

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

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В. И. Пантелеев
« ____ » _____ 2016г

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ КОМБИНАТА ИНДУСТРИАЛЬНЫХ
СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

140211.65 – Электроснабжение

Руководитель	_____	_____	<u>В. В. Шевченко</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Т. И. Земкина</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Рецензент	_____	_____	<u>В. А. Горемыкин</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Консультанты:			
Экономика		_____	<u>Т. И. Поликарпова</u>
		подпись, дата	инициалы, фамилия
Безопасность проекта		_____	<u>В. В. Храмов</u>
		подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер		_____	<u>Т. И. Танкович</u>
		подпись, дата	инициалы, фамилия

Красноярск 2016

ЗАДАНИЕ

Студенту Земкиной Татьяне Игоревне

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ 10-05 Направление (специальность) 140211.65

номер

код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы

Электроснабжение комбината индустриальных строительных конструкций

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

номер

Руководитель ДП В.В. Шевченко, к.т.н., доцент кафедры ПиСФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ДП Генеральный план комбината, электрические нагрузки по цехам, питание осуществляется от подстанции энергосистемы мощностью 1000 МВ·А, на которой установлены два трансформатора, мощностью 16 МВ·А каждый, напряжением 110/10 кВ. Расстояние до комбината 4км.

Перечень разделов ДП 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Техно-экономический расчет выбора варианта схемы электроснабжения; 3. Расчет токов КЗ; 4. Выбор электрооборудования; 5. Релейная защита ТСН; 6. Расчет заземления; 7. Экономическая часть; 8. Безопасность проекта; 9. Специальный раздел.

Перечень графического материала 1. Генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок; 2. Экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения блока цехов; 4. Разрез ячейки КРУ; 5. Релейная защита силового трансформатора ТСКС-40/10-УЗ; 6. Экономические показатели; 7. Специальный раздел.

Руководитель ДП

подпись

В. В. Шевченко

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

Т. И. Земкина

инициалы и фамилия студента

« ___ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение комбината промышленных строительных конструкций» содержит 123 страниц текстового документа, 23 использованных источников, 7 листов графического материала, 142 формулы.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ.

Цель работы – Электроснабжение комбината промышленных строительных конструкций.

В процессе работы выбирались схемы электроснабжения, основные элементы системы электроснабжения, проводился расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, а также расчет экономической части и безопасности проекта.

В результате выбора новой схемы электроснабжения и современного оборудования:

- повышена надежность электроснабжения;
- увеличена пропускная способность кабельных линий питания ГРП;
- большой потенциал к дальнейшему развитию производства и увеличению установленной мощностью нагрузки.

					<i>ДП – 140211.65 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Т. И. Земкина</i>			<i>Электроснабжение КИСКА</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Проб.</i>		<i>В. В. Шевченко</i>					3	123
<i>Реценз.</i>						<i>ЭТКиС</i>		
<i>Н.Контр.</i>		<i>Т. И. Танкович</i>						
<i>Утв.</i>		<i>В. И. Пантелеев</i>						

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения	9
2 Определение электрических нагрузок	13
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок.....	13
2.2 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом.....	15
3 Определение центра электрических нагрузок и места расположения ГПП	18
4 Проектирование системы внешнего электроснабжения	21
4.1 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия.....	21
4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП	21
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения	24
5.1 Выбор сечения провода.....	25
5.2 Расчет капитальных вложений	30
5.3 Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат.....	32
5.4 Стоимость годовых потерь электроэнергии	34
5.5 Приведенные затраты	36
6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и выбор компенсирующих устройств	37
6.1 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	37
6.2 Выбор компенсирующих устройств	41
6.3 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов.....	42
7 Выбор сечения кабельных линий	44
8 Расчет токов короткого замыкания	48
9 Выбор оборудования.....	49
9.1 Выбор выключателей и КРУ на 10 кВ.....	49
9.2 Выбор шин распределительных устройств.....	50
9.3 Выбор измерительных трансформаторов.....	53
9.4 Выбор предохранителей на ВН цеховых трансформаторов	56
9.5 Выбор разъединителей	57
9.6 Выбор автоматических выключателей на НН цеховых трансформаторов ..	58

9.7	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	58
9.8	Выбор ограничителей перенапряжения	59
10	Экономическая часть	60
10.1	Смета капитальных затрат на строительство схемы электроснабжения	60
10.2	Издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства.....	67
10.2.1.	Расходы на заработную плату и социальные нужды	67
10.2.2	Затраты на ремонт.....	72
10.2.3	Амортизационные отчисления	75
10.2.4	Прочие расходы.....	75
10.3	Калькуляция себестоимости электроэнергии	76
10.3.1	Калькуляция себестоимости по одноставочному тарифу.....	76
10.3.2	Калькуляция себестоимости по двухставочному тарифу.....	78
10.4	Мероприятия по экономии электроэнергии.....	80
10.5	Технико-экономические показатели системы электроснабжения	82
11	Релейная защита линии 10 кВ на ГРП	85
11.1	Повреждения и ненормальные режимы работы.....	85
11.2	Расчет максимальной токовой защиты.....	87
11.3	Расчет токовой отсечки.....	89
12	Безопасность проекта	90
12.1	Идентификация и анализ опасных и вредных факторов.....	90
12.1.1	Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением.....	93
12.1.2	Средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования.....	94
12.1.3	Молниезащита	94
12.1.4	Расчёт защитного заземления	94
12.2	Защитные меры и средства, обеспечивающие нормативную надежность и безопасность устройства, эксплуатации и обслуживания электроустановок	97
12.2.1	Мероприятия обеспечивающие безопасность при проведении работ	97
12.2.2	Безопасность средств защиты, входящих в систему электроснабжения	99

12.3 Способы и средства повышения надежности, безопасности и эффективности производственной деятельности персонала	100
12.3.1 Микроклимат производственных помещений	100
12.3.2 Укомплектование рабочих мест средствами защиты.....	101
12.3.3 Освещение производственных помещений.....	101
12.4 Оценка и обеспечение устойчивости функционирования электроустановок и защита персонала в экстремальных ситуациях	102
12.4.1 Пожарная безопасность	102
12.4.2 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	102
13 Специальный вопрос: «Устройство и монтаж кабельных линий»	105
13.1 Устройство кабельных линий.....	105
13.2 Монтаж кабельных линий.....	107
Список использованных источников	114
Приложение А.....	116
Приложение В.....	118

Введение

Электрическая энергия находит широкое применение во всех областях народного хозяйства и в быту. Универсальность, возможность производства в больших количествах промышленным способом передача на большие расстояния – это основные ее достоинства. На сегодняшний день решаются важнейшие задачи, суть которых заключается в непрерывном увеличении объема производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов, уменьшение удельных расходов топлива, повышение производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии, в устранении недостатков существующего электроснабжения. Для этого на многих промышленных предприятиях необходимо проводить реконструкцию электроснабжения.

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие приемники электрической энергии.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой технологической системы производства данного предприятия, которое предъявляет определенные требования к электроснабжению. Она должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологий, рост мощности предприятий и изменение производственных условий. Все эти требования должны выполняться при проектировании реконструкции электроснабжения.

Первые электрические станции сооружались в городах для целей освещения и питания промышленных предприятий. Несколько позднее появилась возможность сооружения электрических станции в местах залежей топлива (торфа, угля, нефти) или в местах использования энергии воды, в известной степени независимо от мест нахождения потребителей электрической энергии – городов и промышленных предприятий. Передача электрической энергии стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения на большие расстояния.

В настоящее время большинство потребителей получает электрическую энергию от энергосистем. В то же время на ряде предприятий продолжается сооружение и собственных ТЭЦ.

По мере развития электропотребления усложняется и система электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов,

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию производственных процессов с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии.

Проектирование систем электроснабжения велось в централизованном порядке в ряде проектных организаций. В результате обобщения опыта проектирования возникли типовые решения. В настоящее время созданы расчеты и проектирования цеховых сетей, выбора мощностей трансформаторов, методики определения электрических нагрузок, выбора напряжения, сечения проводов и жил кабелей и также методики выбора электрооборудования.

Основными задачами решаемыми в этом проекте, являются: оптимизация параметров системы электроснабжения комбината индустриальных строительных конструкций путем правильного выбора напряжения внешнего электроснабжения; определение электрических нагрузок и требований бесперебойности электроснабжения; выбор рационального числа и мощности цеховых трансформаторов; рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчет релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия; рассмотрение вопросов безопасности проекта; экономический расчет. А также выяснение целесообразности реконструкции или расширения действующего электроснабжения цеховой сети.

					<i>ДП - 14.0211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения

Комбинат индустриальных строительных конструкций предназначен для производства высокоэффективных индустриальных облегченных конструкций, изделий и материалов для строительства промышленных, гражданских зданий и жилых домов для объектов цветной металлургии, расположенных в северо-восточных районах страны.

Институтами ЦНИИЭП Жилища и ЦНИИЭП учебных зданий разработана комплексная серия проектов зданий из эффективных материалов для вновь осваиваемых труднодоступных районов страны. Новые типы жилых и гражданских зданий запроектированы из легких индустриальных конструкций высокой заводской готовности. Основными конструкциями зданий являются трехслойные панели с несущим каркасом из деревянных брусков, с утеплителем из минераловатных плит и наружной обшивкой из твердых древесностружечных плит (ДСП).

В заводских условиях производится шпаклевка и грунтовка поверхностей панелей, обмазка кромок ДСП с целью предотвращения проникновения влаги. Окончательная отделка поверхности (покраска, наклейка обоев) производится в построечных условиях после монтажа.

Преимуществом производства таких зданий является резкое снижение трудозатрат в построечных условиях, что при строительстве в районах Крайнего Севера позволит значительно повысить темпы строительства и снизить капиталовложения. На комбинате предусмотрен законченный цикл производства - начиная с получения сырья и заканчивая выпуском полнокомплектных зданий.

Комбинат получает круглый лес (пиловочник), дворянник, отходы деревообработки, минераловатные плиты, профилированный стальной лист, сталь, встроенные столярно-строительные изделия, комплектующие изделия и вспомогательный материалы. Сырье и материалы хранятся на складах.

Номенклатура продукции и производительность по составляющим производствам:

1. Производство легких индустриальных конструкций для жилищно-гражданских зданий - 200 тыс. м² общей площади;
2. производство древесностружечных плит - 110 тыс. м³;
3. лесопиление - 160 тыс. м³ пиломатериалов;
4. производство столярных изделий (дверных блоков) - 250 тыс. м²;
5. производство щитов пола и ДСП с покрытием древесным шпоном - 3.0 млн. м²;
6. производство встроенных столярно-строительных изделий - 2.5 млн. м² (развернутая площадь);
7. производство скобянки и фурнитуры в объеме, обеспечивающем производство домов и встроенных строительных изделий.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП - 14.02.11.65 ПЗ	
					9	

Годовая производительность комбината обеспечивает создание набора зданий и сооружений для семи поселков численностью населения 1000 человек.

Электроснабжение комбината осуществляется от подстанции энергосистемы мощностью 1000 МВ·А, на которой установлены два трансформатора, мощностью 16 МВ·А каждый, напряжением 110/10 кВ.

Учет электроэнергии запроектирован на отходящих линиях 10 кВ от питающей подстанции 110 кВ.

По обеспечению надежности электроснабжения электроприемники комбината относятся ко второй категории.

В воздухе рабочей зоны комбината находятся вредные вещества: древесная пыль, пары растворителей, фенол, формальдегид и др.

С точки зрения обеспечения надежного и бесперебойного питания приемники электрической энергии делятся на три категории:

1-я категория – приемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный материальный ущерб, связанный с повреждением оборудования, браком продукции или длительным расстройством сложного технологического процесса производства;

2-я категория – приемники, перерыв в электроснабжении которых связан с существенным недоотпуском продукции, простоем людей, механизмов, промышленного транспорта;

3-я категория – приемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий (например, приемники второстепенных цехов, не определяющих технологический процесс основного производства)

Категории нагрузок комбината приведены в таблице 1.1.

					<i>ДП – 14.02.11.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

Тема «Электроснабжение комбината индустриальных строительных конструкций»

Исходные данные для проектирования:

1. Схема генерального плана завода, рисунок 1.1.
 2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода, таблица 1.1.
 3. Питание осуществляется от подстанции энергосистемы мощностью 1000 МВ·А, на которой установлено два трансформатора мощностью по 16 МВ·А, напряжением 110/10 кВ, работа трансформаторов раздельная.
 4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 4 км.
 5. Стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч составляет – 3,5 руб.
 6. Завод работает в две смены.
- Освещение цехов и территории определить по площади.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки комбината и категории надежности по цехам

Номер цеха	Наименование цеха	Категория надежности электроснабжения	Установленная мощность электроприемников, кВт
1	Главный корпус	II	2800
2	Административный корпус	II	260
3	Склад продукции	III	250
4	Цех комплектаций	II	230
5	Лесопильный цех	II	900
6	Сушильный цех	II	1500
7	Склад сырья	III	200
8	Бассейн	II	180
9	Окорочный цех	II	120
10	Транспортный цех	II	700
11	Паровая котельная	II	1200
12	Водогрейная котельная	II	1200
13	Пожарное депо	II	60
14	Компрессорная	I	520
15	Склад ГСМ	III	60
16	Центральный тепловыделитель	I	80
17	Насосная а) 0,4 кВ, б) СД 10 кВ.	I	180 2000
18	Цех комплект. изделий	II	3200

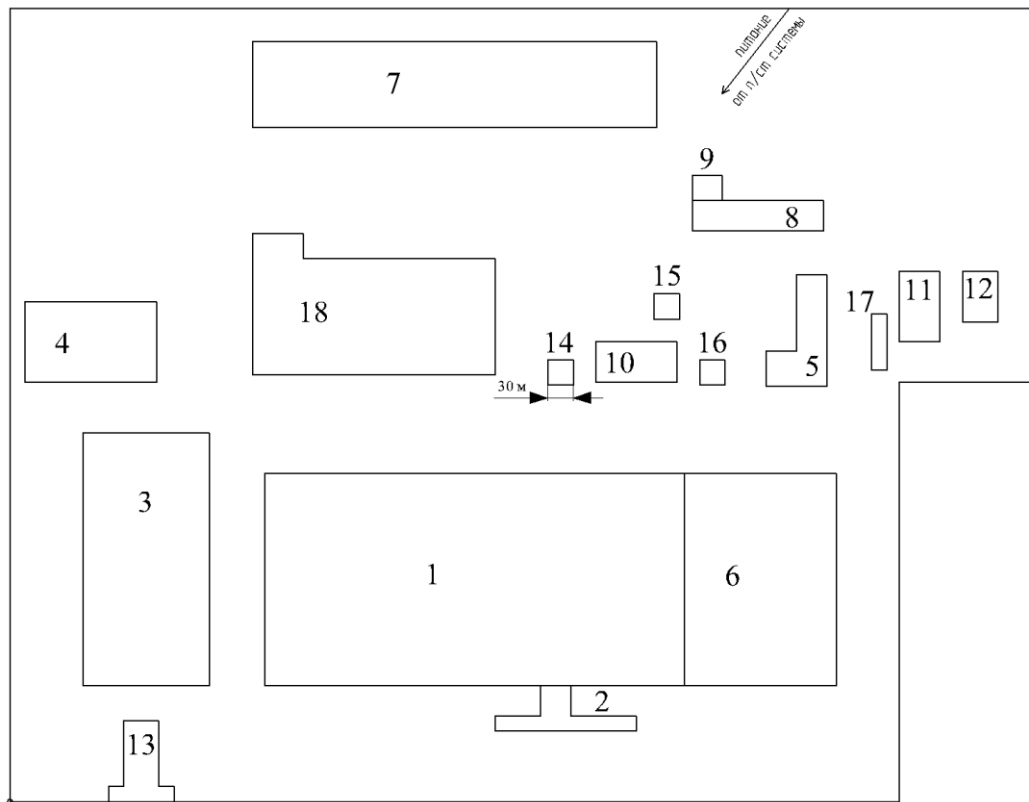


Рисунок 1.1 - Генеральный план комбината

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП - 14.0211.65 ПЗ

Лист

12

2 Определение электрических нагрузок

Электрические нагрузки являются исходными данными для решения сложного комплекса технических и экономических вопросов, возникающих при проектировании электроснабжения современного промышленного предприятия. Определение электрических нагрузок составляет первый этап проектирования любой системы электроснабжения и производится с целью выбора и проверки токоведущих элементов и трансформаторов по нагреву и экономическим соображениям, расчета отклонений и колебаний напряжения, выбора компенсирующих установок, защитных устройств и т.д. От правильной оценки ожидаемых электрических нагрузок зависит рациональность выбора схемы и всех элементов системы электроснабжения и ее технико-экономические показатели (капитальные вложения, ежегодные эксплуатационные расходы, приведенные затраты, потери электроэнергии).

2.1 Определение расчетных электрических нагрузок

Для определения расчетных электрических нагрузок приводится таблица с указанием установленной мощности по цехам завода.

Таблица 2.1 – Сведения об электрических нагрузках по цехам завода

Номер по плану	Наименование электроприемника	P_n , кВт	K_c	$\cos\phi$
1	Главный корпус	2800	0,85	0,75
2	Администр. корпус	260	0,8	0,9
3	Склад продукции	250	0,6	0,9
4	Цех комплектаций	230	0,7	0,7
5	Лесопильный цех	900	0,6	0,75
6	Сушильный цех	1500	0,5	0,7
7	Склад сырья	200	0,6	0,9
8	Бассейн	180	0,5	0,65
9	Окорочный цех	120	0,7	0,7
10	Транспортный цех	700	0,7	0,75
11	Паровая котельная	1200	0,7	0,75
12	Водогрейная котельная	1200	0,7	0,75
13	Пожарное депо	60	0,8	0,5
14	Компрессорная	520	0,85	0,85
15	Склад ГСМ	60	0,6	0,9
16	Центральный тепловыделитель	80	0,8	0,7
17	Насосная: 0,4 кВ; СД 10 кВ	180 2000	0,8	0,85 1
18	Цех комплект. изделий	3200	0,7	0,7

Расчет ведется по установленной мощности и коэффициенту спроса. Суммарная установленная мощность силового оборудования по цехам завода приводится в исходных данных. Коэффициенты $\cos \varphi$, K_c , K_{co} выбираются по справочным таблицам в зависимости от технологического процесса и режима работы цеха [1, таблица 2.1, таблица 2.3]. Освещение участков и территории цеха рассчитываются по площади. Площадь определяется по генплану.

На заданном предприятии оборудование питается от двух классов напряжения. Силовая нагрузка обоих классов определяется аналогично, а на напряжение 0,4 кВ необходимо рассчитать осветительную нагрузку.

Расчетную активную нагрузку определим по формуле, кВт

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}, \quad (2.1)$$

где K_c – коэффициент спроса;

$P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников цеха, кВт.

Расчетную реактивную нагрузку определим по формуле

$$Q_p = P_p \cdot \tan \varphi, \quad (2.2)$$

где $\tan \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, который соответствует $\cos \varphi$ данной группы приемников.

Расчетная нагрузка освещения вычисляется по формуле

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co}, \quad (2.3)$$

где K_{co} – коэффициент спроса на осветительную установку;

$P_{но}$ – суммарная номинальная мощность осветительной нагрузки.

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F, \quad (2.4)$$

где $P_{уд}$ – удельная плотность нагрузки на 1 м^2 производственной площади, кВт/м²;

F – площадь соответствующего цеха, м².

Полная расчетная мощность цеха, кВт·А

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + Q_p^2}. \quad (2.5)$$

					<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Расчет электрических нагрузок произведен в программе Excel, таблица А.1 (Приложение А).

