионное обследование электрооборудования позволяет определить общее состояние электроустановки и степень износа её элементов, а именно:

1. Выявить перекос фаз;
2. Найти перегруженные и бракованные автоматические выключатели;
3. В кабельных каналах, латках, трассах позволяет определить аварийно нагретые линии, а также изломы, сдавливание кабелей;
4. Проводить техническое обслуживание, выбирая наиболее точно, требующие обслуживания элементы;
5. Обследовать соединительные коробки перед закрытием их за гипрочным, натяжным или подвесным потолком;
6. Проверить обмотки электродвигателей;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

7. Контактные соединения наиболее проблемная часть электроснабжения, которая будет под надежным наблюдением тепловизора;
8. Найти локальные перегревы трансформаторов;
9. Определить уровень масла в трансформаторе;
10. Увидеть нагрев электрических соединений, скруток, автоматов, выключателей, розеток;
11. Проводить анализ тепловых режимов работы электрооборудования, электродвигателей и др.

13.3 Диагностируемое оборудование

Тепловизионное обследование позволяет определить повреждение в следующих элементах электроснабжения:

1. Синхронные генераторы, компенсаторы и коллекторные возбуждители;
2. Машины постоянного тока (кроме возбуждателей);
3. Электродвигатели переменного тока;
4. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы;
5. Трансформаторы тока;
6. Трансформаторы напряжения;
7. Масляные и электромагнитные выключатели;
8. Воздушные выключатели;
9. Выключатели нагрузки;
10. Элегазовые выключатели;
11. Вакуумные выключатели;
12. Разъединители, отделители и короткозамкатели;
13. Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки;
14. Комплектные экранированные токопроводы 6 кв и выше;
15. Сборные и соединительные шины;
16. Токоограничивающие сухие реакторы;
17. Электрофильтры;
18. Конденсаторы;
19. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений;
20. Трубчатые разрядники;
21. Вводы и проходные изоляторы;
22. Предохранители, предохранители-разъединители напряжением выше 1000 В;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 23. Трансформаторное масло;
- 24. Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В;
- 25. Аккумуляторные батареи;
- 26. Заземляющие устройства;
- 27. Силовые кабельные линии;
- 28. Воздушные линии электропередачи;
- 29. Контактные соединения проводов, грозозащитных тросов (тросов), сборных и соединительных шин;
- 30. Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов.

При этом необходимо отметить, что проверка тепловизором электроустановки выполняется без отключения электроэнергии, а главное бесконтактным способом.

13.4 Устройства тепловизионного обследования

В настоящее время производители предлагают огромное количество видов и модификаций тепловизоров, включающий в себя как сам тепловизор, так и ПО. Для сравнения рассмотрим наиболее популярные тепловизоры, используемые для диагностики электрооборудования.

1. Тепловизоры Flir. Это современные и мощные инфракрасные камера, предназначенные для бесконтактного измерения температуры, которая идеально подходит для обнаружения потери тепла на объектах строительства, чем будет наверняка полезна сотрудникам строительных и эксплуатационных организаций, представлен на рисунке 7.

2. Тепловизоры Testo. Функциональная и удобная в использовании ИК камера, предназначенная для проведения различных работ в сфере строительства, связанных с необходимостью провести замеры температур разных объектов и выявить их, даже незначительные, перепады, представлен на рисунке 8.

3. Тепловизоры Fluke. Многофункциональный, лёгкий и практичный в использовании тепловизор нового поколения. Предназначен для работы в широком температурном диапазоне, оборудован встроенной цифровой камерой и жидкокристаллическим дисплеем, представлен на рисунке 9.