2.2 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

Расчетная мощность предприятия определяется по нагрузкам, с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах, трансформаторах ГПП и с учетом компенсации реактивной мощности. Так как трансформаторы цеховых подстанций и ГПП еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений:

$$\Delta P_{ц.т} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma(0,4кВ)}; \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_{ц.т} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma(0,4кВ)}, \quad (2.7)$$

где, $S_{p\Sigma(0,4кВ)}$ – полная мощность нагрузки всех электроприемников 0,4 кВ, кВ·А.

$$S_{p\Sigma(0,4кВ)} = \sqrt{(\Sigma P_{p(0,4кВ)} + \Sigma P_{po(0,4кВ)})^2 + \Sigma Q_{p(0,4кВ)}}; \quad (2.8)$$

$$S_{p\Sigma(0,4кВ)} = \sqrt{16303,75^2 + 8655,08^2} = 18458,67.$$

Тогда для цеховых трансформаторов потери мощности составят, кВт, квар

$$\Delta P_{ц.т} = 0,02 \cdot 18458,67 = 369,17;$$

$$\Delta Q_{ц.т} = 0,1 \cdot 18458,67 = 1845,87.$$

Ориентировочное значение реактивной мощности, выдаваемой предприятию энергосистемой, квар

$$Q_э = K_\alpha \cdot P_{p\Sigma(0,4кВ)}; \quad (2.9)$$

$$Q_э = 0,29 \cdot 16303,75 = 4728,09,$$

где $K_\alpha = 0,29$ при $U = 110$ кВ.

Необходимая мощность компенсирующих устройств по предприятию, квар

$$Q_{ку} = \Sigma Q_{p(0,4кВ)} + \Sigma Q_{p(10кВ)} + \Delta Q_{ц.т} - Q_э; \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{ку}} = 8655,08 + 0 + 1845,87 - 4728,09 = 5772,86.$$

Не скомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП, квар

$$Q = Q_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})} - Q_{\text{ку}}; \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})} = (\Sigma Q_{\text{р}(0,4\text{кВ})} + \Sigma Q_{\text{р}(10\text{кВ})}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{ц,т}}; \quad (2.12)$$

где, $Q_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})}$ – расчетная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки, квар

$K_{\text{рм}}$ – коэффициент разновременности максимумов (0,9 - 0,95) [2. стр.29],

$$Q_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})} = (8655,08 + 0) \cdot 0,95 + 1845,87 = 10068,20;$$

$$Q = 10068,20 - 5772,86 = 4295,34.$$

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов.

Потери активной мощности в батареях статических конденсаторов, кВт

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}}, \quad (2.13)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельные потери активной мощности, составляющие 0,2% от $Q_{\text{ку}}$;

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 5772,86 = 11,55.$$

Общая активная мощность с учетом потерь в компенсирующих устройствах на шинах подстанции, кВт

$$P = P_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})} + \Delta P_{\text{ку}}, \quad (2.14)$$

где $P_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})}$ – расчетная активная мощность завода, кВт, отнесенная к шинам 10 кВ с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки $K_{\text{рм}} = 0,95$,

$$P_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})} = (\Sigma P_{\text{р}(0,4\text{кВ})} + \Sigma P_{\text{р}(10\text{кВ})}) \cdot K_{\text{рм}} + \Sigma P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{ц,т}}; \quad (2.15)$$

$$P_{\text{р}\Sigma(10\text{кВ})} = (9627 + 1600) \cdot 0,95 + 6676,75 + 369,17 = 17711,57;$$

$$P = 17711,57 + 11,55 = 17723,12.$$

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

$$S'_{p\Sigma(10кВ)} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (2.16)$$

$$S'_{p\Sigma(10кВ)} = \sqrt{17723,12^2 + 4295,34^2} = 18236,20.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП ориентировочно определяются

$$\Delta P'_T = 0,02 \cdot S'_{p\Sigma(10кВ)}; \quad (2.17)$$

$$\Delta Q'_T = 0,1 \cdot S'_{p\Sigma(10кВ)}. \quad (2.18)$$

Подставив значения в формулы (2.17) и (2.18), получим, кВт, квар

$$\Delta P'_T = 0,02 \cdot 18236,20 = 364,72;$$

$$\Delta Q'_T = 0,1 \cdot 18236,20 = 1823,62.$$

Расчетные активная и реактивная мощности на стороне высшего напряжения ГПП, кВт, квар

$$P_p^{ВН} = P + \Delta P'_T = 17723,12 + 364,72 = 18087,84;$$

$$Q_p^{ВН} = Q + \Delta Q'_T = 4295,34 + 1823,62 = 6118,96.$$

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

$$S_p^{ВН} = \sqrt{P_p^{ВН^2} + Q_p^{ВН^2}}; \quad (2.19)$$

$$S_p^{ВН} = \sqrt{18087,84^2 + 6118,96^2} = 19094,8.$$

					<i>ДП - 14.0211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

3 Определение центра электрических нагрузок и места расположения ГПП

Главная понизительная подстанция (ГПП) является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия. Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Радиус окружности определяют по формуле

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{poi}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.1)$$

где, P_{pi} – расчетная активная нагрузка i -го цеха, кВт;

P_{poi} – осветительная нагрузка цеха, кВт;

m – масштаб для определения площади круга, кВт/мм.

Картограмма электрических нагрузок позволяет наглядно представить распределение нагрузок по территории завода.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора α определяется из соотношения активной суммарной нагрузки цеха и осветительной нагрузки по формуле

$$\alpha_i = \frac{P_{poi}}{P_{pi} + P_{poi}} \cdot 360. \quad (3.2)$$

Масштаб генплана $M = 6$ м/мм.

Определяем радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана. Если принять для наименьшей нагрузки, равной 41,40 кВт (цех №15), радиус $r = 6$ мм., кВт/мм

$$m = \frac{P_{p(15)} + P_{po(15)}}{\pi \cdot r^2} = \frac{41,40}{3,14 \cdot 6^2} = 0,4.$$

Принимаем масштаб $m = 0,4$ кВт/мм.

Рассчитаем радиус для наибольшей нагрузки (цех №1), подставив данный масштаб в формулу (3.1), мм

$$r_1 = \sqrt{\frac{4406,76}{3,14 \cdot 0,4}} = 59,23.$$

Определим угол сектора осветительной нагрузки цеха №1 по формуле (3.2), град

$$\alpha_1 = \frac{2026,76}{4406,76} \cdot 360 = 165,57.$$

Аналогично проведем расчет для остальных цехов с помощью программы Excel.

При определении центра электрических нагрузок считается, что нагрузка распределена равномерно по площади цеха. Тогда центр нагрузок цеха будет совпадать с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генплане. В этом случае центр нагрузок предприятия можно определить по формулам

$$x_0 = \frac{\sum_1^n ((P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i)}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}; \quad (3.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n ((P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i)}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}; \quad (3.4)$$

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

Расчет нагрузок производится в табличной форме с помощью Excel, таблица А.2 (Приложение А).

Вычислим координаты по формулам (3.3) и (3.4), получим, м

$$x_0 = \frac{12157032,85}{17903,75} = 679,02;$$

$$y_0 = \frac{7991329,59}{17903,75} = 446,35.$$

Расположить ГПП в месте расчетных координат не представляется возможным, поэтому разместим ГПП в наиболее целесообразном месте, обращая главным образом внимание на тяготение расположения ГПП к геометрически найденному центру нагрузок, учете удобства запитки ГПП с питающей подстанции.

					<i>ДП – 140211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>20</i>

4 Проектирование системы внешнего электроснабжения

4.1 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Электроснабжение завода будет осуществляться от двух трансформаторов ПС энергосистемы напряжением 110/10 кВ, расстояние от ПС до завода 4 км.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжение предприятия осуществляется по формуле Стилла.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P^{ВН}}, \quad (4.1)$$

где l – расстояние от источника питания, км;

$P^{ВН}$ – передаваемая мощность равная расчётной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт.

Таким образом, напряжение будет равно, кВ

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{4 + 16 \cdot 18,09} = 74,34.$$

Далее по стандартной шкале выбираем два ближайших значения номинального напряжения, кВ

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (4.2)$$

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

$$10 < 74,34 < 110.$$

Электроснабжение завода возможно напряжением 10 кВ или 110 кВ.

4.2 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 I, II и III категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, МВ·А

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.0211.65 ПЗ					21

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{\text{Р}}^{\text{ВН}}}{n_{\text{Т}} \cdot K_3}, \quad (4.3)$$

где $S_{\text{Р}}^{\text{ВН}}$ – полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А,

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов,

$n_{\text{Т}}$ – количество трансформаторов.

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{19,09}{2 \cdot 0,7} = 13,64.$$

Выберем трансформаторы на ГПП для первого варианта электроснабжения завода: 110 кВ. [3. стр. 774] Трехфазные двухобмоточные трансформаторы ТДН-16000/110.

$$S_{\text{НОМ.Т}} = 16000 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбранный трансформатор проверим по коэффициенту оптимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах

$$K_3^{\text{н.р}} = \frac{S_{\text{Р}}^{\text{ВН}}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 0,7, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ – количество работающих трансформаторов,

$$K_3^{\text{а.р}} = \frac{S_{\text{Р}}^{\text{ВН}}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 1,4. \quad (4.5)$$

Подставим значения в формулы (4.4) и (4.5), получим

$$K_3^{\text{н.р}} = \frac{19,09}{2 \cdot 16} = 0,6 \leq 0,7;$$

$$K_3^{\text{а.р}} = \frac{19,09}{1 \cdot 16} = 1,2 \leq 1,4.$$

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей III категории надежности, МВ·А

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ					22

$$K_3 \cdot n_T \cdot S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{р}}^{\text{ВН}}; \quad (4.6)$$

$$1,4 \cdot 1 \cdot 16 = 22,40 \geq 18,21.$$

В нормальном режиме работы выбранный трансформатор окажется загруженным на 60% – это удовлетворяет условию выбора трансформатора, но по условию оптимальной загрузки он может быть загружен на 70%, что дает возможность перспективного развития завода.

Параметры трансформаторов приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора

Марка трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		u_k , %	I_x , %
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{кз}}$	ΔP_{xx}		
ТДН-16000/110	16	115	11	85	19	10,5	0,7

5 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП). Если имеются потребители I – ой категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии.

Целью технико-экономического расчета является выбор экономически выгодного варианта внешнего электроснабжения. Варианты схем электроснабжения могут различаться надежностью, под которой понимается способность к бесперебойному обеспечению потребителей электроэнергией заданного качества и количества.

Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы с двухобмоточными трансформаторами 110/10 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин 110 кВ подстанции энергосистемы воздушной линией с установкой на территории предприятия ГПП с двумя трансформаторами ТДН-16000/110 (вариант 1, см. рис. 5.1 а) и кабельной линией 10 кВ с установкой на территории предприятия ГРП (вариант 2, см. рис. 5.1 б).

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле

$$Z = E_n \cdot K + I \rightarrow \min, \quad (5.1)$$

где K – капитальные вложения;

I – ежегодные издержки (эксплуатационные издержки);

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимается как норма дисконта = 0,11.

Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 5.1

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ				

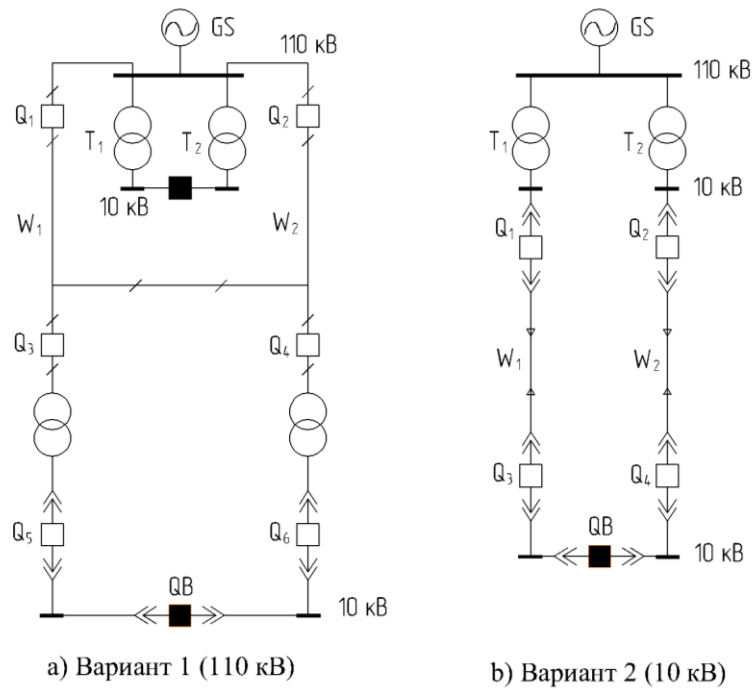


Рисунок 5.1 – Варианты схем внешнего электроснабжения

5.1 Выбор сечения провода

Производится с учетом обеспечения питания предприятия по одной линии, в случае аварийного повреждения и отключения другой.

Вариант 1 (110 кВ)

Первый вариант схемы внешнего электроснабжения представлен в виде схемы – 2 блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий [5 стр.22].

Учитывая, что на заводе имеются потребители первой и второй категории, необходимо предусмотреть резервирование питания.

Определяем расчетный ток цепи двухцепной линии высокого напряжения в нормальном режиме, А

$$I_p = \frac{S_p^{вн}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (5.2)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение питающей линии, кВ;

n – количество цепей;

$S_p^{вн}$ – расчетная мощность, кВ·А.

$$I_p = \frac{19094,80}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 50,11.$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение провода, мм²

$$S = \frac{I_p}{j_{эж}}, \quad (5.3)$$

где $j_{эж} = 1,1$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² [1 табл. 4.1, стр. 65] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки $T_{max} = 3800$ ч/год.

$$S = \frac{50,11}{1,1} = 45,55.$$

Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока $I_{p.max}$ принимают ток послеаварийного режима из условия, что одна питающая линия вышла из строя.

$$I_{p.max} = \frac{S_p^{вн}}{\sqrt{3} \cdot (n - 1) \cdot U_{ном}}, \quad (5.4)$$

Определим максимальный рабочий ток в линии, А

$$I_{p.max} = \frac{19094,80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 100,22.$$

По определенному сечению выбираем ближайшее стандартное сечение провода для ЛЭП 110 кВ сталеалюминевый провод марки АС 70/11. [4 стр.20]. Допустимый ток для данного провода $I_{доп} = 265$ А. [6 стр.35, таб. 1.3.29].

Проверим выбранный провод по допустимому току, А

$$I_{p.max} \leq I_{доп}, \quad (5.5)$$

$$100,22 \leq 265$$

Условие соблюдается, следовательно, сечение выбрано верно.

Проверка сечения по допустимой потере напряжения, в нормальном и послеаварийном режимах:

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Потери напряжения в нормальном режиме, %

$$\Delta U^{\text{н}} \leq \Delta U_{\text{доп}}^{\text{н}}. \quad (5.6)$$

$$\Delta U^{\text{н}} = \frac{(P_{\text{р}}^{\text{вн}} \cdot r_0 + Q_{\text{р}}^{\text{вн}} \cdot x_0) \cdot l}{n \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\%, \quad (5.7)$$

где $P_{\text{р}}^{\text{вн}}$ и $Q_{\text{р}}^{\text{вн}}$ – расчетные активная и реактивная мощности на стороне высшего напряжения ГПП, МВт, Мвар;

r_0, x_0 – активное и реактивное сопротивление выбранного провода [3 стр. 765], Ом/км;

l – длина линии, км.

$$\Delta U^{\text{н}} = \frac{(18,09 \cdot 0,428 + 6,12 \cdot 0,444) \cdot 4}{2 \cdot 110^2} \cdot 100\% = 0,17.$$

$$0,17\% \leq 8\%.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме, %

$$\Delta U^{\text{н/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}}^{\text{н/а}}. \quad (5.8)$$

$$\Delta U^{\text{н/а}} = 2 \cdot \Delta U^{\text{н}}. \quad (5.9)$$

$$\Delta U^{\text{н/а}} = 2 \cdot 0,17 = 0,34;$$

$$0,34\% \leq 12\%.$$

Выбранный провод удовлетворяет все условиям.

Вариант 2 (10 кВ)

Второй вариант схемы внешнего электроснабжения представлен в виде схемы – одна рабочая секционированная выключателем система шин [5 стр.25].

Определяем расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме, А

$$I_{\text{р}} = \frac{19094,80}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 551,22.$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение провода, мм²

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 140211.65 ПЗ					27

$$S = \frac{551,22}{1,4} = 393,73,$$

где $j_{эж} = 1,4$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² [1 табл. 4.1, стр. 65] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки $T_{max} = 3800$ ч/год.

Определим максимальный рабочий ток в линии, А

$$I_{p.max} = \frac{19094,80}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1102,44.$$

Выбираем кабель из сшитого полиэтилена сечением [1 стр. 73, таб. 4.12]

$$S_{станд} = 400 \text{ мм}^2.$$

Проверим выбранный провод по допустимому току, А

$$I_{p.max} \leq I_{доп}, \tag{5.10}$$

$$1102,44 \geq 525$$

Проверка по допустимому току не удовлетворяет условию, поэтому выполним электропитание завода по четырем кабельным линиям, (рисунок 5.2)

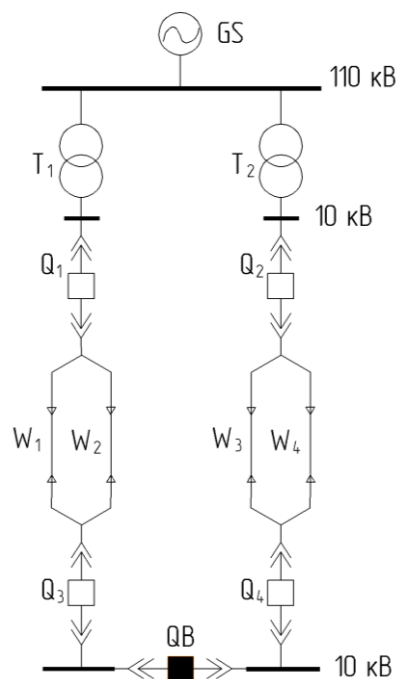


Рисунок 5.2 – Вариант 2 внешнего электроснабжения (10 кВ)

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Максимальный рабочий ток в линии, А

$$I_{p.max} = \frac{19094,80}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 551,22.$$

Для питания сети 10 кВ принимаем кабели марки АПвБВ - кабель силовой с изоляцией жил из сшитого полиэтилена, с алюминиевой жилой, бронированный слой из стальных лент, с внешней оболочкой из поливинилхлоридного пластиката, $S=3 \times (1 \times 500)$, $I_{доп} = 587$ А [1 стр. 73, таб. 4.12].

Проверяем выбранное сечение по допустимому нагреву, учитывая допустимую нагрузку в послеаварийном режиме и снижения допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 ч), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. Допустимая перегрузка $K_3 = 1,23$.

Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем равным 0,81. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчётной температуре среды, для которой составлены таблицы для определения $I_{доп}$.

Определяем допустимый ток кабельных линий из соотношения, А

$$K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{доп} \geq I_{p.max} \quad (5.11)$$

$$1 \cdot 0,81 \cdot 1,23 \cdot 587 = 584,83 \geq 551,22.$$

Проверка сечения по допустимой потере напряжения, в нормальном и послеаварийном режимах

$$r_0 = 0,0605 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,148 \text{ Ом/км}.$$

где r_0, x_0 – активное и реактивное сопротивление выбранного провода [1 стр. 75, таб. 4.12].

$$\Delta U^n = \frac{(18,09 \cdot 0,0605 + 6,12 \cdot 0,148) \cdot 4}{4 \cdot 10^2} \cdot 100\% = 2,0.$$

$$2,0\% \leq 5\%.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме, %

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$\Delta U^n = \frac{(18,09 \cdot 0,0605 + 6,12 \cdot 0,148) \cdot 4}{2 \cdot 10^2} \cdot 100\% = 4,0.$$

$$4\% \leq 12\%.$$

Выбранный кабель удовлетворяет всем условиям.