Рисунок 7–Тепловизор Flir



Рисунок 8–Тепловизор Testo

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105



Рисунок 9–Тепловизор Fluke

13.5 Использование тепловизоров для диагностики электрооборудования

Тепловизионный метод диагностики имеет ряд неоспоримых достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами диагностики электрооборудования:

1. Этот метод бесконтактного, неразрушающего контроля, обследование проводится под рабочей нагрузкой и не требует отключения оборудования, которое ведет к серьезным финансовым потерям;
2. Дистанционность метода позволяет не только контролировать труднодоступные дефекты (например, контроль оборудования находящегося на высоте) без предварительной подготовки электрооборудования, но и является гарантом безопасности при проведении обследования;
3. С помощью тепловизионного обследования выявляются не только застарелые и предаварийные дефекты, но и дефекты, только зарождающиеся или находящиеся на самых ранних стадиях развития, а также, дефекты которые невозможно определить никаким иным методом;
4. Метод обеспечивает возможность массового обследования, больших объемов электрооборудования при минимальных затратах времени;
5. Достоверность, объективность и точность получаемых сведений.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

6. Дефекты контактных соединений электрооборудования приводят к перегреву, преждевременному износу, а также увеличивают риск возникновения аварии.

Тепловизионное обследование электрооборудования позволяет выявить следующие виды дефектов:

Дефекты контактных соединений электрооборудования;

Перегрузка электрооборудования по сравнению с допустимыми значениями;

Дефекты изоляции;

Дефекты оборудования, возникающие при перегреве оборудования.

На рисунках 10, 11, 12 представлены наиболее часто встречающиеся повреждения электрооборудования.

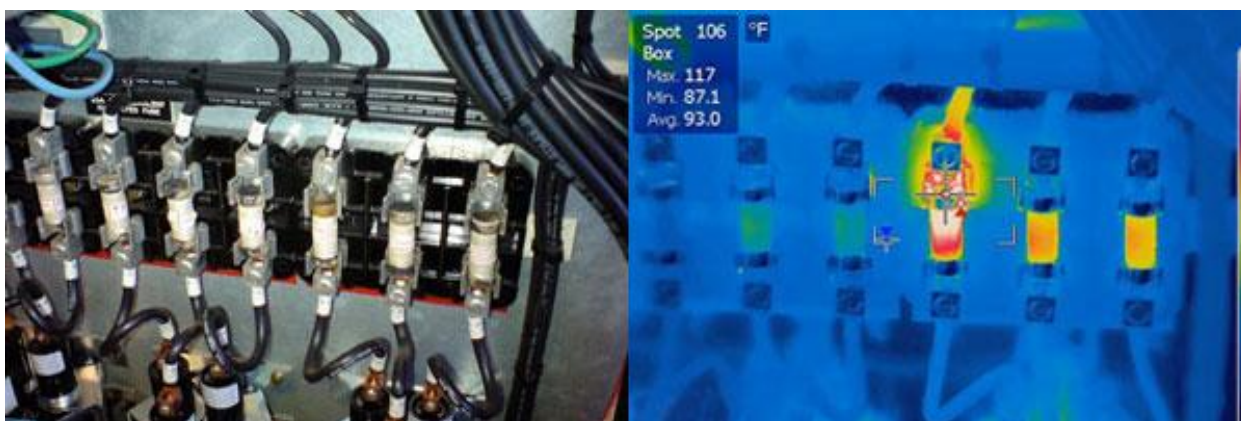


Рисунок 10– Перегрев контактного соединения предохранителя 0,4 кВ

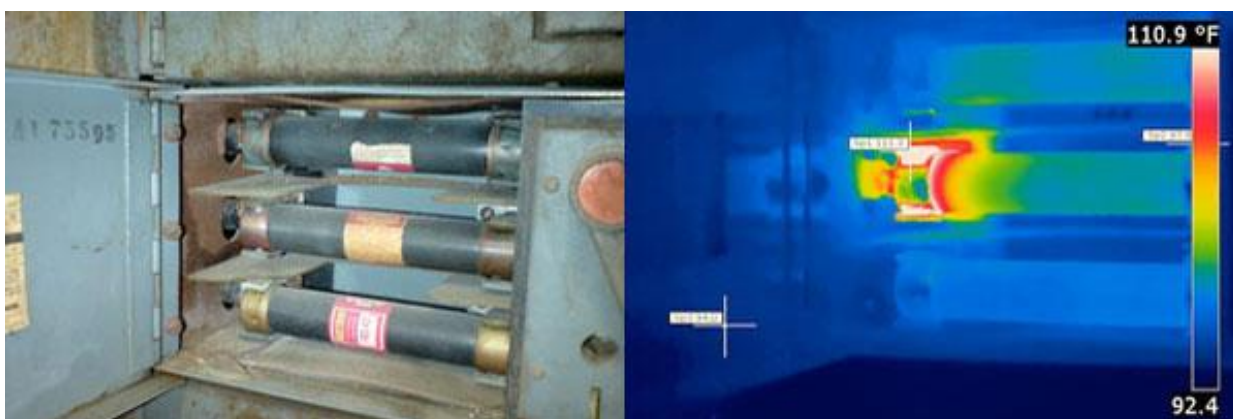


Рисунок 11– Перегрев контактного соединения предохранителя 10 кВ

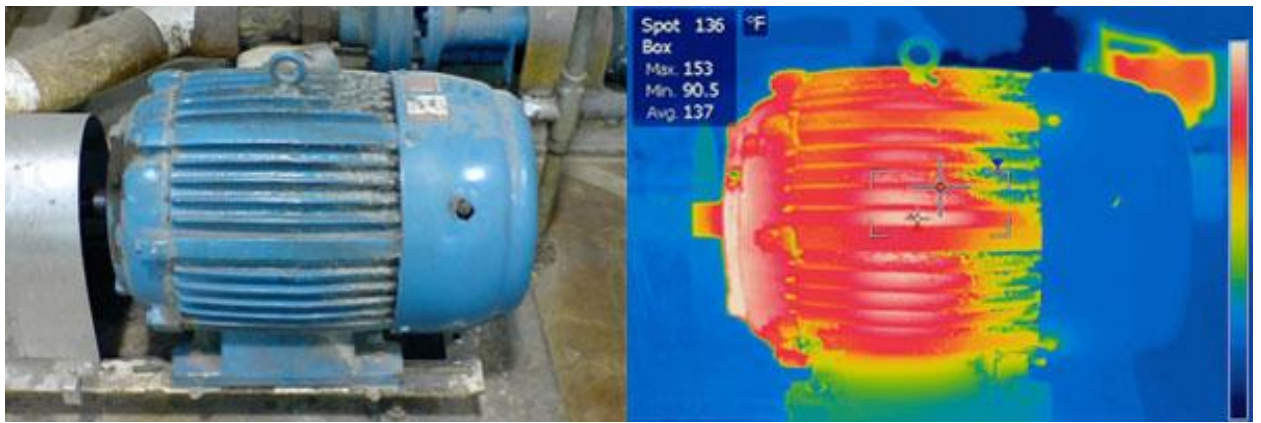


Рисунок 12– Перегрев обмотки АД

Экономический эффект от проведения тепловизионного обследования не оспорим!

Во-первых, для проведения обследования не требуется остановка оборудования, как следствие – нет финансовых потерь;

Во-вторых, своевременное обследование позволяет выявить дефекты электрооборудования на ранних стадиях и предотвратить аварийные ситуации, которые влекут за собой существенные финансовые, трудовые и материальные затраты, на проведение ремонта и восстановления работоспособности оборудования;

В-третьих, затраты на регулярное тепловизионное обследование несоизмеримы с затратами на проведение ремонта и устранения последствий аварии.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

2 <http://www.twirpx.com> (Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.)

3 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

4 Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2-х ч. Ч. 2 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.

5 <http://www.twirpx.com> (Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учеб. для вузов / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.)

6 <http://www.twirpx.com> (Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Учебник для вузов/ Федоров А. А., Каменева В. В. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с., ил.)

7 <http://www.twirpx.com> (Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.)

8 <http://www.twirpx.com> (Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: Учеб. пособие для вузов/ Федоров А. А., Старкова Л. Е – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.)

9 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005. – 854с.

10 <http://www.twirpx.com> (Справочник по электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. - К.: Техніка, 1985.–279 с.)

11 <http://www.twirpx.com> (Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др./ Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. – 434 с.)

12 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учеб. пособие. / Г. Н. Ополева – М. : ФОРУМ : ИНФРВ-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).

13 СТО 4.2–07–2014 Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. – Красноярск: СФУ, 2014. – 57 с.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2-й выпуск (по состоянию на 1 ноября 2005г.) Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005-253с.

15 ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности. – Введ. впервые; дата введ. 01.07.1976. – М.: Стандартиформ, 2007. – 8 с.