5.2 Расчет капитальных вложений

Для оценки величины капитальных вложений в строительство энергетических объектов пользуются приближенными методами, построенными на укрупненных показателях стоимости

$$K_{\Sigma} = K_{л} + K_{гпт} \cdot K_{т}, \quad (5.12)$$

где $K_{л}$ – капитальные вложения на сооружение линий электропередачи;
 $K_{гпт}$ – капитальные вложение на сооружение подстанций;
 $K_{т}$ – территориальный коэффициент, для Сибири равный 1,4.

Стоимость ячеек с выключателями, тыс. руб.

$$K_{в} = n_{в} \cdot K_{в} \cdot K_{ц}, \quad (5.13)$$

где $n_{в}$ – количество выключателей, шт. ;
 $K_{в}$ – стоимость ячеек с выключателями на линии 110 кВ, тыс. руб.
 $K_{ц}$ – коэффициент удорожания цен равный 196,6

Стоимость сооружения линий, тыс.руб/км.

$$K'_{л} = n_{л} \cdot l \cdot K_{уд} \cdot K_{ц}, \quad (5.14)$$

где l – протяженность линии, км;
 $K_{уд}$ – стоимость одного км линии, тыс. руб./км;
 $n_{л}$ – количество линий, шт.

Капитальные вложения на сооружение линий электропередачи, тыс. руб./км.

$$K_{л} = K_{в} + K'_{л}. \quad (5.15)$$

Капитальные вложения в главную понизительную подстанцию, тыс. руб.

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

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{В}} + K_{\text{ТР}}, \quad (5.16)$$

где $K_{\text{В}}$ – стоимость ячеек с выключателями, тыс. руб.;

$K_{\text{ТР}}$ – стоимость трансформаторов, тыс. руб.

Стоимость трансформаторов, тыс. руб.

$$K_{\text{ТР}} = n_{\text{Т}} \cdot K_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{ц}}. \quad (5.17)$$

где $n_{\text{Т}}$ – количество трансформаторов, шт.;

$K_{\text{ТР}}$ – стоимость одного трансформатора, тыс. руб.

Расчетные данные сводим в таблицы для каждого варианта.

Таблица 5.1 – Расчёт капитальных вложений в подстанцию 1 (110 кВ)

Составляющие затраты	Кол-во оборудования, шт. Длина линии, км.	Стоимость единицы, в ценах 1984 г., тыс.руб.	Общая стоимость, в ценах 1984 г., тыс.руб.	Общая стоимость с учетом территориального коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учетом изменения цен, тыс. руб.
Выключатели (ВГТ-110П-40/2500 УХЛ1)	2	16,5	33	46,2	9082,9
Линия (двухцепная ВЛ 110 кВ)	4 км.	16,05	64,2	89,9	17670,4
Итого по линиям $K_{\text{Л}} = K_{\text{В}} + K'_{\text{Л}}$					26753,3
Выключатели (ВГТ-110П-40/2500 УХЛ1)	2	16,5	33	46,2	9082,9
Выключатели (ВВ/TEL-10-20-1600)	3	1,9	5,7	7,98	1568,9
Трансформаторы (ТДН 16000/110)	2	53	106	148,4	29175,4
Итого по ГПП $K_{\text{ГПП}} = K_{\text{В}} + K_{\text{ТР}}$					39827,2
Всего $K = K_{\text{Л}} + K_{\text{ГПП}}$					66580,5

Таблица 5.2 – Расчёт капитальных вложений в подстанцию 2 (10 кВ)

Составляющие затрат	Кол-во оборудования, шт. Длина линии, км.	Стоимость единицы, в ценах 1984 г., тыс.руб.	Общая стоимость, в ценах 1984 г., тыс.руб.	Общая стоимость с учетом территориального коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учетом изменения цен, тыс. руб.
Выключатели (ВВ/TEL-10-20-1600)	5	1,9	9,5	13,3	2614,8
Кабель из сшитого полиэтилена АПвБВ (по 2 кабеля в траншее)	2х4 км.	7,24	57,9	81,1	15941,9
Всего $K_{грп} = K_{в} + K_{л}$					18556,7

5.3 Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат

Ежегодные издержки определяются как сумма затрат [1 стр. 99]

$$И = И_a + И_o + И_{пэ}. \quad (5.18)$$

где $И_a$ – амортизационные отчисления;

$И_o$ – издержки на обслуживание;

$И_{пэ}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии.

Амортизационные отчисления

$$И_a = N_a \cdot K, \quad (5.19)$$

где N_a – норма амортизации.

Норма амортизации определяется с учетом срока полезного использования объекта

$$N_a = \frac{1}{T_{пн}}. \quad (5.20)$$

По [7 стр. 52, табл. 4.1] для воздушной линии 110 кВ $N_a = 2,8\%$; для силового оборудования подстанций $N_a = 6,3\%$; для кабельной линии 10 кВ $N_a = 3\%$.

Суммарные расходы на ремонт и обслуживание определяют в процентах от капиталовложений

$$I_o = H_o \cdot K, \quad (5.21)$$

где H_o – норма на обслуживание;
 K – капитальные вложения.

По [1 стр. 104, табл. 6.2] для воздушной линии 110 кВ, $H_o = 0,8\%$; для силового оборудования подстанций $H_o = 5,9\%$, для кабельной линии 10 кВ, $H_o = 2,3\%$.

Таблица 5.3 – Расчет ежегодных издержек по 1 варианту (110 кВ)

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Норма обслуживания, %	Расчетная величина, тыс.руб./год
Затраты на амортизацию:				
ЛЭП	17670,4	2,8		494,8
Трансформаторы	29175,4	6,3		1838,1
Выключатели	19734,7	6,3		1243,3
Итого затраты на амортизацию				3576,2
Затраты на обслуживание:				
ЛЭП	17670,4		0,8	141,4
Трансформаторы	29175,4		5,9	1721,3
Выключатели	19734,7		5,9	1164,3
Итого затрат на обслуживание				3027,0
Всего ежегодных издержек				6603,2

Таблица 5.4 – Расчет ежегодных издержек по 2 варианту (10 кВ)

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Норма обслуживания, %	Расчетная величина, тыс.руб./год
Затраты на амортизацию:				
КЛ	15941,9	3,0		478,3
Выключатели	2614,8	6,3		164,7
Итого затраты на амортизацию				643,0
Затраты на обслуживание:				
КЛ	15941,9		2,3	366,7

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Норма обслуживания, %	Расчетная величина, тыс.руб./год
Выключатели	2614,8		5,9	154,3
Итого затрат на обслуживание				521,0
Всего ежегодных издержек				1164,0

5.4 Стоимость годовых потерь электроэнергии

Стоимость годовых потерь электроэнергии рассчитывается по формуле, тыс. руб./кВт·ч

$$I_{пэ} = i_3 \cdot \Delta W_{пот}, \quad (5.22)$$

где $\Delta W_{пот}$ – годовые потери активной энергии;

i_3 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии = 3,5 руб./кВт·ч (без НДС), тогда с учетом НДС (18%) ставка составит:

$$i_3 = 3,5 \cdot 1,18 = 4,13 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч},$$

Вариант 1 (110 кВ)

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч/год

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau_{max}, \quad (5.23)$$

где ΔP – потери активной мощности в линии, кВт;

τ_{max} – время использования максимума потерь, ч.

Потери активной мощности в линии, кВт

$$\Delta P_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_{р}^{вн2}}{U^2}, \quad (5.24)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводов = 0,428 Ом/км;

l – длина линии, км;

$n_{ц}$ – количество цепей;

$S_{р}^{вн}$ – расчетная мощность завода, МВ·А.

$$\Delta P_{л} = \frac{0,428 \cdot 4}{2} \cdot \frac{19,09^2}{110^2} = 25,80.$$

Для двухсменного графика работы годовое число часов использования максимума нагрузки, $T_{max} = 3800$ ч/год

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760; \quad (5.25)$$

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{3800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2225,2.$$

Тогда годовые потери энергии в линиях, кВт·ч/год

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau_{max} = 25,80 \cdot 2225,2 = 57410,2.$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год

$$\Delta W_{Т} = n \cdot \Delta P_{хх} \cdot T_{в} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{ВН}}{S_{НОМ.Т}}\right)^2 \cdot \tau_{max}, \quad (5.26)$$

где $\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода, кВт;

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

n – количество трансформаторов;

$S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$\Delta W_{Т} = 2 \cdot 19 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{19094,8}{16000}\right)^2 \cdot 2225,2 = 467574,0.$$

Суммарные потери электроэнергии, кВт·ч/год

$$\Delta W_{пот} = \Delta W_{л} + \Delta W_{Т}, \quad (5.27)$$

$$\Delta W_{пот} = 57410,2 + 467574,0 = 524984,2.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс. руб/кВт·ч

$$И_{пэ} = и_3 \cdot \Delta W_{пот} = 4,13 \cdot 524984,2 \cdot 10^{-3} = 2168,2.$$

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год

$$И_{\Sigma} = И_a + И_0 + И_{пэ} = 6603,2 + 2168,2 = 8771,4.$$

Вариант 2 (10 кВ)

Потери активной мощности в линии, кВт

$$\Delta P_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_{р}^{вн^2}}{U^2} = \frac{0,0605 \cdot 4}{4} \cdot \frac{19,09^2}{10^2} = 220,0.$$

Тогда годовые потери энергии в линиях, кВт·ч/год

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau_{max} = 220 \cdot 2225,2 = 489544.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс. руб./кВт·ч

$$И_{пэ} = и_{э} \cdot \Delta W_{пот} = 4,13 \cdot 489544 \cdot 10^{-3} = 2021,8.$$

Суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год

$$И_{\Sigma} = И_{а} + И_{о} + И_{пэ} = 1164,0 + 2021,8 = 3185,8.$$

5.5 Приведенные затраты

Рассчитаем приведенные затраты для каждого варианта электроснабжения по формуле (5.1), тыс. руб./год

$$З_{\Sigma(110 \text{ кВ})} = E_{н} \cdot K_{\Sigma} + И_{\Sigma} = 0,11 \cdot 66580,5 + 8771,4 = 16095,3;$$

$$З_{\Sigma(10 \text{ кВ})} = E_{н} \cdot K_{\Sigma} + И_{\Sigma} = 0,11 \cdot 18556,7 + 3185,8 = 5227,0.$$

Таблица 5.5 - Техничко-экономическое сравнение вариантов

Показатель	Варианты	
	1	2
Капитальные вложения, тыс.руб.	66580,5	18556,7
Ежегодные издержки, тыс.руб./год в том числе:	8771,4	1166,0
-на амортизацию,	3576,2	643,0
-на обслуживание,	3027,0	521,0
-стоимость потерь	2168,2	2021,8
Обоснованные затраты (Приведенные), тыс. руб/год	16095,3	5227,0

По приведенным затратам видно, что вариант 2 более экономичен, чем вариант 1. Исходя из этого для внешнего электроснабжения выбираем вариант 2 (10 кВ).

6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и выбор компенсирующих устройств

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в следующих случаях: при преобладании потребителей I категории; для сосредоточенной цеховой нагрузки; для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок.

6.1 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки, $\text{kB}\cdot\text{A}/\text{m}^2$

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}, \quad (6.1)$$

где $S_{\text{р}}$ – расчетная нагрузка цеха, $\text{kB}\cdot\text{A}$;
 F – площадь цеха, m^2 .

При $\sigma_{\text{н}} = 0,2$, применяют трансформаторы мощностью до 1000 – 1600 $\text{kB}\cdot\text{A}$;
 при $0,2 < \sigma_{\text{н}} < 0,5$ – трансформаторы мощностью 1600 $\text{kB}\cdot\text{A}$;
 при $\sigma_{\text{н}} > 0,5$ применяют трансформаторы мощностью 1600 или 2500 $\text{kB}\cdot\text{A}$.

Таблица 6.1 – Результаты расчета удельной плотности нагрузки цехов

Наименование цеха	$S_{\text{р}}$, $\text{kB}\cdot\text{A}$	F , m^2	$\sigma_{\text{н}}$
1 Главный корпус	4881,10	125496	0,04
2 Администр.корпус	303,00	4320	0,07
3 Склад продукции	426,24	45000	0,01
4 Цех комплектаций	370,16	14976	0,02
5 Лесопильный цех	781,69	6264	0,12
6 Сушильный цех	1630,20	45360	0,04
7 Склад сырья	417,82	48960	0,01
8 Бассейн	196,86	5616	0,04
9 Окорочный цех	130,70	1080	0,12
10 Транспортный цех	698,48	4608	0,15
11 Паровая котельная	1159,05	4032	0,29
12 Водогрейная котельная	1144,29	2520	0,45
13 Пожарное депо	139,20	4680	0,03
14 Компрессорная	531,10	900	0,59
15 Склад ГСМ	44,92	900	0,05
16 Центр. теплопункт	99,80	900	0,11
17 Насосная 0,4 кВ	183,34	1188	0,15

18 Цех комплект.изделий	3639,04	41544	0,09
-------------------------	---------	-------	------

Выбор номинальной мощности трансформаторов производят по расчетной мощности нормального и аварийного режимов работы исходя из рациональной загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме. Номинальную мощность трансформаторов $S_{ном.т}$ определяют по средней нагрузке за максимально загруженную смену

$$S_{ном.т} = \frac{S_{см}}{N \cdot K_3}, \quad (6.2)$$

где N – число трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (для цехов при преобладании нагрузок I категории $K_3 = 0,75 - 0,8$; при преобладании нагрузок II категории $K_3 = 0,8 - 0,9$; при преобладании нагрузок III категории $K_3 = 0,95 - 1$).

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) определяют дополнительную мощность НБК в целях снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6-10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность $Q_{нк}$ НБК составит:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad (6.3)$$

где $Q_{нк1}$ и $Q_{нк2}$ – суммарная мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

Минимальное число цеховых трансформаторов N_{min} одинаковой мощности $S_{ном.т}$, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяют по формуле:

$$N_{min} = \frac{P_{см}}{K_3 \cdot S_{ном.т}} + \Delta N, \quad (6.4)$$

где $P_{см}$ – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену;

K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m, \quad (6.5)$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы.

Рассмотрим выбор трансформаторов для ТПЗ, ТПЗа (цехов 7, 14, 18):

Номинальная мощность трансформаторов, кВ·А

С установкой 2-х трансформаторов

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3} = \frac{4587,96}{2 \cdot 0,85} = 2698,80.$$

С установкой 4-х трансформаторов

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3} = \frac{4587,96}{4 \cdot 0,85} = 1349,40.$$

Учитывая удельную плотность нагрузки $\sigma_n = 0,69$, выбираем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 2500 кВ·А

Минимальное число цеховых трансформаторов

$$N_{\text{min}} = \frac{(P_p + P_{po})}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N = \frac{3700,77}{0,85 \cdot 2500} = 1,74 + 2,26 = 4.$$

Оптимальное число трансформаторов

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m = 4 + 0 = 4.$$

Для питания цехов: 7, 14, 18 выбираем четыре трансформатора ТМ-2500/10.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

					<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$K_3^{н.р} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_{ном.т}} = \frac{4587,96}{4 \cdot 2500} = 0,5 \leq 0,8.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_3^{а.р} = \frac{S_p}{(n_T - 1) \cdot S_{ном.т}} = \frac{4587,96}{3 \cdot 2500} = 0,6 \leq 1,4.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.2

Таблица 6.2 – Результаты расчета оптимального числа трансформаторов

П/ст.	Место расположения	Потребители	$P_p + P_{ро}$, кВт	S_p , кВ·А	σ	K_3	$S_{ном.т}$, кВ·А	N_{min} без ΔN	N_{min}	m	$N_{онм}$
ТП1, ТП1а, ТП1б	цех 1	цех 1, 3, 4, 13	5270,1	5816,7	0,10	0,85	1600	3,88	6	0	6
ТП2	цех 6	цех 2, 6, 16	1800,7	2032,9	0,22	0,85	1600	1,32	2	0	2
ТП3, ТП3а	цех 18	цех 7, 14, 18	3700,8	4587,9	0,69	0,85	2500	1,74	4	0	4
ТП4	цех 10	цех 8, 9, 10, 15	855,2	1070,9	0,36	0,85	1600	0,63	2	0	2
ТП5	цех 5	цех 5, 17	780,0	965,0	0,27	0,85	1600	0,57	2	0	2
ТП6	цех 11	цех 11	891,4	1159,0	0,29	0,85	1600	0,66	2	0	2
ТП7	цех 12	цех 12	872,1	1144,3	0,45	0,85	1600	0,64	2	0	2

Таблица 6.3 – Данные цеховых трансформаторов

П/ст.	$S_{ном.т}$, кВ·А	Кол-во транс-в	Тип трансформатора	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	u_k , %	I_{xx} , %
ТП1, ТП1а, ТП1б	1600	6	ТМ-1600/10	3,3	16,5	5,5	1,3
ТП2	1600	2	ТМ-1600/10	3,3	16,5	5,5	1,3
ТП3, ТП3а	2500	4	ТМ-2500/10	4,6	26,0	5,5	1,0
ТП4	1600	2	ТМ-1600/10	3,3	16,5	5,5	1,3
ТП5	1600	2	ТМ-1600/10	3,3	16,5	5,5	1,3

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{max.т}} = 2617,31 - 7652,1 = -5034,8.$$

Так как $Q_{\text{нк1}} < 0$, то установка НБК при выборе трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{нк1}}$ будет равна нулю).

Дополнительная мощность НБК для снижения потерь мощности в трансформаторах по формуле (6.8), кВар

$$Q_{\text{нк2}} = 2617,31 - 0 - 0,6 \cdot 4 \cdot 2500 = -3382,7,$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый по [8 рис.1.6 б) стр. 13], зависящий от коэффициентов $K_{p1} = 15$ и $K_{p2} = 5$ [8 табл. 1.3, табл. 1.4 стр. 15-16]. При значении $Q_{\text{нк2}} < 0$, принимаем его равным 0. Дополнительная мощность НБК не требуется.

Аналогично выполним расчет для остальных ТП и сведем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Выбор мощности конденсаторных батарей

П/ст.	Потребители электроэнергии	Q_p , квар	$Q_{\text{max.т}}$, квар	$Q_{\text{нк1}}$, квар	γ	$Q_{\text{нк2}}$, квар	$Q_{\text{нк}}$, квар	$Q_{\text{нк.ф акт}}$, квар	Кол-во батарей	Тип НБК
ТП1, ТП1а, ТП1б	цех 1, 3, 4, 13	2419,0	6229,9	-3810,9	0,53	1141,9	-2669,0	0	-	-
ТП2	цех 2, 6, 16	931,2	2038,6	-1107,4	0,63	22,6	-1084,8	0	-	-
ТП3, ТП3а	цех 7, 14, 18	2617,3	7652,1	-5034,8	0,6	1652,1	-3382,7	0	-	-
ТП4	цех 8, 9, 10, 15	640,5	2582,1	-1941,6	0,63	566,1	-1375,5	0	-	-
ТП5	цех 5, 17	565,5	2605,8	-2040,3	0,63	589,8	-1450,5	0	-	-
ТП6	цех 11	740,8	2569,8	-1829,0	0,63	553,8	-1275,2	0	-	-
ТП7	цех 12	740,8	2576,4	-1835,6	0,63	560,4	-1275,2	0	-	-

6.3 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов

Суммарная расчетная мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК) для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности.

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности:

синхронные двигатели 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия имеет вид:

$$\Sigma Q_p^{10 \text{ кВ, грп}} - \Sigma Q_{\text{вк}} - \Sigma Q_{\text{сд}} - Q_3 - \Sigma Q_{\text{нк.факт}} = 0. \quad (6.10)$$

Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальную величину которой по условию устойчивой работы СД определяют по формуле, квар

$$\Sigma Q_{\text{сд}} = \Sigma P_{\text{ном.сд}} \cdot K_{\text{сд}} \cdot \tan \varphi_{\text{ном}}, \quad (6.11)$$

где $K_{\text{сд}}$ – коэффициент загрузки по активной мощности.

$$\Sigma Q_{\text{сд}} = 2000 \cdot 0,85 \cdot 0 = 0.$$

Входная реактивная мощность Q_3 задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы, квар

$$Q_3 = K_\alpha \cdot P_{p\Sigma(0,4\text{кВ})} = 0,29 \cdot 16303,75 = 4728,09,$$

где $K_\alpha = 0,29$ при $U = 110$ кВ.

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из формулы

$$\Sigma Q_{\text{вк}} = \Sigma Q_p^{10 \text{ кВ, грп}} - \Sigma Q_{\text{сд}} - Q_3 + \Sigma \Delta Q_{\text{ц.т}} - \Sigma Q_{\text{нк.факт}}. \quad (6.12)$$

$$\Sigma Q_{\text{вк}} = 8655,08 - 0 - 4728,09 + 1845,87 - 0 = 5772,86.$$

Таблица 6.5 – Выбор мощности высоковольтных конденсаторных батарей

Тип ВБК	Количество	$Q_{\text{факт}}$, квар
УКРМ-10,5-2900	2	5800

7 Выбор сечения кабельных линий

Внешние сети промышленных предприятий (10 кВ и более) предназначены для передачи электроэнергии от источника питания к приемному пункту промышленного предприятия.

Для увеличения пропускной способности кабельных линий и ее надежности используют несколько кабелей, включенных параллельно.

Пропускные способности кабельных линий должны соответствовать послеаварийным режимам работы ГРП, возникающим при отказе одного из источников электроэнергии.

Сечение жил кабелей выбирают по техническим и экономическим условиям.

Определим расчётный ток питающей линии от ГРП до ТП1, ТП1а, ТП1б в нормальном I_p и послеаварийном $I_{p.max}$ режимах, А

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{1600 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 277,1.$$

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{1600 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10} = 554,3,$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение КЛ, кВ;

n – число параллельных КЛ;

S_p – расчётная мощность, кВ·А.

Определяем нестандартное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм²

$$S = \frac{I_p}{j_{эж}} = \frac{277,1}{1,4} = 197,9.$$

где $j_{эж} = 1,4$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² [1 табл. 4.1, стр. 65] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки $T_{max} = 3800$ ч/год.

Ближайшее сечение кабеля 240 мм², $I_{доп} = 428$ А.

$$I_{доп} = 428 < 554,3 = I_{p.max}.$$

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Условие не соблюдается, произведем питание ТП1, ТП1а, ТП1б по четырем кабельным линиям

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{1600 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 10} = 138,6.$$

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n - 2) \cdot U_{ном}} = \frac{1600 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 277,1.$$

Определяем нестандартное сечение кабеля по экономической плотности тока, мм²

$$S = \frac{I_p}{j_{эж}} = \frac{138,6}{1,4} = 99,0.$$

Выбираем кабель АПвБВ с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением 120 мм², $I_{доп} = 298$ А.

Проверяем выбранное сечение по допустимому нагреву, учитывая допустимую нагрузку в послеаварийном режиме и снижения допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 ч), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. Допустимая перегрузка $K_3 = 1,23$.

Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем равным 0,8. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчётной температуре среды, для которой составлены таблицы для определения $I_{доп}$.

Величина длительно допустимого тока будет равна, А

$$I_{доп.р} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{доп}, \quad (7.1)$$

$$I_{доп.р} = 1 \cdot 0,8 \cdot 1,23 \cdot 298 = 293,2.$$

$$I_{доп.р} = 293,2 \geq 184,8 = I_{p.max}.$$

Аналогично произведем расчеты для остальных цехов, и данные занесем в таблицы 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 – Кабельные линии 10 кВ

					<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Участок	$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	n	$I_p, \text{А}$	$I_{p,max}, \text{А}$	$S, \text{мм}^2$	Марка	$S_{ст}, \text{мм}^2$	$I_{доп}, \text{А}$	$I_{доп,p}, \text{А}$
ГРП - ТП1, ТП1а, ТП1б	9600	4	138,6	277,1	99,0	АПвБВ	1(3x120)	298	293,2
ГРП - ТП2	3200	2	92,4	184,8	66,0	АПвБВ	1(3x70)	240	265,7
ГРП - ТП3, ТП3а	10000	4	144,3	288,7	103,1	АПвБВ	1(3x120)	298	293,2
ГРП - ТП4	3200	2	92,4	184,8	66,0	АПвБВ	1(3x70)	240	265,7
ГРП - РУ1	4800	2	138,6	277,1	99,0	АПвБВ	1(3x120)	298	329,9
РУ1 - ТП5	3200	2	92,4	184,8	66,0	АПвБВ	1(3x70)	240	265,7
ГРП - ТП6	6400	2	184,8	369,5	132,0	АПвБВ	1(3x185)	371	410,7
ТП6 - ТП7	3200	2	92,4	184,8	66,0	АПвБВ	1(3x70)	240	265,7

Для питания сети 10 кВ принимаем кабели марки АПвБВ - кабель силовой с изоляцией жил из сшитого полиэтилена, с алюминиевой жилой, бронированный слой из стальных лент, с внешней оболочкой из поливинилхлоридного пластика.

Таблица 7.2 – Кабельные линии 0,4 кВ

Участок	$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	n	$I_p, \text{А}$	$I_{p,max}, \text{А}$	$S, \text{мм}^2$	Марка	$S_{ст}, \text{мм}^2$	$I_{доп}, \text{А}$	$I_{доп,p}, \text{А}$
ТП1 - РП1	139,2	2	100,5	200,9	71,8	АПвзБбШнг	1(3x95)	255	263,9
ТП1 - РП2	426,2	1	615,2	-	439,4	АПвзБбШнг	3(1x630)	653	751,0
ТП1 - РП3	370,2	2	267,1	534,3	190,8	АПвзБбШнг	3(1x240)	465	481,3
ТП2 - РП4	303,0	2	218,7	437,3	156,2	АПвзБбШнг	3(1x240)	465	481,3
ТП2 - РП5	99,8	2	72,0	144,0	51,4	АПвзБбШнг	1(3x70)	210	217,4
ТП3 - РП6	417,8	1	603,1	-	430,8	АПвзБбШнг	3(1x630)	653	751,0
ТП3 - РП7	531,1	4	191,6	255,5	136,9	АПвзБбШнг	1(3x150)	329	302,7
ТП4 - РП8	44,9	1	64,8	-	46,3	АПвзБбШнг	1(3x50)	175	201,3
ТП4 - РП9	327,5	2	236,4	472,8	168,9	АПвзБбШнг	1(3x185)	385	398,5

Участок	$S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$	n	$I_p, \text{А}$	$I_{p,max}, \text{А}$	$S, \text{мм}^2$	Марка	$S_{ст}, \text{мм}^2$	$I_{доп}, \text{А}$	$I_{доп.р}, \text{А}$
РП9 - РП10	130,70	2	94,3	188,7	67,4	АПвзБбШнг	1(3x70)	210	217,4
ТП5 - РП11	183,34	2	132,3	264,6	94,5	АПвзБбШнг	1(3x120)	295	305,3

Для питания сети 0,4 кВ принимаем кабель АПвзБбШнг - кабели силовые с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с наполнителем из материала, препятствующего распространению влаги внутрь сердечника, бронированные, без подушки, которая является внутренней частью защитного покрова, наложенная под броней с целью предохранения находящегося под ней элемента от коррозии и механических повреждений лентами или проволоками брони, в защитном покрове в виде выпрессованного шланга из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести с наружной оболочкой из полиэтилена, не поддерживающего горение.

					<i>ДП - 14.02.11.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

8 Расчет токов короткого замыкания

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 снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбрать электрооборудование, защитную аппаратуру и средство ограничения токов КЗ.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 8.1

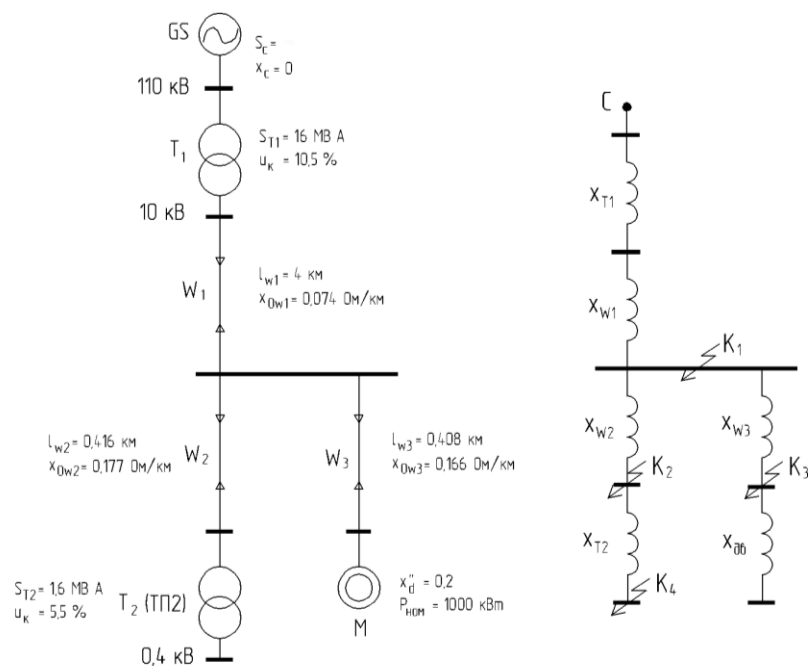


Рисунок 8.1 - Расчетная схема и схема замещения

Расчет токов короткого замыкания произведен с помощью программы MathCAD.

Таблица 8.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, кА	$B_{кз}$, кА ² ·с
К-1	6,220	15,834	8,125
К-2	5,783	14,722	7,024
К-3	5,851	14,893	7,188

К-4	32,89	65,122	227,2
-----	-------	--------	-------

9 Выбор оборудования

9.1 Выбор выключателей и КРУ на 10 кВ

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

Выбор вводных выключателей на 10 кВ

Выберем для установки в КРУ-2-10 вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20-1600. Проверка выключателя приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Проверка вводных выключателей на 10 кВ

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
1102 А	1600 А	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
6,22 кА	20,0 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
15,83 кА	20 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
8,13 кА ² с	1200 кА ² с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Так как на низшем напряжении приняли к установке шкафы КРУ выкатного типа, то нет необходимости в проверке выбора разъединителей.

Выбор секционных выключателей и выключателей на 10 кВ питающих линий ТП, РУ1, СД1 и СД2

Выберем секционные выключатели и выключатели на отходящих линиях ВВ/TEL-10-20-630

Таблица 9.2 - Проверка выключателей на 10 кВ

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
551,2 А	630 А	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
6,22 кА	20,0 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
15,83 кА	20 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$

					ДП – 14.02.11.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$8,13 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$$

9.2 Выбор шин распределительных устройств

Как сказано в [9, с.218 и с.232] в ЗРУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами, медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины.

Выбор жестких шин проводится по следующим критериям:

1) длительно допустимому току $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мах}}$;

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток шины выбранного сечения;

2) термической стойкости $q \geq q_{\text{min}}$;

где q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости, мм^2 ;

q – выбранное сечение шины;

3) механической прочности $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$,

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале.

По [9, с. 624] выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения 60×10 .

Характеристики шины приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Характеристики алюминиевой шины прямоугольного сечения

Размеры шины, мм	Сечение полосы, мм^2	Допустимый ток, А
60×10	600	1115

Проверим выбранные шины по условиям перечисленным выше

1) $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мах}} : 1115 \geq 1102$;

2) для проверки по термической стойкости определяем минимальное сечение шины, мм^2 ,

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (9.1)$$

где $B_k = 5,583 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;

C – функция, значение которой выбирается по [9, с. 192];

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5,583 \cdot 10^6}}{91} = 25,97;$$

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ					50

тогда получаем $q \geq q_{min} : 600 \geq 25,97;$

3) для проверки по механической прочности найдем удельное усилие при трехфазном КЗ по [9, с. 221], Н/м,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2}}{a}, \quad (9.2)$$

где $a = 0,5$ м – расстояние, между соседними фазами шин;

$i_{уд}^{(3)} = 13,125$ кА – значение ударного тока.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(13,125 \cdot 10^3)^2}{0,50} = 59,67;$$

изгибающий момент по [9, с. 221], Н/м,

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}; \quad (9.3)$$

где $l = 0,75$ – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции

$$M = \frac{59,67 \cdot 0,75^2}{10} = 3,36.$$

Определяем момент сопротивления шин относительно оси по [9, с. 223], см³,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (9.4)$$

где b и h – высота и ширина полосы шины соответственно, при горизонтальном расположении шин,

$$W = \frac{1 \cdot 6^2}{6} = 6,0.$$

Определяем напряжение в материале шин по [9, с. 222], МПа,

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{3,36}{6,0} = 0,56,$$

По [9, с. 224] принимается $\sigma_{доп} = 40$ МПа;

					<i>ДП – 140211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

$$\sigma_{\text{доп}} = 40 \geq 0,56 = \sigma_{\text{расч.}}$$

Условие выполняется.

Для РУ1 по [9, с. 624] выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения 30×4. Характеристики шины приведены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Характеристики алюминиевой шины прямоугольного сечения для РУ1

Размеры шины, мм	Сечение полосы, мм ²	Допустимый ток, А
30×4	120	365

Проверим выбранные шины:

1) $I_{\text{доп}} \geq I_{p,\text{max}} : 365 \geq 277;$

2) для проверки по термической стойкости определяем минимальное сечение шины, мм²,

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{7,188 \cdot 10^6}}{91} = 29,46;$$

тогда получаем $q \geq q_{\text{min}} : 120 \geq 29,46;$

3) для проверки по механической прочности найдем удельное усилие при трехфазном КЗ по [9, с. 221], Н/м,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(14,893 \cdot 10^3)^2}{0,50} = 76,83.$$

Изгибающий момент по [9, с. 221], Н/м,

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} = \frac{76,83 \cdot 0,75^2}{10} = 4,32.$$

Определяем момент сопротивления шин относительно оси по [9, с. 223], см³,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6.$$

Определяем напряжение в материале шин по [9, с. 222], МПа,

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{4,32}{0,6} = 7,2,$$

По [9, с. 224] принимается $\sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа;

$$\sigma_{\text{доп}} = 40 \geq 7,2 = \sigma_{\text{расч}}.$$

Условие выполняется.

9.3 Выбор измерительных трансформаторов

Контроль над режимами работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно – измерительных приборов. Эти приборы относятся к вторичным цепям и связаны с первичными цепями посредством измерительных трансформаторов тока и напряжения

Выбор ТТ в распределительном устройстве 10 кВ

Условия выбора трансформаторов тока:

- 1) по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) по максимальному току $I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{ном}}$;
- 3) по термической стойкости $B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$;
- 4) по вторичной нагрузке $Z_{2.\text{ф}} \leq Z_{2\text{ном}}$;
- 5) по классу точности.

Таблица 9.5– Вторичная нагрузка ТТ на 10 кВ

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э350	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	И680	0,5	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	0,5	2,5	-	2,5
Итого			5,5	0,5	5,5

Из таблицы 9.5 видно, что наиболее загружен ТТ фазы А и С. Общее сопротивление приборов определяется как, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22,$$

При числе приборов не более трех сопротивление контактов $r_k = 0,05$ Ом. Тогда допустимое сопротивление проводов определяется по выражению, Ом

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 1,2 - 0,22 - 0,05 = 0,93.$$

Ориентировочная длина контрольного кабеля с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$) $l = 50$ метров. ТТ соединены в полную звезду поэтому $l_{\text{расч}} = l$, тогда сечение контрольного кабеля будет, мм²

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,93} = 1,52.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм². Зная сечение, определяем реальное сопротивление проводов, Ом

$$r_{\text{пров.ф}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,35.$$

Фактическая вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом

$$Z_{2.ф} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров.ф}} + r_k = 0,22 + 0,35 + 0,05 = 0,62.$$

$$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \geq 0,62 = Z_{2.ф}.$$

Условие выполняется.

Выбираем измерительный трансформатор тока ТОЛ-10-1У2 (ОАО «Мосэлектротит»).

Расчетные и каталожные данные ТТ приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Выбор ТТ на 10 кВ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ТОЛ-10-1У2
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{p,max} \leq I_{\text{ном}}$	1102 А	1500 А
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	8,13 кА ² с	72,03 кА ² с
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	0,62 Ом	1,2 Ом
Класс точности	0,5	0,5

Выбор трансформаторов тока других присоединений проведем аналогичным образом. Результаты расчетов сведем в таблицу 9.7

Таблица 9.7 Выбор трансформаторов тока ГРП-10 кВ

	Наименование присоединения	$I_{p,max}, A$	Тип трансформатора тока
1	Вводной на 10 кВ	1102	ТОЛ-10-1-1500У2
2	Линия ГРП - ТП1, ТП1а, ТП1б, РУ1	277,1	ТОЛ-10-1-300У2
3	Линия ГРП - ТП2, ТП4, ТП5	184,8	ТОЛ-10-1-200У2
4	Линия ГРП - ТП3, ТП3а,	288,7	ТОЛ-10-1-300У2
5	Линия ГРП - ТП6	369,5	ТОЛ-10-1-400У2
6	Линия РУ1 - СД 1, РУ1 - СД 2	57,7	ТОЛ-10-1-75У2

Выбор ТН в распределительном устройстве 10 кВ

Условия выбора трансформатора напряжения:

- 1) по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2ном}$.

Расчетные нагрузки измерительного ТН на стороне ВН приведены в таблицы 9.8.

Таблица 9.8 – Расчетные нагрузки измерительного ТН

Прибор	Тип	$S_{обм}, B \cdot A$	$n_{обм}$	$cos \varphi$	$sin \varphi$	$n_{приб}$	$P, Вт$	$Q, вар$
Вольтметр	Э335	2	1	1	0	1	2,0	-
Счетчик активной энергии	ЦЭ6822	5	1	0,38	0,925	1	1,9	4,6
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6811	1	1	0,38	0,925	1	0,38	0,925
Итого							4,28	5,52

Определим мощность приборов, подключаемых к ТН, В·А

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (9.5)$$

$$S_2 = \sqrt{4,28^2 + 5,52^2} = 6,98.$$

Выбираем НАМИ-10У2 – антирезонансный трансформатор напряжения с естественной циркуляцией воздуха и масла, с контролем изоляции сети, производства ОАО «Мосэлектроцит».

Трансформаторы устанавливаются в шкафах КРУ и в закрытых РУ промышленных предприятий.

Трансформаторы изготавливаются в климатическом исполнении У, категории размещения 2 по ГОСТ 15150 – 69.

Расчетные и каталожные данные ТН приведены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Выбор ТН на 10 кВ

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные НАМИ-10У2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$	6,98 В·А	75 В·А

9.4 Выбор предохранителей на ВН цеховых трансформаторов

Предохранителем называется 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.