16 ГОСТ ИСО/ТО 12100-2-2002 Безопасность оборудования. Основные понятия, общие принципы конструирования. Часть 2. Технические правила и технические требования. – Введ. впервые; дата введ. 01.07.2003. – М.: Стандартиформ, 2003. – 33 с.

17 ГОСТ 12.2.007.9-88 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 12 с.

18 ГОСТ 20022.2-80 Защита древесины. Классификация. Взамен ГОСТ 20022.2-74; дата введ. 01.07.1981. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 22 с.

19 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Взамен ГОСТ 12.2.003-74; дата введ. 01.01.1992. – М.: Стандартиформ, 2007. – 11 с.

20 ГОСТ 12.2.064-81 ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 8 с.

21 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1982. – М.: Стандартиформ, 2001. – 15 с.

22 ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 4с.

23 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 10 с.

24 ГОСТ 12.4.021-75 ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1976. – М.: Стандартиформ, 2007. – 6 с.

25 ГОСТ 12.4.009-83 ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1985. – М.: Издательство стандартов, 2005. – 10 с.

26 Правила устройства электроустановок. Изд. 7. – М.: Энас, 2008. – 552 с.

27 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. Взамен ГОСТ 12.1.004-85; дата введ. 01.07.1992. – М.: Стандартиформ, 2006. – 68 с.

28 www.elinsvo.ru

29 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ»

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Технические требования, утвержденные решением Наблюдательного совета НП «АТС» 24.05.2004г

30 Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др./ Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. – 434 с.

31 Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учеб. пособие. / Г. Н. Ополева – М. : ФОРУМ : ИНФРВ-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).

32 ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий». ИПК Издательство стандартов, 2001. 24 с.

33 Рекомендации по метрологии Р 50.2.028-2003. Алгоритмы построения градуировочных характеристик средств измерений состава веществ и материалов и оценивание их погрешностей (неопределенностей). ИПК Издательство стандартов, 2003.

34 Рекомендации по метрологии Р 50.2.038-2004. Измерения однократные прямые. Оценивание погрешностей и неопределенности результата измерений. ИПК Издательство стандартов, 2004.

35 РМГ 43-2001 ГСОЕИ. Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений».

36 International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology. ISO, Geneva, 1993. ISBN 0-948926-08-2.

37 EUROCHEM/CITAC Guide “Quantifying Uncertainty in Analytical Measurements”, Second Ed., 2000. Имеется русский перевод: Руководство ЕВРАХИМ/СИТАК “Количественное описание неопределенности в аналитических измерениях», Пер. с англ. Р.Л.Кадиса, Г.Р.Нежиховского, В.Б.Симина под ред. Л.А.Конопелько. Санкт-Петербург, 2002. – 141 с.

38 Кузнецов В.П. Измерительная техника. 2003. – 21-27 с.

39 ILACG 17: 2002 “Introducing the Concept of Uncertainty of Measurement in Testing in Association with the Application of the Standard ISO/IFS”

40 ILAC G 15: 2001 “Guidance for Accreditation to ISO/IFS 17025”.

41 ГОСТ Р ИСО 5725-2002 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений» в 6 частях. ИПК Издательство стандартов, 2002.

42 МИ 2336-2002. «Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки».

43 СТП КГТУ 01-02. Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Текстовые материалы и иллюстрации [Текст]. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 52 с.

44 Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)

Расчет токов короткого замыкания
в относительных единицах

Задаем начало отсчета

$$\text{ORIGIN} := 1$$

Выбор базисных условий

Расчет производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$S_6 := 100 \quad \text{MVA}$$

$$U_{\text{баз}} = U_{\text{ср.ном}}$$

$$U_{6_1} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_2} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_3} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_4} := 0.4 \quad \text{кВ}$$

Базисные токи определяем

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_1}}$$

$$I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_2}}$$

$$I_{6_3} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_3}}$$

$$I_{6_4} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_4}}$$

$$I_6 = \begin{pmatrix} 0.502 \\ 5.499 \\ 5.499 \\ 144.338 \end{pmatrix}$$

Определение параметров электрической схемы замещения СЭС.