Условия выбора:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. по току $I_{р.мах} \leq I_{ном}$;
3. по току отключения $I_{п0} \leq I_{откл}$;
4. по номинальному току плавкой вставки $I_{р.мах} \leq I_{в.ном}$.

Таблица 9.10 – Выбор предохранителей для ТП с трансформаторами 1600 кВ·А

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ПКТ103-10-100-12,5У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	92 А	100 А
$I_{п0} \leq I_{откл}$	5,78 кА	12,5 кА
$I_{р.мах} \leq I_{в.ном}$	92 А	150 А

Таблица 9.11 – Выбор предохранителей для ТП с трансформаторами 2500 кВ·А

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ПКТ104-10-160-50У3
----------------	--------------------	--------------------------------------

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ПКТ104-10-160-50У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	144 А	160 А
$I_{п0} \leq I_{откл}$	5,78 кА	50 кА
$I_{р.мах} \leq I_{в.ном}$	144 А	150 А

9.5 Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при выводе электрооборудования в ремонт. Разъединители включают и отключают без нагрузки (предварительно цепь должна быть отключена выключателем).

Разъединители выбираются также как высоковольтные выключатели, но не проверяются на отключающую способность.

Выберем для установки на стороне ВН цеховых трансформаторов разъединители марки РВЗ-10/400 I УХЛ2

Таблица 9.12 - Выбор разъединителей на стороне ВН цеховых трансформаторов 10 кВ

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные разъединителя	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
92 А	400 А	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
15,83 кА	40 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
8,13 кА ² с	768 кА ² с	$B_{к} \leq I_{т}^2 \cdot t_{т}$

Выберем для установки на питающих линиях разъединители марки РВЗ-10/400 I УХЛ2

Таблица 9.13 - Проверка разъединителей на питающих линиях 10 кВ

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные разъединителя	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
277,1 А	400 А	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
15,83 кА	40 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
8,13 кА ² с	768 кА ² с	$B_{к} \leq I_{т}^2 \cdot t_{т}$

9.6 Выбор автоматических выключателей на НН цеховых трансформаторов

Автоматический выключатель предназначен для автоматического размыкания электрических цепей при аварийных режимах и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

Автоматические выключатели изготавливают для цепей переменного тока до 1000 В на номинальные токи от 6,3 до 6300 А.

Условия выбора:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. по току $I_{р.мах} \leq I_{ном}$;
3. по конструкции и роду установки;
4. по току отключения $I_{п0} \leq I_{откл.ном}$.

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

Результаты выбранных автоматических выключателей типа ВА сведены в таблицу.

Таблица 9.14 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВА53-41УХЛЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	0,4 кВ	0,4 кВ
по конструкции и роду установки	автомат внутренней установки	
$I_{р.мах} \leq I_{ном}$	615 А	630 А
$I_{п0} \leq I_{откл.ном}$	32,89 кА	135 кА

9.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

В системе собственных нужд устанавливаются, как правило, два ТСН. Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд определяется из условия [9, с. 475]

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\Pi}}, \quad (9.6)$$

где K_{Π} – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, который, как сказано в [9, с. 91], не должен быть больше (1,3 – 1,4), примем равным 1,4.

Расчетная нагрузка определяется [10, с. 28], кВ·А,

$$S_{\text{расч}} = 0,1\% \cdot S_p^{\text{ВН}}, \quad (9.7)$$

$$S_{\text{расч}} = 0,001 \cdot 19094,80 = 19,09.$$

Следовательно, при двух ТСН мощность каждого определится, кВ·А,

$$S_T \geq \frac{19,09}{1,4} = 13,64.$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТСКС-40/10-УЗ

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого ТСН

$$k_z = \frac{19,09}{2 \cdot 40} = 0,24.$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки равен (0,6 – 0,7), расчетное значение удовлетворяет данному диапазону.

9.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираем для защиты ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2

Таблица 9.15– Каталожные данные ОПН

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	Наибольшее $U_{\text{доп}}$, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	10,5	10

10 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта были рассмотрены следующие вопросы:

1. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.
2. Составление сметы затрат на строительство схемы электроснабжения.
3. Калькуляция себестоимости электроэнергии на промышленных предприятиях.
4. Техничко-экономические показатели системы электроснабжения.

Схема внешнего электроснабжения выбрана путем технико-экономического сравнения двух вариантов – на напряжение 110 кВ и 10 кВ.

Выбрана схема на 10 кВ по критерию минимальных затрат. Данный расчет представлен на старнице 24 дипломного проекта.

Далее рассмотрим смету затрат проектируемого объекта.

10.1 Смета капитальных затрат на строительство схемы электроснабжения

Сметную стоимость элементов проектируемого объекта необходимо определять на основе “Укрупненных сметных норм” (УСН), которые в настоящее время разработаны для многих элементов систем электроснабжения.

В смете определяем стоимость оборудования, стоимость монтажа и строительных работ с учетом единиц установленного оборудования.

$$K_{об} = K_{об}^{ед} \cdot n, \quad (10.1)$$

где $K_{об}$ – сметная стоимость оборудования, тыс. руб.;

$K_{об}^{ед}$ – стоимость единицы оборудования, тыс. руб.;

n – число единиц устанавливаемого оборудования.

При использовании справочных данных вводим повышающий коэффициент, учитывающий темпы инфляции в экономике страны за прошедшие годы

$$Ц = Ц_б \cdot I, \quad (10.2)$$

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.0211.65 ПЗ				

где Ц – цена оборудования на текущий год;

C_6 – базовая цена (взята из справочной литературы);

I – индекс инфляции, учитывающий изменение цен на электрооборудование, за прошедший период =196,6.

Аналогично производим расчет сметной стоимости монтажных и строительных работ.

Полученные результаты корректируем с учетом территориального коэффициента:

по строительным работам

$$K_{\text{стр}}^T = \sum K_{\text{стр}} \cdot K_{\text{тер}}. \quad (10.3)$$

по монтажным работам

$$K_{\text{м.р}}^T = \sum K_{\text{м.р}} \cdot K_{\text{тер}}. \quad (10.4)$$

по оборудованию

$$K_{\text{об}}^T = \sum K_{\text{об}} \cdot K_{\text{тер}}. \quad (10.5)$$

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

$K_{\text{тер}}$ – территориальный коэффициент.

Территориальные коэффициенты к сметной стоимости (по Красноярскому краю):

- для строительных работ – 1,41;

- 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 производим от суммарной стоимости строительно-монтажных работ по формуле

$$K_{\text{пр}} = (\sum K_{\text{стр}} + \sum K_{\text{м.р}}) \cdot \frac{P_{\text{пр}}}{100}, \quad (10.6)$$

где $P_{\text{пр}}$ – прочие затраты.

											Лист
											61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ						

Значения $P_{пр}$ (в процентах) в зависимости от уровня напряжения принимаем:

- для 0,4 кВ составляет 30%;
- для 6-10 кВ составляет 27%;
- для 35 кВ составляет 25,8%;
- для 110 кВ составляет 24,7%;
- для 220 кВ составляет 17,9%.

По каждому уровню напряжения находим общую сметную стоимость

$$K_{общ}^i = K_{об}^i + K_{стр}^i + K_{м.р}^i + K_{пр}^i, \quad (10.7)$$

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

Определяем общую сметную стоимость установленного оборудования всех уровней напряжения по формуле:

$$K_{общ}^{об} = \sum_{i=1}^n K_{общ}^i. \quad (10.8)$$

Во втором разделе сметы проводим расчет стоимости кабельных линий

$$K_{кл} = K_{кл}^{ед} \cdot L, \quad (10.9)$$

где $K_{кл}$ – сметная стоимость КЛ, тыс. руб.;

$K_{кл}^{ед}$ – стоимость 1 км кабельных линий, тыс. руб./км;

L – длина кабельных линий, км.

Также рассчитываем стоимость прокладки КЛ. Расчеты проводим для каждой марки КЛ. Затем суммарную сметную стоимость КЛ и стоимость ее прокладки корректируем с учетом территориально коэффициента

для КЛ,

$$K_{кл}^T = \sum K_{кл} \cdot K_{тер}, \quad (10.10)$$

где $K_{кл}^T$ – стоимость КЛ с учетом территориального коэффициента;

$\sum K_{кл}$ – суммарная стоимость КЛ;

$K_{тер}$ – территориальный коэффициент;

стоимость прокладки в траншеях КЛ

					<i>ДП – 14.02.11.65 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$K_{\text{тр}}^T = \sum K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{тер}}, \quad (10.11)$$

где $K_{\text{тр}}^T$ – 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 расчёт ведётся по общей сметной стоимости КЛ в графе 8).

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

Находим общую сметную стоимость КЛ

$$K_{\text{общ}}^{\text{кл}} = K_{\text{кл}}^T + K_{\text{тр}}^T + \frac{5}{100} \cdot (K_{\text{кл}}^T + K_{\text{тр}}^T). \quad (10.12)$$

Сметная стоимость всей схемы электроснабжения

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{общ}}^{\text{об}} + K_{\text{общ}}^{\text{кл}}. \quad (10.13)$$

Для определения стоимости системы электроснабжения комбината промышленных строительных конструкций в таблице 10.1 составлена смета, включающая в себя затраты на приобретение оборудования и приспособлений, на строительные и монтажные работы с учетом территориальных коэффициентов.

Смета на строительство схемы электроснабжения
комбината промышленных строительных конструкций

Сметная стоимость 104144,1 тыс. руб.

Смета составлена в ценах 2016 года

Таблица 10.1 – Смета на строительство системы электроснабжения

п/п	Номер прейску ранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная ст-ть, тыс. руб.
			Строитель ных работ	Монтаж ных работ	Оборудов ания	Прочие затраты	
1	2	3	4	5	6	7	8

п/п	Номер прейску ранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная ст-ть, тыс. руб.
			Строитель ных работ	Монтажн ых работ	Оборудов ания	Прочие затраты	
1	2	3	4	5	6	7	8
ОБОРУДОВАНИЕ 10 кВ							
1		КРУ 10 кВ с выключателями ВВ/TEL-10-20-1600 4·0,41·196,6=322,4 4·0,06·196,6=47,2 4·2,28·196,6=1793,0	322,4	47,2	1793,0		
2		КРУ 10 кВ с выключателями ВВ/TEL-10-20-630 22·0,41·196,6=1773,3 22·0,06·196,6=259,5 22·2,28·196,6=9861,5	1773,3	259,5	9861,5		
3		Ячейка с ТН НАМИ-10У2 и ОПН 2·0,41·196,6=161,2 2·0,04·196,6=15,7 2·1,22·196,6=479,7	161,2	15,7	479,7		
4		Ячейка с ТСН ТСКС-40/145/10- У3 2·0,41·196,6=161,2 2·0,06·196,6=23,6 2·1,5·196,6=589,8	161,2	23,6	589,8		
5		ТТ ТОЛ-10-1У2 20·0,21·196,6=825,7 20·0,08·196,6=314,6 20·0,57·196,6=2241,2	825,7	314,6	2241,2		
6		Цеховые трансформаторы КТП ТМ-1600/10 16·1,75·196,6=5504,8 16·0,74·196,6=2327,7 16·4,11·196,6=12928,4	5504,8	2327,7	12928,4		
7		Цеховые трансформаторы КТП ТМ-2500/10 4·3,49·196,6=2744,5 4·0,86·196,6=676,3 4·4,63·196,6=3641,0	2744,5	676,3	3641,0		
8		ВБК УКРМ-10,5-2900 2·2,8·196,6=1101,0 2·0,75·196,6=295,0 2·11,8·196,6=4639,8	1101,0	295,0	4639,8		
9		Разъединители РВЗ-10/400ІУХЛ2 48·0,144·196,6=1358,9 48·0,04·196,6=377,5 48·0,41·196,6=3869,1	1358,9	377,5	3869,1		
10		Предохранители ПКТ103-10-100- 12,5У3	307,9	230,0	389,3		

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

ДП - 140211.65 ПЗ

Лист

64

п/п	Номер прейску ранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная ст-ть, тыс. руб.
			Строитель ных работ	Монтажн ых работ	Оборудов ания	Прочие затраты	
1	2	3	4	5	6	7	8
		18·0,087·196,6=307,9 18·0,065·196,6=230,0 18·0,11·196,6=389,3					
11		Предохранители ПКТ104-10-160-50У3 4·0,087·196,6=68,4 4·0,065·196,6=51,1 4·0,11·196,6=86,5	68,4	51,1	86,5		
12	ИТОГО		14329,3	4618,2	40519,3		
13		Всего с учетом территориального коэффициента 14329,3·1,41=20204,3 4618,2·1,21=5588,0 40519,3·1,07=43355,7 Прочие затраты (20204,3+5588,0)·0,27=6963,9	20204,3	5588,0	43355,7	6963,9	76111,9
ОБОРУДОВАНИЕ 0,4 кВ							
14		Автоматы ВА53-41УХЛ3 72·158=11376,0					11376,0
15		Прочие затраты 11376,0·0,3=3412,8				3412,8	14788,8
16	ИТОГО						14788,8
КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ							
17		Кабель АПвБВ S=500 мм ² , L=4 км 1,78·4·196,6=1399,8 7,08·4·196,6=5567,7		1399,8	5567,7		
18		Кабель АПвБВ S=120 мм ² , L=0,5 км 2,86·0,5·196,6=281,1 3,08·0,5·196,6=302,8		281,1	302,8		
19		Кабель АПвБВ S=70 мм ² , L=0,42 км 1,78·0,42·196,6=147,0 2,38·0,42·196,6=196,5		147,0	196,5		
20		Кабель АПвБВ S=120 мм ² , L=0,088 км 2,86·0,088·196,6=49,5 3,08·0,088·196,6=53,3		49,5	53,3		
21		Кабель АПвБВ S=70 мм ² , L=0,12 км 1,78·0,12·196,6=42,0 2,38·0,12·196,6=56,1		42,0	56,1		
22		Кабель АПвБВ S=120 мм ² , L=0,41 км 1,78·0,41·196,6=143,5		143,5	248,3		

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

ДП - 140211.65 ПЗ

Лист

65

п/п	Номер прейску ранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная ст-ть, тыс. руб.
			Строитель ных работ	Монтажн ых работ	Оборудов ания	Прочие затраты	
1	2	3	4	5	6	7	8
		3,08·0,41·196,6=248,3					
23		Кабель АПвБВ S=70 мм ² , L=0,053 км 1,78·0,053·196,6=18,5 2,38·0,053·196,6=24,8		18,5	24,8		
24		Кабель АПвБВ S=185 мм ² , L=0,38 км 1,78·0,38·196,6=133,0 4,01·0,38·196,6=299,6		133,0	299,6		
25		Кабель АПвБВ S=70 мм ² , L=0,077 км 1,78·0,077·196,6=26,9 2,38·0,077·196,6=36,0		26,9	36,0		
26		Кабель АПвзБбШнг S=95 мм ² , L=0,51 км 1,78·0,51·196,6=178,5 2,76·0,51·196,6=276,7		178,5	276,7		
27		Кабель АПвзБбШнг S=630 мм ² , L=0,13 км 1,27·0,13·196,6=32,5 8,32·0,13·196,6=212,6		32,5	212,6		
28		Кабель АПвзБбШнг S=240 мм ² , L=0,32 км 1,78·0,32·196,6=112,0 4,22·0,32·196,6=265,5		112,0	265,5		
29		Кабель АПвзБбШнг S=240 мм ² , L=0,44 км 1,78·0,44·196,6=154,0 4,22·0,44·196,6=365,0		154,0	365,0		
30		Кабель АПвзБбШнг S=70 мм ² , L=0,11 км 1,78·0,11·196,6=38,5 2,38·0,11·196,6=51,5		38,5	51,5		
31		Кабель АПвзБбШнг S=630 мм ² , L=0,18 км 1,27·0,18·196,6=44,9 8,32·0,18·196,6=294,4		44,9	294,4		
32		Кабель АПвзБбШнг S=150 мм ² , L=0,16 км 2,86·0,16·196,6=90,0 3,22·0,16·196,6=101,3		90,0	101,3		
33		Кабель АПвзБбШнг S=50 мм ² , L=0,08 км 1,27·0,08·196,6=20,0		20,0	33,2		

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

ДП - 140211.65 ПЗ

Лист

66

п/п	Номер прейску ранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная ст-ть, тыс. руб.
			Строитель ных работ	Монтажн ых работ	Оборудов ания	Прочие затраты	
1	2	3	4	5	6	7	8
		2,11·0,08·196,6=33,2					
34		Кабель АПвзБбШнг S=185 мм ² , L=0,25 км 1,78·0,25·196,6=87,5 4,01·0,25·196,6=197,1		87,5	197,1		
35		Кабель АПвзБбШнг S=70 мм ² , L=0,06 км 1,78·0,06·196,6=21,0 2,38·0,06·196,6=28,1		21,0	28,1		
36		Кабель АПвзБбШнг S=120 мм ² , L=0,05 км 1,78·0,05·196,6=17,5 3,08·0,05·196,6=30,3		17,5	30,3		
37	ИТОГО			3037,7	8640,8		11678,5
38		Итого с учетом территориального коэффициента: 11678,5·1,08=12612,8					12612,8
39		Непредвиденные работы и затраты: 12612,8·0,05=630,6				630,6	
40	Всего по КЛ						13243,4
41		Итого по смете: 76111,9+14788,8+13243,4=104144 ,1					104144,1

10.2 Издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства

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

$$I_c = I_{зп, сн} + I_{рем} + I_a + I_{пр}. \quad (10.14)$$

10.2.1. 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 %

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ					

В том числе:

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

Для расчета заработной платы необходимо определить численность работающего персонала.

Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части включают затраты на обслуживание электроаппаратуры ГРП, внутризаводских электрических сетей, распределительных устройств 10 кВ с высоковольтными потребителями. Рассчитаем суммарную трудоемкость по всем видам ремонтов и сведем результаты расчетов в таблицу 10.2

Таблица 10.2 – Расчет суммарной трудоемкости всех видов ремонтов

Оборудование и кабельные линии	Кол-во ед. оборудования	Норма трудоемкости ремонта, чел·ч			Суммарная трудоемкость работ, чел·ч	Итого
		капит-го	средне-го	текуще-го		
ГРП 10 кВ						
1 КРУ 10 кВ с выключателями ВВ/TEL-10-20-1600	4	25		7	32	128
2 Ячейка с ТН НАМИ-10У2	2	25		7	32	64
3 ОПН РТ/TEL-10/10,5УХЛ2	2	5		1	6	12
4 ТТ ТОЛ-10-1У2	20	5		1	6	120
5 Ячейка с ТСН ТСКС-40/10-У3	2	90	45	18	153	306
Цеховое оборудование 10 кВ						
1 КРУ 10 кВ с выключателями ВВ/TEL-10-20-630	22	25		7	32	704
2 Трансформаторы ТМ-1600/10	16	380	190	75	645	10320
3 Трансформаторы ТМ-2500/10	4	460	230	90	780	3120
4 Разъединители РВЗ-10/400ГУХЛ2	48	3		1	4	192
5 Предохранители ПКТ103-10-100-12,5У3	18	4		2	6	108
6 Предохранители ПКТ104-10-160-50У3	4	4		2	6	24
Цеховое оборудование 0,4 кВ						

Оборудование и кабельные линии	Кол-во ед. оборудования	Норма трудоемкости ремонта, чел·ч			Суммарная трудоемкость работ, чел·ч	Итого
		капит-го	средне-го	текуще-го		
1 Автоматы ВА53-41УХЛ3	72	21		6	27	1944
Кабельные линии						
1 АПвБВ S=500 мм2 (в земле)	4	180		50	230	920
2 АПвБВ S=120 мм2 (в земле)	1	90		27	117	117
3 АПвБВ S=70 мм2	0,67	75		23	98	66
4 АПвБВ S=185 мм2	0,38	120		36	156	59
5 АПвзБбШнг S=95 мм2	0,51	90		27	117	60
6 АПвзБбШнг S=630 мм2	0,31	200		75	275	85
7 АПвзБбШнг S=240 мм2	0,76	160		48	208	158
8 АПвзБбШнг S=70 мм2	0,17	75		23	98	17
9 АПвзБбШнг S=150 мм2	0,16	120		36	156	25
10 АПвзБбШнг S=50 мм2	0,08	75		23	98	8
11 АПвзБбШнг S=185 мм2	0,25	120		36	156	39
12 АПвзБбШнг S=120 мм2	0,05	90		27	117	6
Итого суммарная трудоемкость всех видов работ равна:						18602

Численность эксплуатационного и оперативного персонала, персонала по межремонтному обслуживанию определяется, чел

$$ч_э = \frac{\sum T_{К.С.Т.Р} \cdot K}{H_{M(T)O}}, \quad (10.15)$$

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

K – коэффициент сменности работы оборудования;

$H_{M(T)O}$ – норма межремонтного (технического) обслуживания на одного рабочего в смену.

$$ч_э = \frac{18602 \cdot 2}{1000} = 37,2.$$

Списочный состав эксплуатационных рабочих составит, чел

$$ч_с = ч_э \cdot k_{яв}, \quad (10.16)$$

где $k_{яв}$ – коэффициент приведения явочного состава рабочих к списочному, принимаем равным 1,1,

$$ч_c = 37,2 \cdot 1,1 = 41.$$

Тарифный фонд заработной платы, тыс. руб.

$$ЗП_T^э = C_T^э \cdot ч_c \cdot 1880; \quad (10.17)$$

$$ЗП_T^э = 68,42 \cdot 41 \cdot 1880 = 5273,8,$$

где $C_T^э$ – тарифная ставка эксплуатационных рабочих при повременной оплате (принимаем ее равной 68,42 руб./час);

1880 – действительный годовой фонд рабочего времени одного рабочего.

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты, относящиеся к часовому, дневному и годовому фондам, тыс. руб.

- премии (25 %)

$$П = 0,25 \cdot ЗП_T^э; \quad (10.18)$$

$$П = 0,25 \cdot 5273,8 = 1318,5.$$

- районный коэффициент с северной надбавкой (50 %)

$$РК = 0,5 \cdot ЗП_T^э; \quad (10.19)$$

$$РК = 0,5 \cdot 5273,8 = 2636,9.$$

- ночные часы (4,7 %)

$$НЧ = 0,047 \cdot ЗП_T^э; \quad (10.20)$$

$$НЧ = 0,047 \cdot 5273,8 = 247,9.$$

- праздничные дни (оплата производится в двойном размере, количество праздничных дней в году составляет около 3 %, а количество персонала, работающего в эти дни, принимаем 30-50 %), тыс. руб.

$$Пр = 2 \cdot C_T^э \cdot 0,5 \cdot ч_э \cdot 0,03 \cdot 1880; \quad (10.21)$$

					<i>ДП – 140211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>70</i>

$$\text{Пр} = 2 \cdot 68,42 \cdot 0,5 \cdot 37,2 \cdot 0,03 \cdot 1880 = 4785,0.$$

Дневной фонд заработной платы будет составлять, тыс. руб.

$$\text{ДФЗП} = 3\text{П}_T^{\text{Э}} + \text{П} + \text{РК} + \text{НЧ} + \text{Пр}; \quad (10.22)$$

$$\text{ДФЗП} = 5273,8 + 1318,5 + 2636,9 + 247,9 + 4785,0 = 14262,1.$$

Дополнительная заработная плата (средства на отпуска и выполнение государственных обязательств 7,5 % от дневного фонда заработной платы), тыс. руб.

$$\text{ОТП} = 0,075 \cdot \text{ДФЗП}; \quad (10.23)$$

$$\text{ОТП} = 0,075 \cdot 14262,1 = 1069,7.$$

Начисления на социальные нужды (30 % от основной дополнительной заработной платы), тыс. руб.

$$\text{СН} = 0,3 \cdot (\text{ДФЗП} + \text{ОТП}); \quad (10.24)$$

$$\text{СН} = 0,3 \cdot (14262,1 + 1069,7) = 4599,5.$$

Таким образом, годовой фонд заработной платы эксплуатационных рабочих составит, тыс. руб.

$$\text{ГФЗП} = \text{ДФЗП} + \text{ОТП} + \text{СН}; \quad (10.25)$$

$$\text{ГФЗП} = 14262,1 + 1069,7 + 4599,5 = 19931,3.$$

Полученные результаты сводим в таблицу 10.3

Таблица 10.3 – Фонд заработной платы эксплуатационных рабочих

Номер п/п	Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1	Тарифный фонд	5273,8
2	Премии	1318,5
3	Районный коэффициент, северные надбавки	2636,9
4	Ночные часы	247,9
5	Праздничные дни	4785,0
6	Дневной фонд заработной платы	14262,1
7	Отпуска и выполнение государственных обязательств	1069,7

Номер п/п	Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
8	Начисления на социальные нужды	4599,5
9	Годовой фонд заработной платы	19931,3

10.2.2 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт включают:

- Заработную плату ремонтного персонала, в том числе:
 - годовой фонд заработной платы ремонтников;
 - дополнительную заработную плату;
 - отчисления на социальные нужды;
- материалы – 300 % от тарифного ремонтного фонда;
- цеховые расходы 100-120 % от тарифного ремонтного фонда.

$$ЗР = ГФЗПр + ЗМ + ЦР. \quad (10.26)$$

Тарифный фонд заработной платы ремонтных рабочих, тыс. руб.

$$ЗП_T^P = C_T^P \cdot \sum T_{K.C.T.P}; \quad (10.27)$$

$$ЗП_T^P = 78,68 \cdot 18602 = 1463,6,$$

где C_T^P – тарифная ставка ремонтных рабочих (принимается ее равной 78,68 руб./час).

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты, относящиеся к часовому, дневному и годовому фондам, тыс. руб.

- премии (25 %)

$$П = 0,25 \cdot ЗП_T^P; \quad (10.28)$$

$$П = 0,25 \cdot 1463,6 = 365,9.$$

- районный коэффициент с северной надбавкой (50 %)

$$РК = 0,5 \cdot ЗП_T^P; \quad (10.29)$$

$$РК = 0,5 \cdot 1463,6 = 731,8.$$

					<i>ДП – 140211.65 ПЗ</i>	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

- ночные часы (4,7 %)

$$\text{НЧ} = 0,047 \cdot 3\text{П}_T^P; \quad (10.30)$$

$$\text{НЧ} = 0,047 \cdot 1463,6 = 68,8.$$

- праздничные дни (оплата производится в двойном размере, количество праздничных дней в году составляет около 3 %, а количество персонала, работающего в эти дни, принимаем 30-50 %), тыс. руб.

$$\text{Пр} = 2 \cdot C_T^P \cdot 0,5 \cdot \text{ч}_Э \cdot 0,03 \cdot 1880; \quad (10.31)$$

$$\text{Пр} = 2 \cdot 78,68 \cdot 0,5 \cdot 37,2 \cdot 0,03 \cdot 1880 = 165,1.$$

Дневной фонд заработной платы будет составлять, тыс. руб.

$$\text{ДФЗП} = 3\text{П}_T^P + \text{П} + \text{РК} + \text{НЧ} + \text{Пр}; \quad (10.32)$$

$$\text{ДФЗП} = 1463,6 + 365,9 + 731,8 + 68,8 + 165,1 = 2795,2.$$

Средства на отпуска и выполнение государственных обязанностей (7,5 % от дневного фонда заработной платы), тыс. руб.

$$\text{ОТП} = 0,075 \cdot \text{ДФЗП}; \quad (10.33)$$

$$\text{ОТП} = 0,075 \cdot 2795,2 = 209,6.$$

Начисления на социальные нужды (30 % от основной дополнительной заработной платы), тыс. руб.

$$\text{СН} = 0,3 \cdot (\text{ДФЗП} + \text{ОТП}); \quad (10.34)$$

$$\text{СН} = 0,3 \cdot (2795,2 + 209,6) = 901,4.$$

Таким образом, годовой фонд заработной платы ремонтных рабочих составит, тыс. руб.

$$\text{ГФЗПр} = \text{ДФЗП} + \text{ОТП} + \text{СН}; \quad (10.35)$$

$$\text{ГФЗПр} = 2795,2 + 209,6 + 901,4 = 3906,2.$$

Полученные результаты сводим в таблицу 10.4.

					<i>ДП - 140211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

Таблица 10.4 – Фонд заработной платы ремонтных рабочих

Номер п/п	Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1	Тарифный фонд	1463,6
2	Премии	365,9
3	Районный коэффициент, северные надбавки	731,8
4	Ночные часы	68,8
5	Праздничные дни	165,1
6	Дневной фонд заработной платы	2795,2
7	Отпуска и выполнение государственных обязательств	209,6
8	Начисления на социальные нужды	901,4
9	Годовой фонд заработной платы	3906,2

Расходы на материалы, полуфабрикаты, запасные части (примем 300 % к основной заработной плате ремонтных рабочих), тыс. руб.

$$ЗМ = 3 \cdot ЗП_T^P; \quad (10.36)$$

$$ЗМ = 3 \cdot 1463,6 = 4390,8.$$

Цеховые расходы планируются в размере 100-120 % от основной заработной платы ремонтных рабочих, тыс. руб.

$$ЦР = 1,0 \cdot ЗП_T^P; \quad (10.37)$$

$$ЦР = 1,0 \cdot 1463,6 = 1463,6.$$

Таким образом затраты на ремонт составят, тыс. руб

$$ЗР = ГФЗПр + ЗМ + ЦР; \quad (10.38)$$

$$ЗР = 3906,2 + 4390,8 + 1463,6 = 9760,6.$$

Полученные результаты сводим в таблицу 10.5

Таблица 10.5 – Затраты на ремонт

Номер п/п	Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1	Заработная плата	3906,2
2	Материалы	4390,8
3	Цеховые расходы	1463,6
	Итого	9760,6

10.2.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления определяются исходя из годовых норм амортизации и капитальных вложений дифференцированно по каждой группе основных фондов. Данные расчета заносим в таблицу 10.6.

$$A = \frac{H_a}{100} \cdot K \quad (10.39)$$

Годовая норма амортизации, в процентах определяется как

$$H_a = \frac{1}{T_{\text{пи}}} \cdot 100, \quad (10.40)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования оборудования, год.

Таблица 10.6 – Амортизационные отчисления

Элементы основных фондов	Срок полезного использования, лет	Нормы амортизации, %	Капитальные вложения, тыс. руб.	Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.
Аппаратура электрическая (более 1000 В) (выключатели, разъединители, КРУ, ТН, ТТ, ТСН, ВБК, предохранители)	15	6,7	38994,4	2612,6
Аппаратура электрическая (до 1000 В) (автоматические выключатели)	10	10,0	14788,8	1478,9
Силовые трансформаторы малой мощности	5	20,0	37117,5	7423,5
Кабельные линии	25	4,0	13243,4	529,7
ИТОГО			104144,1	12044,7

10.2.4 Прочие расходы

Прочие расходы в смете годовых издержек можно принимать в размере 0,5 - 1 % от основной заработной платы эксплуатационного персонала, тыс. руб.

					<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

$$V_{\text{прочие}} = (0,005 - 0,01) \cdot 3П_{\text{T}}^{\text{Э}}; \quad (10.41)$$

$$V_{\text{прочие}} = 0,01 \cdot 5273,8 = 52,7.$$

Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства сводим в таблицу 10.7.

Таблица 10.7 – Издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства

Наименование статей расходов	Сумма	
	тыс. руб.	% к итогу
Заработная плата основная и дополнительная с начислениями на социальные нужды (эксплуатационщиков)	19931,3	47,7
Затраты на ремонт	9760,6	23,4
Амортизационные отчисления	12044,7	28,8
Прочие расходы	52,7	0,13
ИТОГО	41789,3	100

10.3 Калькуляция себестоимости электроэнергии

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

10.3.1 Калькуляция себестоимости по одноставочному тарифу

Таблица 10.8 – Калькуляция себестоимости 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии по одноставочному тарифу

Показатели и статьи расходов	Единицы измерения	Абсолютная величина
Потребленная энергия	тыс. кВт·ч	68034,1
Годовой максимум нагрузки	кВт	17903,7
Ставка по тарифу за потребленную электроэнергию (с учетом НДС - 18%)	руб./кВт·ч	3,8
Плата за электроэнергию	тыс. руб.	258529,6
Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства	тыс. руб.	41789,3
Всего расходов по пп. 4 и 5	тыс. руб.	300318,9
Потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	489,5
Полезно используемая электроэнергия	тыс. кВт·ч	67544,6
Себестоимость 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии	руб./кВт·ч	4,45

Потребляемая электроэнергия, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_\Pi = P_M \cdot T_{max}; \quad (10.42)$$

$$\mathcal{E}_\Pi = 17903,7 \cdot 3800 = 68034,1,$$

где P_M – величина максимума нагрузки, кВт;

T_{max} – число часов использования максимума нагрузки для 2-х сменной работы, 3800 ч.

Ставка по одноставочному тарифу для 10 кВ, $\beta = 3,2$ руб/кВт·ч без учета НДС

Тогда с учетом НДС ставка составит, руб./кВт·ч

$$\beta = 3,2 \cdot 1,18 = 3,8.$$

Плата за потребленную электроэнергию, тыс. руб.

$$\Pi_3 = \beta \cdot \mathcal{E}_\Pi; \quad (10.43)$$

$$\Pi_3 = 3,8 \cdot 68034,1 = 258529,6.$$

Потери активной мощности в линии, кВт

$$\Delta P_{л} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_{р}^{BH2}}{U^2} = \frac{0,0605 \cdot 4}{4} \cdot \frac{19,09^2}{10^2} = 220.$$

Для двухсменного графика работы годовое число часов использования максимума нагрузки, $T_{max} = 3800$ ч/год

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2225,2.$$

Тогда годовые потери энергии в линиях, тыс. кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E}_л = \Delta P_{л} \cdot \tau_{max} = 220 \cdot 2225,2 = 489,5.$$

Полные потери, тыс. кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_л = 489,5 \quad (10.44)$$

					<i>ДП – 140211.65 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Полезно используемая электроэнергия тыс. кВт·ч/год

$$\mathcal{E}_{\text{полезн.}} = \mathcal{E}_{\text{п}} - \Delta\mathcal{E}; \quad (10.45)$$

$$\mathcal{E}_{\text{полезн.}} = 68034,1 - 489,5 = 67544,6.$$

Себестоимость определяется из отношения расходов к полезно используемой электроэнергии, руб. кВт·ч

$$S = \frac{\Pi_{\mathcal{E}} + \text{И}_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{полезн.}}}; \quad (10.46)$$

$$S = \frac{258529,6 + 41789,3}{67544,6} = 4,45.$$

10.3.2 Калькуляция себестоимости по двухставочному тарифу

Таблица 10.9 – Калькуляция себестоимости 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии по двухставочному тарифу

Показатели и статьи расходов	Единицы измерения	Абсолютная величина
Потребленная энергия	тыс. кВт·ч	68034,1
Годовой максимум нагрузки	кВт	17903,7
Ставка по тарифу за потребляемую мощность (с учетом НДС - 18%)	руб./кВт·мес.	666,2
Ставка по тарифу за потребленную электроэнергию (с учетом НДС - 18%)	руб./кВт·ч	0,91
Плата за мощность	тыс. руб.	143129,3
Плата за электроэнергию	тыс. руб.	61911,0
Итого плата за электроэнергию	тыс. руб.	205040,3
Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства	тыс. руб.	41789,3
Всего расходов по пп. 7 и 8	тыс. руб.	246829,6
Потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	489,5
Полезно используемая электроэнергия	тыс. кВт·ч	67544,6
Себестоимость 1 квт·ч потребляемой электроэнергии	руб./кВт·ч	3,65

При двухставочном тарифе годовая плата за потребленную электрическую энергию $\Pi_{\mathcal{E}}$ составит, тыс. кВт·ч

$$\Pi_{\mathcal{E}} = \alpha \cdot P_{\text{М}} + \beta \cdot \mathcal{E}_{\text{п}}, \quad (10.47)$$

где α – ставка за 1 кВт максимума нагрузки, руб./кВт·мес.;

P_M – заявленная нагрузка потребителя, кВт;
 β – ставка за 1 кВт·ч потребленной активной энергии руб./кВт·ч;
 $\mathcal{E}_П$ – количество потребленной активной энергии, учтенной по прибору учета, кВт·ч.

Основная ставка по двухставочному тарифу для 10 кВ, $\alpha = 564,6$ руб./кВт·мес. без НДС.

Тогда с учетом НДС = 18%, ставка составит руб./кВт·мес.

$$\alpha = 564,6 \cdot 1,18 = 666,2.$$

Дополнительная ставка по двухставочному тарифу для 10 кВ, $\beta = 0,77$ руб./кВт·ч.

С учетом НДС = 18%, руб./кВт·ч.

$$\beta = 0,77 \cdot 1,18 = 0,91.$$

Плата за электрическую мощность, тыс. руб.

$$P_{\text{осн}} = \alpha \cdot P_M \cdot 12; \quad (10.48)$$

$$P_{\text{осн}} = 666,2 \cdot 17903,7 \cdot 12 = 143129,3.$$

Плата за электроэнергию, тыс. руб.

$$P_{\text{доп}} = \beta \cdot \mathcal{E}_П; \quad (10.49)$$

$$P_{\text{доп}} = 0,91 \cdot 68034,1 = 61911,0.$$

Итого плата за потребление электроэнергии составляет, тыс. руб.

$$P_э = P_{\text{осн}} + P_{\text{доп}}; \quad (10.50)$$

$$P_э = 143129,3 + 61911,0 = 205040,3.$$

Определим себестоимость 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии, руб./кВт·ч

$$S = \frac{P_э + I_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{полезн.}}} = \frac{205040,3 + 41789,3}{67544,6} = 3,65.$$

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

Наиболее выгодным для расчета потребления электроэнергии данным предприятием является двухставочный тариф, так как он обеспечивает минимальную плату за электроэнергию и снижает себестоимость 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии. Плата за электроэнергию, посчитанная по данному тарифу ниже, чем посчитанная по одноставочному.

10.4 Мероприятия по экономии электроэнергии

Для обеспечения рационального и экономного использования энергии в производстве на предприятиях ежегодно разрабатываются планы организационно-технических мероприятий по среднему снижению удельных норм расхода электроэнергии. В этих планах предусматриваются конкретные мероприятия по снижению расхода электроэнергии за счет совершенствования технологических процессов производства, внедрения новой техники, повышения производительности действующего оборудования, снижения непроизводительных потерь электроэнергии и энергоносителей.

1 Использование осветительной аппаратуры с высокой степенью эффективности.

В современных системах освещения необходимо использовать осветительную аппаратуру с высокой степенью эффективности, например, малогабаритные криптоновые лампы вместо обычных ламп. Кроме того, используемые в коридорах, приемных, лестницах, туалетах, лампы накаливания желательно заменить малогабаритными люминесцентными лампами с интегральным встроенным устройством управления. Таким образом, путем внесения изменений в существующие системы освещения можно получить значительную экономию около 8% от осветительной нагрузки и в то же время добиться улучшения уровня освещенности.

Таким образом, тыс. кВт · ч

$$\Delta Э = P_{po} \cdot T_{max} \cdot 0,08 = 6676,75 \cdot 3800 \cdot 0,08 = 2029,7.$$

2 Применение энергосберегающих технологий в компрессорных установках.