Энергосистема С

$$S_K := 1800 \quad \text{MVA}$$

$$x_c := \frac{S_6}{S_K} \quad x_c = 0.056$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Трансформаторы Т1 и Т2

$$S_{\text{ном}_1} := 125 \quad \text{МВА} \quad u_{k_1} := 11 \quad \%$$

$$S_{\text{ном}_2} := 40 \quad \text{МВА} \quad u_{k_2} := 10.5 \quad \%$$

$$x_{\tau_1} := \frac{u_{k_1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном}_1}} \quad x_{\tau_2} := \frac{u_{k_2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном}_2}} \quad x_{\tau} = \begin{pmatrix} 0.088 \\ 0.263 \end{pmatrix}$$

Линии

Количество линий $i := 1..3$

W1. воздушные линии 110 кВ:

$$r_{0_1} := 0.249 \quad x_{0_1} := 0.427 \quad l_1 := 5$$

W3, W3. Кабельные линии 10 кВ:

$$r_{0_2} := 0.253 \quad x_{0_2} := 0.338 \quad l_2 := 0.021$$

$$r_{0_3} := 0.125 \quad x_{0_3} := 0.3 \quad l_3 := 0.139$$

$$x_{w_i} := \frac{x_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2} \quad r_{w_i} := \frac{r_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2}$$

$$x_w = \begin{pmatrix} 0.016 \\ 6.438 \times 10^{-3} \\ 0.038 \end{pmatrix} \quad r_w = \begin{pmatrix} 0.009 \\ 0.005 \\ 0.016 \end{pmatrix}$$

Синхронный двигатель, где $n_{\text{дв}}$ - количество двигателей на секции,

$$n_{\text{дв}} := 1 \quad x_d := 0.2 \quad S_{\text{ндв}} := 2$$

$$x_{\text{ндв}} := x_d \cdot \frac{S_6}{n_{\text{дв}} \cdot S_{\text{ндв}}} \quad x_{\text{дв}} = 10$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma_1} := x_c + x_{\tau_1} + x_{w_1} \quad X_{\Sigma_1} = 0.16$$

$$R_{\Sigma_1} := r_{w_1} \quad R_{\Sigma_1} = 9.414 \times 10^{-3}$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $r_{\Sigma} > \frac{x_{\Sigma}}{3}$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{(R^2 + X^2)} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma_1} := Z_{\Sigma}(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \quad Z_{\Sigma_1} = 0.16$$

Определяем ток КЗ в точке К1.

$$I_{кк1} := \frac{I_{б1}}{Z_{\Sigma_1}} \quad I_{кк1} = 3.144$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны синхронного двигателя до точки К2

$$X_{c\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{r2} \quad X_{c\Sigma_2} = 0.422$$

$$R_{c\Sigma_2} := R_{\Sigma_1} \quad R_{c\Sigma_2} = 9.414 \times 10^{-3}$$

$$X_{сн\Sigma_2} := x_{дв} + x_{w3} \quad X_{сн\Sigma_2} = 10.038$$

$$R_{сн\Sigma_2} := r_{w3} \quad R_{сн\Sigma_2} = 0.016$$

Полное сопротивление рассчитываем исходя из условия: если $r_{\Sigma} > \frac{x_{\Sigma}}{3}$, то учитываем в расчетах активное сопротивление.

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{(R^2 + X^2)} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{c2} := Z_{\Sigma}(R_{c\Sigma_2}, X_{c\Sigma_2}) \quad Z_{c2} = 0.422$$

$$Z_{сн2} := Z_{\Sigma}(R_{сн\Sigma_2}, X_{сн\Sigma_2}) \quad Z_{сн2} = 10.038$$

Определяем токи в точке К2 отдельно от системы и от синхронного двигателя

$$I_{кк2} := \frac{I_{б2}}{Z_{c2}} \quad I_{кснК2} := \frac{I_{б2}}{Z_{сн2}}$$

$$I_{кк2} = 13.024 \quad I_{кснК2} = 0.548$$

Суммарный ток в точке К2 равен

$$I_{кК_2} := I_{кК_2} + I_{кспК_2} \quad I_{кК_2} = 13.571$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3

$$x_{экв_2} := \frac{X_{с\Sigma_2} \cdot X_{сп\Sigma_2}}{X_{с\Sigma_2} + X_{сп\Sigma_2}} \quad x_{экв_2} = 0.405$$