Давление всасываемого воздуха в цилиндре зависит от потери давления во всасывающих клапанах. При установке прямоточных клапанов вместо кольцевых или дисковых достигается экономия электроэнергии на 13%. Использование резонансного наддува поршневых компрессоров (сокращение удельного расхода электроэнергии на 5%). Замена пневмоинструмента электроинструментом (в среднем экономия электроэнергии составляет 7%).

Суммарная экономия, тыс. кВт · ч.:

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$$\Delta \mathcal{E} = P_{p, \text{компрес}} \cdot T_{\text{max}} \cdot (0,13 + 0,05 + 0,07) = 442 \cdot 3800 \cdot 0,25 = 419,9$$

3 Замена пневмоинструмента электроинструментом

Пневматический ручной инструмент применяется для сверлильных, шлифовальных, клепальных и других работ. КПД ручного пневмоинструмента очень низкий, поэтому целесообразнее и экономичнее заменить пневмоинструменты электроинструментами. В среднем экономия электроэнергии при этом составит 7-10%. Рассмотрим пример экономии электроэнергии в лесопильном цехе, тыс. кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E} = P_p \cdot T_{\text{max}} \cdot 0,10 = 540 \cdot 3800 \cdot 0,10 = 205,2.$$

Определим годовой экономический эффект, тыс. руб.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (\Delta \mathcal{E}_1 + \Delta \mathcal{E}_2 + \Delta \mathcal{E}_3) \cdot \beta_{\text{ср}}, \quad (10.51)$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (2029,7 + 419,9 + 205,2) \cdot 3,04 = 8070,6,$$

где $\Delta \mathcal{E}_1, \Delta \mathcal{E}_2, \Delta \mathcal{E}_3$ – годовая экономия электроэнергии по мероприятиям 1, 2, 3.

Средний тариф на электроэнергию руб./кВт·ч.

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{P_{\mathcal{E}}}{\mathcal{E}_{\text{полезн.}}} = \frac{205040,3}{67544,6} = 3,04.$$

Таблица 10.10 – Годовой экономический эффект

Наименование мероприятия	Ожидаемый экономический эффект	
	тыс. кВт·ч	тыс. руб.
Использование осветительной аппаратуры с высокой степенью эффективности	2029,7	6170,3
Применение энергосберегающих технологий в компрессорных установках	419,9	1276,5
Замена пневмоинструмента электроинструментом в механических цехах	205,2	623,8
ИТОГО:	2654,8	8070,6

10.5 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения

В заключение экономической части необходимо привести таблицу с основными технико-экономическими показателями проектируемой системы электроснабжения.

Коэффициент обслуживания, чел./МВт

$$K_o = \frac{Ч_э}{P_y}; \quad (10.52)$$

$$K_o = \frac{41}{22,96} = 1,78.$$

Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности, тыс. руб./кВт

$$k_{уд} = \frac{K}{P_y}; \quad (10.53)$$

$$k_{уд} = \frac{104144,1}{22961,6} = 4,53.$$

Фактический расход электроэнергии на единицу выпущенной продукции определяется из формулы, кВт·ч/ед

$$\bar{\mathcal{E}}_ф = \frac{\mathcal{E}_п - \Delta\mathcal{E}_{сэкон}}{B}; \quad (10.54)$$

где B – количество выпущенной продукции, шт;

$\Delta\mathcal{E}_{сэкон}$ – суммарный годовой экономический эффект полученный за счет предложенных мероприятий, тыс. кВт·ч

$$B = \frac{\mathcal{E}_п}{\bar{\mathcal{E}}_н}; \quad (10.55)$$

$$B = \frac{68034,1}{350,0} = 194,4,$$

где $\bar{\mathcal{E}}_н$ – номинальный расход электроэнергии на единицу продукции.

Фактический расход электроэнергии на единицу выпущенной продукции, кВт·ч/ед

$$\bar{\mathcal{E}}_{\phi} = \frac{68034,1 - 2654,8}{194,4} = 336,3.$$

Определим снижение расхода электроэнергии на единицу продукции, %

$$\Delta \bar{\mathcal{E}} = 1 - \frac{\bar{\mathcal{E}}_{\phi}}{\bar{\mathcal{E}}_{\text{н}}} \cdot 100; \quad (10.56)$$

$$\Delta \bar{\mathcal{E}} = 1 - \frac{336,3}{350,0} \cdot 100 = 3,9.$$

Таблица 10.11 – Основные технико-экономические показатели системы электроснабжения

П/п	Показатели	Обозначение	Единица измерения	Количество
1	Установленная мощность	$P_{\text{у}}$	кВт	22961,6
2	Расчетная мощность	$P_{\text{р}}$	кВт	17903,7
3	Полная мощность	S	кВ·А	19094,8
4	Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{\text{вн}}$	кВ	10
5	Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{\text{вн}}$	кВ	10
6	Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,9
		$\tan \varphi$	о.е.	0,48
7	Количество и мощность трансформаторов на ГРП	-		
8	Конструктивное выполнение ГРП	одна рабочая секционированная выключателем система шин		
9	Максимальная заявленная мощность	$P_{\text{м}}$	кВт	17903,7
10	Количество цеховых подстанций и их мощность	КТП 2x2500 - 10/0,4 2шт, КТП 2x1600 - 10/0,4 8шт.		
11	Принятая схема внутреннего электроснабжения	Смешанная		
12	Потребление электрической энергии предприятием за год	$\mathcal{E}_{\text{п}}$	тыс.кВт·ч	68034,1
13	Компенсируемая реактивная мощность, в том числе: на напряжении 6-10 кВ – на напряжении 0,4 кВ –	$Q_{\text{кв}}$	квар	5772,8
		$Q_{\text{кн}}$	квар	0
14	Потери активной мощности	ΔP	кВт	220,0
15	Потери энергии	$\Delta \mathcal{E}$	тыс. кВт·ч	489,5

П/п	Показатели	Обозначение	Единица измерения	Количество
16	Капитальные затраты на электрооборудование предприятия	К	тыс. руб.	104144,1
17	Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности	куд	тыс. руб./кВт	4,53
18	Годовые издержки по обслуживанию электрооборудования и сетей	И _{год}	тыс. руб.	41789,3
19	Численность персонала	ч _э	чел.	41
20	Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты эксплуатационного персонала	ФЗП	тыс. руб.	19931,3
21	Коэффициент обслуживания	К _о	чел./МВт	1,78
22	Стоимость электроэнергии (плата энергосистеме)	П _э	тыс. руб./кВт·ч	205040,3
23	Расход электроэнергии на единицу продукции нормативный фактический	Э _н	кВт·ч/ед.	350,0
		Э _ф	кВт·ч/ед.	336,3
24	Снижение расхода электроэнергии на единицу продукции	Δ $\bar{\text{Э}}$	%	3,9
25	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии	С _э	руб./кВт·ч	3,65
26	Экономический эффект от проведения мероприятий по экономии электроэнергии	Э _{год}	тыс. руб	8070,6
		ΣΔЭ	тыс. кВт·ч	2654,8

11 Релейная защита линии 10 кВ на ГРП

11.1 Повреждения и ненормальные режимы работы

В электрических системах на электрооборудовании электростанций, в электрических сетях и на электроустановках потребителей электроэнергии могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы.

Повреждения в большинстве случаев сопровождаются значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергосистемы.

Повышенный ток выделяет большое количество тепла, вызывающее разрушение в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, по которым этот ток проходит.

Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы генераторов и энергосистемы в целом.

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи.

Таким образом, повреждения нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений или расстройств работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо как можно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия работы энергосистемы и потребителей.

Опасные последствия ненормальных режимов также можно предотвратить, если своевременно обнаружить отклонение от нормального режима и принять меры к его устранению (например: снизить ток при его возрастании, повысить напряжение при его снижении и т.д.).

В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

Первоначально в качестве защитных устройств применялись плавкие предохранители. Однако по мере роста мощности и напряжения электрических установок и усложнения их систем коммутации такой способ защиты стал недостаточным, в силу чего были созданы защитные устройства, выполняемые при помощи специальных автоматов-реле, получивших название релейной защиты.

										Лист
										85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП - 14.0211.65 ПЗ					

Релейная защита элементов распределительных сетей должна отвечать требованиям ПУЭ, которые предъявляются ко всем устройствам релейной защиты: *быстродействия, селективности, надёжности и чувствительности.*

Быстродействие релейной защиты должно обеспечивать наименьшее возможное время отключения коротких замыканий. Быстрое отключение КЗ не только ограничивает область и степень повреждения защищаемого элемента, но и обеспечивает сохранение бесперебойной работы неповрежденной части энергосистемы, электростанции или подстанции.

Селективным (избирательным) действием защиты называется такое действие, при котором автоматически отключается только поврежденный элемент электроустановки (трансформатор, линия, электродвигатель и т. д.). Обеспечение селективной работы устройств защиты - одна из важнейших задач, решаемых при проектировании и обслуживании этих устройств. Приблизительно считается, что защита должна действовать без замедления при всех КЗ, обуславливающих остаточные напряжения ниже $(0,6 \dots 0,7) U_{НОМ.}$ на сборных шинах.

Надежность функционирования релейной защиты предполагает надежное срабатывание устройства при проявлении условий на срабатывание и надежное несрабатывание устройства при их отсутствии. Надежность функционирования релейной защиты должна обеспечиваться устройствами, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению и условиям применения, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

Чувствительностью релейной защиты называют ее способность реагировать на все виды повреждений и аварийных режимов, которые могут возникать в пределах основной защищаемой зоны и зоны резервирования.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных энергетических систем. Она осуществляет непрерывный контроль за состоянием и режимом работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов работы.

При возникновении повреждений защита выявляет и отключает от системы поврежденный участок, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

При возникновении ненормальных режимов защита выявляет их и, в зависимости от характера нарушения, производит операции, необходимые для восстановления нормального режима и питания потребителей.

Для линий в сетях 6-10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

На одиночных линиях с двухсторонним питанием при наличии или отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять двухступенчатую токовую

защиту. Первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой выдержкой времени.

Замыкание одной фазы на землю в сетях с изолированной нейтралью еще не является аварией. Потребители, включенные на междуфазные напряжения, продолжают нормально работать. Это обстоятельство дает возможность выполнять защиту от замыканий на землю, действующую на сигнал. Устройство сигнализации обычно включается к трансформаторам напряжения, установленным на шинах, и служит для подачи сигнала при замыкании на землю на любом участке электрически связанной сети. Место повреждения в таких сетях, при возникновении сигнала отыскивается дежурным персоналом путем поочередного отключения линий. При этом допускается работа в течение некоторого времени (не более двух часов) с не отключенным повреждением. Для повышения надежности на подстанциях устанавливают устройства автоматического включения резервного питания (АВР). Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальное нарушение и потери в технологическом процессе.

Схемы АВР должны:

1. Обеспечивать возможно раннее выявление отказа рабочего источника питания.
2. Действовать согласованно с другими устройствами автоматики (АПЧ, ВЧП) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса.
3. Не допускать включение резервного источника на КЗ.
4. Не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Наиболее простым и дешевым видом релейной защиты кабельных и воздушных линий с односторонним питанием от всех видов коротких замыканий и перегрузок являются максимальные токовые защиты. Принцип действия такой защиты основан на том, что при возникновении КЗ или перегрузки ток на защищаемом участке линии становится больше тока, имевшегося при нормальном режиме. Под действием увеличенного тока защита срабатывает и отключает поврежденный участок.

В данной работе защита линий 10 кВ будет реализована токовой отсечкой и МТЗ с выдержкой времени.

Двухступенчатая токовая защита выполняется с помощью микропроцессорного блока МІСОМ-126.

11.2 Расчет максимальной токовой защиты

Выбираем комплект защиты для МТЗ: блок МІСОМ-126.

					<i>ДП - 14.02.11.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

Ток срабатывания защиты, А

$$I_{сз} = \frac{k_H \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (11.1)$$

где k_H - коэффициент надежности, равен 1,1 - 1,3;
 $k_{сз}$ - коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;
 k_B - коэффициент возврата, принимают равным 0,85;
 $I_{р.мах}$ - максимальный рабочий ток.

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,85} \cdot 131,32 = 169,94.$$

$$I_{р.мах} = 1,4 \cdot I_H^B, \quad (11.2)$$

$$I_{р.мах} = 1,4 \cdot 93,8 = 131,32.$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{ср} = k_{сх} \cdot \frac{I_{сз}}{n_{ТА1}}, \quad (11.3)$$

где $k_{сх}$ - коэффициент схемы, принимают равным 1;
 $n_{ТА1}$ - коэффициент трансформации ТА1.

$$I_{ср} = 1 \cdot \frac{169,94}{\frac{200}{5}} = 4,25.$$

Проверка защиты по чувствительности

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{сз}} = \frac{1365,9}{169,94} = 8 \geq 1,5,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с

$$t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t, \quad (11.4)$$

$$t_{сз} = 0,01 + 0,5 = 0,51.$$

					ДП - 14.02.11.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

11.3 Расчет токовой отсечки

Выбираем комплект защиты для ТО: блок МІСОМ-126.

Ток срабатывания токовой отсечки выбирают больше максимального тока короткого замыкания $I_{кmax}^{(3)}$ в месте установки предыдущей защиты, А

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{м.кз}, \quad (11.5)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равен 1,1 - 1,2;

$I_{м.кз}$ - максимальный ток кз.

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 1590 = 1749.$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{ср} = k_{сх} \cdot \frac{I_{сз}}{n_{ТА1}} = 1 \cdot \frac{1749}{\frac{200}{5}} = 43,73.$$

Время срабатывания защиты, с

$$t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t = 0,01 + 0 = 0,01.$$

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

12 Безопасность проекта

В данном дипломном проекте рассматриваем ГРП 10 кВ для электроснабжения комбината индустриальных строительных конструкций (КИСК).

12.1 Идентификация и анализ опасных и вредных факторов

Проектируемый распределительный пункт включает в себя закрытое распределительное устройство 10 кВ.

Распределительный пункт содержит коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Проектируемый распределительный пункт по условиям электробезопасности относится к электроустановкам выше 1 кВ, так как напряжение составляет 10 кВ.

Распределительный пункт получает питание по четырём кабельным линиям 10 кВ переменным электрическим током промышленной частоты 50 Гц проложенных в траншее.

Опасностью для человека при работе в электроустановках под напряжением выше 1000 В, является то, что при приближении на расстояния, меньше допустимых возникает опасность поражения человека электрическим током.

К основным условиям поражения электрическим током относятся следующие:

– доступ к открытым токоведущим частям под напряжением из – за отсутствия и нарушения ограждения, укрытия, изоляции, блокировок, отступления от правила выбора высоты токоведущих частей и отклонения от основных правил безопасности.

– внезапное появление напряжения на металлических корпусах и кожухах электрооборудования в результате нарушений изоляции при ее старении, механических повреждениях, перегрузок оборудования, атмосферных и коммутационных перенапряжений, перехода напряжения с высокой стороны на низкую в преобразователях (трансформаторах), наведенного напряжения, коротких замыканий и т. п.;

– внезапное появление напряжение шага при коротких замыканиях тока на землю через упавший на землю токопровод, нарушенную изоляцию кабеля, металлический корпус (кожух) электрооборудования и тело человека, случайно оказавшиеся под напряжением и др.;

– случайное появление напряжения на отключенных токоведущих частях в процессе ремонта вследствие ошибочных включений, обратной трансформации

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ					90

тока, наведенного напряжения, остаточных емкостных токов, возможных перетоков и др.

Таблица 12.1 – Минимально-допустимые расстояния до токоведущих частей в электроустановках

Напряжение электроустановки, кВ	Расстояние до токоведущих частей, м	
	от людей и инструмента	от грузоподъемных машин и механизмов
до 1 кВ	Не нормируется(без прикосновения)	1,0
1-35	0,6	1,0
110	1,0	1,5

Основные причины отказов, аварий, пожаров, разрушений, электротравматизма и заболеваний в электроустановках:

– природные (землетрясения, снежные заносы, грозы, ливни, морозы);
– антропогенные, связанные с действиями людей и созданной ими техникой и технологией, например:

1) технологические (ошибки в процессе переключения электрооборудования, нарушение режимов работы электрооборудования и др.);

2) санитарно-технические (нерациональное освещение рабочих мест, повышенные уровни напряженности электрического поля, загрязненности воздуха рабочих мест, вибрации, шума и др.);

3) психофизиологические, к числу которых относятся: ошибочные и неправильные действия персонала вследствие высокой тяжести и напряженности труда, недостаточной профессиональной подготовленности, недисциплинированности, повышенной утомляемости и снижения внимательности, болезненных состояний организма, несоответствие психофизических данных организма выполняемой работе; психологической несовместимости людей в коллективе, неблагоприятных и дискомфортных условий труда и др.;

4) организационные, связанные с нарушением правил внутреннего трудового распорядка предприятия, продолжительности труда и отдыха персонала; неудовлетворительной организацией и содержанием рабочих мест; недостаточным контролем за состоянием охраны труда, техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды; некачественным обучением, проведением инструктажей, противопожарных и противоаварийных тренировок и психологической подготовки обслуживающего персонала и др.;

5) преднамеренные злоумышленные действия и поступки людей в обществе (военные конфликты, террористические акты, отдельные опасные действия и поступки).

Отказы, аварии, возгорания, пожары, разрушения в электроустановках (электрическая дуга, искрение, перегрев токоведущих частей, электрических машин, аппаратов и др.), могут возникнуть в результате коротких замыканий, недостаточной плотности электрических соединений и контактов, перегрузок электрооборудования, коммутационных и атмосферных перенапряжений, старения, механического повреждения изоляции и её разрушения агрессивными средами, а также нарушения минимально допустимых расстояний токоведущих частей различных фаз между собой и землей и др.

Пожарная опасность подстанций обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изолирующих материалов. Горючей является изоляция обмоток электрических машин, трансформаторов, проводов и кабелей (масло, резиновые покрытия, кабельная бумага и т. д.).

Наибольшую опасность представляет коммутационные аппараты открытого типа и открытые плавкие предохранители, в которых при отключении, а также при перегорании вставки возникает опасное искрообразование. Поэтому, как правило, рубильники, переключатели и плавкие предохранители следует применять закрытого исполнения.

Подстанция по пожароопасности относится к зоне класса П-Ш, это учитывается при проектировании, строительстве подстанции, выборе конструкций электрических машин.

На территории подстанции расположено здание ЗРУ 10 кВ, в котором установлены современные вакуумные выключатели, следовательно масло будет использоваться только в трансформаторах напряжения типа НАМИ-10 кВ.

Причинами пожара могут быть:

- короткие замыкания при механическом повреждении изоляции токоведущих частей;
- перегрузки;
- перегрев изоляции, ее старение;
- удары молнии;
- длительная дуга в коммутационных аппаратах;
- выгорание горючих веществ, при их хранении.

Таблица 12.2 – Классификация пожара и рекомендуемые огнегасительные вещества

Класс пожара	Характеристика гор. среды, объекта	Огнегасительные средства
Е	Электроустановки под напряжением	порошки, двуокись азота, оксид азота, углекислый газ

12.1.1 Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением

Для предупреждения случайного приближения человека, машин и механизмов на опасные расстояния в электроустановках ГРП 10 кВ предусматриваем:

- ограждения, укрытия, изоляцию открытых токоведущих частей под напряжением, их расположения на недоступной высоте и укладку кабелей в труднодоступных местах, применение индивидуальных сигнализаторов напряжения, замков на дверях, на воротах, ограждениях.