$$K_{P_1} := \frac{x_{экв_2}}{X_{с\Sigma_2}} \quad K_{P_2} := \frac{x_{экв_2}}{X_{сп\Sigma_2}} \quad K_P = \begin{pmatrix} 0.96 \\ 0.04 \end{pmatrix}$$

$$x_{рез3} := x_{экв_2} + x_{w_2} \quad x_{рез3} = 0.412$$

$$i := 1..2 \quad x_{3\Sigma_i} := \frac{x_{рез3}}{K_{P_i}} \quad x_{3\Sigma} = \begin{pmatrix} 0.429 \\ 10.197 \end{pmatrix}$$

Определяем токи в точке К3 отдельно от истемы и от синхронного двигателя

$$I_{кК_3} := \frac{I_{\delta_3}}{x_{3\Sigma_1}} \quad I_{кспК_3} := \frac{I_{\delta_3}}{x_{3\Sigma_2}}$$

$$I_{кК_3} = 12.82 \quad I_{кспК_3} = 0.539$$

Суммарный ток в точке К3 равен

$$I_{кК_3} := I_{кК_3} + I_{кспК_3} \quad I_{кК_3} = 13.359$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой (рис. 3.3) в зависимости от отношения x_{Σ}/r_{Σ} .

Количество точек К3 $i := 1..3$

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a_1} := T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \quad T_{a_1} = 16.964$$

$$K_{уд_1} := 1.84$$

Для определения ударных токов в точках К2, К3 находим ударные коэффициенты

$$K_{уд_2} := 1.8 \quad K_{уд_3} := K_{уд_2}$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2, К3

$$i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кк_i} \cdot K_{уд_i}$$

Результаты расчета токов

$$I_{кк} = \begin{pmatrix} 3.144 \\ 13.571 \\ 13.359 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.84 \\ 1.8 \\ 1.8 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 8.18 \\ 34.547 \\ 34.007 \end{pmatrix}$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3, приведенное к базисному напряжению U=0,4 кВ

$$x_{рез3.10} := x_{рез3} \cdot \frac{(U_{6_3})^2}{S_6} \quad x_{рез3.10} = 0.454$$

$$x_{рез3.0.4} := x_{рез3.10} \cdot \left(\frac{U_{6_4}}{U_{6_3}} \right)^2 \quad x_{рез3.0.4} = 0.0007$$

Определяем сопротивление цехового трансформатора

$$\Delta P_K := 16.5 \quad \text{кВт} \quad S_{ном.т} := 1600 \quad \text{кВА} \quad U_{ном} := 0.4 \quad \text{кВ}$$

$$r_{цт} := \frac{\Delta P_K}{S_{ном.т}} \cdot \frac{U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном.т}} \quad r_{цт} = 0.001$$

$$u_{к.цт} := 5.5 \quad \%$$

$$x_{цт} := \sqrt{\left(\frac{u_{к.цт}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{ном.т}} \right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном.т}} \quad x_{цт} = 0.0054$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К4

$$X_{\Sigma_4} := x_{рез3.0.4} + x_{цт} \quad X_{\Sigma_4} = 0.0061$$

$$r_{доб} := 15 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$R_{\Sigma_4} := r_{цт} + r_{доб} \quad R_{\Sigma_4} = 0.016$$

Определяем ток К3 в точке К4

$$I_{кк4} := \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{\Sigma_4})^2 + (R_{\Sigma_4})^2}} = 13.475$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Расчитываем ударный ток в точках К4. Находим ударный коэффициент

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a_{\Sigma 4}} := T_a(R_{\Sigma 4}, X_{\Sigma 4}) \quad T_{a_4} = 0.378$$

$$K_{уд_4} := 1$$

$$i := 1..4 \quad i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кк_i} \cdot K_{уд_i}$$

Результаты расчета токов

$$I_{кк} = \begin{pmatrix} 3.144 \\ 13.571 \\ 13.359 \\ 13.475 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.84 \\ 1.8 \\ 1.8 \\ 1 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 8.18 \\ 34.547 \\ 34.007 \\ 19.056 \end{pmatrix}$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117