- блокировку (механическую, электрическую), обеспечивающую надежность ограждений и автоматическое отключения напряжения при вскрытии опасных зон и проникновении в них человека;

- средства контроля повреждений изоляции, предупредительную сигнализацию (световую и звуковую), покраску шин различных фаз в различные цвета;

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

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 ПОТЭУ-2014 предусмотрены следующие требования безопасности:

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

- 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.

										<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						<i>93</i>

ДП – 140211.65 ПЗ

12.1.2 Средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования

С целью предупреждения вероятности случайного появления напряжения на металлических токоведущих частях, корпусах и т.д., а также для снижения степени поражения электротоком предусматриваем следующее:

- изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль, то есть измерения ее сопротивления при приеме электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами и нормами испытания изоляции;
- защитное (рабочее) заземление подстанций и передвижного электрооборудования;
- релейная защита (дифференциальная защита от междуфазных коротких замыканий; максимальная токовая защита от сверх токов при внешнем коротком замыкании, от перегрузок и от внешних однофазных коротких замыканий). Расчет релейной защиты выполнен в разделе 11;
- грозозащита от попаданий молнии в здание ГРП;
- ОПН – ограничители перенапряжения нелинейные.

12.1.3 Молниезащита

Молниезащита ГРП осуществляется металлической сеткой, уложенной по кровле, так как крыша ГРП бесскатная. Эта сетка соединяется с заземлителями защиты от прямых ударов молнии. Наличие металлической сетки, уложенной по крыше здания, обеспечивает молниезащиту практически в любой точке поверхности здания.

12.1.4 Расчёт защитного заземления

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.

Чтобы обеспечить безопасность людей, работающих на установках напряжением до 1000 В и выше необходимо сооружать заземляющие устройства и заземлять металлические части электрического оборудования и электрических установок.

Произведём расчёт заземления ГРП. Грунт в месте сооружения суглинок, климатическая зона – 2, естественное заземление не используется.

Предлагается сооружение заземлителя по периметру площади ГРП. В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

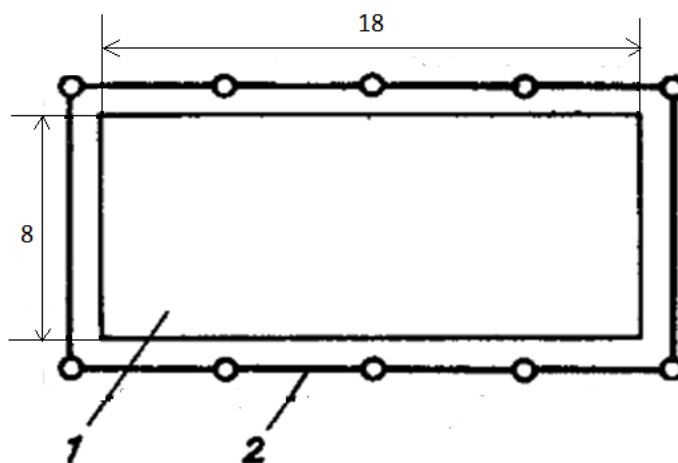
15 мм и длиной 2 м, которые погружаются в грунт методом ввёртывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа – стальные полосы толщиной не менее 4 мм.

Предварительно, с учётом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей по периметру. Сопротивление искусственного заземлителя при отсутствии естественных заземлителей принимаем равным допустимому сопротивлению заземляющего устройства $R_{\text{и}}=R_3=4 \text{ Ом}$.

Заземляющее устройство выполняем в виде контура из полосы 40х4 мм, проложенной на глубине 0,7 м вокруг ГРП на расстоянии 2 м от внутренней стороны ограды. Площадь ГРП равна $18 \times 8 \text{ м}^2$, заземляющий контур $20 \times 10 \text{ м}$. Общая длина полосы 60 м.

На стороне низшего напряжения, в соответствии с ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства для электроустановок с линейным напряжением 380 В не должно превышать 4 Ом, поэтому за расчётное принимаем $R_3=4 \text{ Ом}$.

Для сетей до 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземления также не должно превышать 4 Ом.



- 1 – площадь, занятая оборудованием ($18 \times 8 \text{ м}^2$);
2 – заземляющий контур ($20 \times 10 \text{ м}$);

Рисунок 12.1 – План заземляющего устройства

Расчётное удельное сопротивление грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей составят, Ом·м

$$\rho_{\text{р.г}} = \rho_{\text{уд}} \cdot k_{\text{п.г}}, \quad (12.1)$$

$$\rho_{\text{р.в}} = \rho_{\text{уд}} \cdot k_{\text{п.в}}, \quad (12.2)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$k_{п.г}$ и $k_{п.в}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов

$$\rho_{р.г} = 100 \cdot 3,5 = 350,$$

$$\rho_{р.в} = 100 \cdot 1,5 = 150.$$

Сопротивление растекания одного вертикального электрода стержневого типа, Ом

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{р.в}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (12.3)$$

где l – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня заземлителя.

$$R_{овэ} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{15 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 70,2.$$

Примерное число вертикальных заземлителей

$$N = \frac{R_{овэ}}{k_{ив} \cdot R_{и}}, \quad (12.4)$$

где $k_{ив}$ – коэффициент использования заземлителей, учитывающий взаимное экранирование стержней.

$$N = \frac{70,2}{0,66 \cdot 4} = 26,6.$$

Принимаем 27 вертикальных электродов.

Расчётное сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{рГ.Э} = \frac{\rho_{р.г}}{2 \cdot \pi \cdot l \cdot k_{игэ}} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}; \quad (12.5)$$

$$R_{рГ.Э} = \frac{350}{2 \cdot 3,14 \cdot 60 \cdot 0,3} \cdot \ln \frac{2 \cdot 60^2}{0,015 \cdot 0,7} = 39,46.$$

где l – общая длина заземляющей полосы, м

Уточняем необходимое сопротивление горизонтальных электродов, Ом

$$R_{В.Э} = \frac{R_{рГ.Э} \cdot R_{и}}{R_{рГ.Э} - R_{и}} = \frac{39,46 \cdot 4}{39,46 - 4} = 4,45.$$

Определяем число горизонтальных электродов при коэффициенте использования

$$k_{ив} = 0,61, \text{ при } N = 20 \text{ и } \frac{a}{l} = 1,5,$$

где ρ – периметр контура расположения электродов, штук

$$N = \frac{R_{овэ}}{k_{ив} \cdot R_{В.Э}} = \frac{70,2}{0,61 \cdot 4,45} = 25,9.$$

Окончательно принимаем к установке 26 горизонтальных электродов, расположенных по контуру ГРП.

12.2 Защитные меры и средства, обеспечивающие нормативную надежность и безопасность устройства, эксплуатации и обслуживания электроустановок

12.2.1 Мероприятия обеспечивающие безопасность при проведении работ

При подготовке рабочего места со снятием напряжения выполняются следующие технические мероприятия:

- произвести необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов вывесить запрещающие плакаты;
- проверить отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Оперативные переключения выполняет оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя

								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ			97

организации. Для допускающих по наряду-допуску и распоряжению наличие допуска на право выполнения оперативных переключений обязательно.

В электроустановках выше 1000В работники из числа персонала, единолично обслуживающие электроустановки или старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках до 1000 В работники из числа оперативного персонала, обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководством организации и закрепляется соответствующим распоряжением

Обслуживание и ремонт электроустановок выполняет электротехнический персонал, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный с группой по электробезопасности не ниже III.

Осмотр РУ без постоянного дежурного персонала производится не реже 1 раза в месяц, электротехническим персоналом (не менее двух человек, один из которых с группой допуска по электробезопасности не ниже IV, остальные не ниже III) с записью результатов эксплуатационном журнале. Все операции в РУ напряжением до 1000В производятся оперативным или оперативно-ремонтным персоналом с группой по электробезопасности не ниже III, единолично, независимо от порядка оперативного обслуживания электроустановки. РУ до 1000В подвергаются осмотрам не реже 1 раза в три месяца. При осмотре никакие работы не выполняются

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных Правилами и обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности "Стой! Напряжение"; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат "Работать здесь".

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты "Не включать! Работают люди" или "Не включать! Работа на линии".

При этом разрешается:

- при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем, устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и ремонтным положением при условии запираения ее на замок. Устанавливать

тележку в промежуточное положение разрешается независимо от наличия заземления на присоединении.

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Таблица 12.3 – Обязанности ответственных за безопасное ведение работ

Ответственный работник	Совмещаемые обязанности
Выдающий наряд	<ul style="list-style-type: none">• Ответственный руководитель работ• Производитель работ• Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Ответственный руководитель работ	<ul style="list-style-type: none">• Производитель работ• Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Производитель работ из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала	<ul style="list-style-type: none">• Допускающий (в электроустановках с простой наглядной схемой)
Производитель работ, имеющий группу IV	<ul style="list-style-type: none">• Допускающий (в случаях, предусмотренных в п.42.5.ПОТЭУ в электроустановках от 2014г.)

12.2.2 Безопасность средств защиты, входящих в систему электроснабжения

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.

12.3 Способы и средства повышения надежности, безопасности и эффективности производственной деятельности персонала

12.3.1 Микроклимат производственных помещений

Оптимальными считаются такие условия, при которых имеют место наивысшая работоспособность и хорошее самочувствие. Допустимые микроклиматические условия предусматривают возможность напряженной работы механизма терморегуляции, которая не выходит за границы возможностей организма, а также дискомфортные ощущения.

Основным нормативным документом, который определяет параметры микроклимата производственных помещений, является ГОСТ 12.1.005-88. Указанные параметры нормируются для рабочей зоны — пространства, ограниченного по высоте 2 м над уровнем пола или площадки, на которых находятся рабочие места постоянного или временного пребывания работников.

Средства нормализации параметров микроклимата.

В проекте применен метод автоматизации и дистанционное управление технологическими процессами, позволяет во многих случаях вывести человека из производственных зон, где действуют неблагоприятные факторы.

Рациональная вентиляция, отопление и кондиционирование воздуха. Созданы воздушные и водовоздушные души, которые используются в борьбе с перегревом рабочих в горячих цехах.

Рационализация режимов труда и отдыха достигнута сокращением длительности рабочего времени за счет дополнительных перерывов, созданием условий для эффективного отдыха в помещениях с нормальными условиями.

Производственная пыль

Пыль может оказывать на человека фиброгенное воздействие, при котором в легких происходит разрастание соединительных тканей, которое нарушает нормальное строение и функцию органа. Вредность производственной пыли обусловлена ее способностью вызывать профессиональные заболевания легких, в первую очередь пневмокониозы.

Общие мероприятия и средства предупреждения загрязнения воздушной среды на производстве строительных конструкций и защиты работающих включают:

					<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

Автоматизация и дистанционное управление технологическими процессами и оборудованием, исключают непосредственный контакт работающих с вредными веществами.

Герметизация производственного оборудования, работа технологического оборудования в вентилируемых укрытиях, локализация вредных выделений за счет местной вентиляции, аспирационных установок.

Предварительные и периодические медицинские осмотры работающих, во вредных условиях, профилактическое питание, соблюдение правил личной гигиены.

Контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

12.3.2 Укомплектование рабочих мест средствами защиты

Все рабочие места электротехнического и оперативного персонала укомплектованы основными и дополнительными электрозащитными средствами до и выше 1000В:

- диэлектрическими перчатками, ботами, галошами, коврами, изолирующими накладками и подставками;
- индивидуальными экранирующими комплектами;
- переносными заземлениями;
- оградительными устройствами и диэлектрическими колпаками;
- плакатами и знаками безопасности.

12.3.3 Освещение производственных помещений

При освещении производственных помещений в данном проекте использовалось естественное боковое освещение, осуществляемое через световые проемы в наружных стенах, и искусственное общее освещение, которое создает равномерное распределение светового потока. В качестве источников света на предприятии используются люминесцентные лампы. При применении таких ламп для освещения помещений с небольшой запыленностью и нормальной влажностью (цеховые помещения) используют открытые светильники ЛОУ, ДСП. Для помещений с большим содержанием пыли (склады) – влагопылезащитные светильники ПВЛП. Цехи снабжают аварийным освещением для эвакуации людей при чрезвычайных ситуациях. Для улучшения естественного освещения оборудование окрашено в светлые тона, стены побелены.

Таблица 12.4 – Характеристика освещенности рабочего места

Наименование рабочего места	Разряд зрительных работ	Естественное освещение, боковое	Искусственное освещение, общее
		Коэффициент	Нормируемая

		освещения, %	освещенность, лк
РУ 0,4кВ	V б	1,5	200
Камеры силовых трансформаторов ТП10/0,4кВ	V а	1,0	300
РУ 10кВ	IV б	1,5	300

12.4 Оценка и обеспечение устойчивости функционирования электроустановок и защита персонала в экстремальных ситуациях

12.4.1 Пожарная безопасность

Для предотвращения возникновения пожаров предусматриваются следующие меры:

- релейная защита (дифференциальная защита, максимальная токовая защита и газовая защита).
- средства контроля состояния изоляции;
- автоматическая пожарная сигнализация и извещатели типа ПКИЛ-7;
- средства эффективного охлаждения электрооборудования в процессе работы.

Важным противопожарным мероприятием является правильный выбор и использование электродвигателей, стационарных и переносных светильников, пусковой аппаратуры с учетом условий окружающей среды (сырость, запыленность, пожаро и взрывоопасность).

Существуют следующие способы пожаротушения:

- с помощью огнетушителей (порошковые, пенные, углекислотные);
- автоматическое (спринклерные и дренажные);
- с помощью пожарных гидрантов и пожарных машин.

12.4.2 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

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

Для тушения пожара широко применяются различные химические средства, выбрасываемые в очаг пожара с помощью огнетушителей.

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 14.02.11.65 ПЗ					102

Например, огнетушители: ОУ-5, 10, 80 – огнетушитель углекислотный, вместимостью 5, 10 или 80 килограммов. Служит для тушения пожаров и загораний классов, Е (только электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В). Преимуществом углекислотных огнетушителей является возможность тушения электроустановок под напряжением. Огнетушащее вещество – двуокись углерода.

ОП-5, 10, 100 – огнетушитель порошковый предназначен для тушения загораний тлеющих материалов, горючих жидкостей, газов и электроустановок, находящихся под напряжением не более 1000В, на промышленных предприятиях, складах хранения горючих материалов, а также на транспортных средствах. Вместимость 5 л;

ОУБ-8 – огнетушитель этиловый, вместимостью 8 килограммов.

В помещениях РУ-0,4 кВ устанавливаются пожарные щиты, которые располагаются на стене возле основного входа в помещение и комплектуются необходимыми средствами пожаротушения:

- Багор с деревянной рукояткой;
- лопата;
- ящик с песком 0,5м³;
- ручные углекислотные огнетушители ОУ-5 или ОУ-10;
- полотно противопожарное (кошма);
- лом пожарный;
- ножницы диэлектрические;
- боты диэлектрические;
- коврик диэлектрический.

Согласно ГОСТ 12.4.009-83 все предметы выкрашены в ярко красный цвет, так как красный цвет очень хорошо заметен, особенно, в задымленном помещении.

Ответственным за организацию пожарной безопасности является директор. В его обязанности входит:

- создание комиссии под представительством главного инженера;
- назначение ответственных по наиболее опасным отделам.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных подразделений несут их руководители, которые обязаны:

- обеспечить соблюдение противопожарного режима;
- следить за исправностью оборудования и немедленно принимать меры по устранению неполадок;
- следить за уборкой рабочих мест по окончании работы, отключением электроприборов и электросетей, кроме дежурного освещения и тех установок, которые по условиям производства должны действовать круглосуточно;
- обеспечить постоянную готовность к действию имеющихся средств пожаротушения, связи и сигнализации.

В задачи комиссии по профилактике пожаров входят:

												Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>							103

- оценка пожарной опасности объекта, соответствия проекта пожарной безопасности;
- снабжения подстанции автоматическими средствами пожаротушения;
- разработка инструкций по пожарной безопасности, плана ликвидации аварий на подстанции, разработка оперативного плана;
- создание добровольной пожарной дружины;
- обучение рабочих пожарной безопасности.

					<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

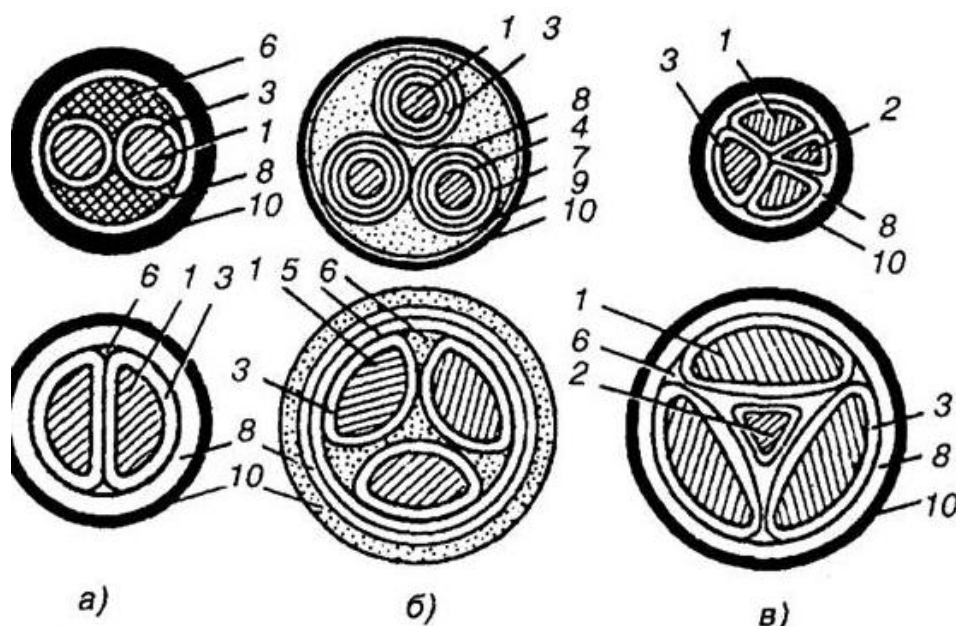
13 Специальный вопрос: «Устройство и монтаж кабельных линий»

13.1 Устройство кабельных линий

Кабель - готовое заводское изделие, состоящее из изолированных токоведущих жил, заключенных в защитную герметичную оболочку, которая может быть защищена от механических повреждений броней.

Силовые кабели выпускаются на напряжение до 110 кВ включительно.

Силовые кабели на напряжение до 35 кВ имеют от одной до четырех медных или алюминиевых жил сечениями 1... 2000 мм². Жилы сечением до 16 мм² - однопроволочные, свыше - многопроволочные. По форме сечения жилы одножильных кабелей круглые, а многожильных - сегментные или секторные.



а - двухжильные кабели с круглыми и сегментными жилами; б - трехжильные кабели с поясной изоляцией и отдельными оболочками; в - четырехжильные кабели с нулевой жилой круглой, секторной или треугольной формы; 7 - токопроводящая жила; 2 - нулевая жила; 3 - изоляция жилы; 4 - экран на токопроводящей жиле; 5 - поясная изоляция; 6 - наполнитель; 7 - экран на изоляции жилы; 8 - оболочка; 9 - бронепокров; 10 - наружный защитный покров

Рисунок 13.1 – Конструкция силовых кабелей

Преимущественно применяются кабели с алюминиевыми жилами. Кабели с медными жилами применяются редко: для перемещающихся механизмов, во взрывоопасных помещениях.

Изоляция жил выполняется из кабельной бумаги, пропитанной маслоканифольным составом, резины, поливинилхлорида и полиэтилена.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП - 14.02.11.65 ПЗ

Лист

105

Кабели с бумажной изоляцией, предназначенные для прокладки на вертикальных и крутонаклонных трассах, имеют обедненную пропитку.

Защитная герметичная оболочка кабеля предохраняет изоляцию от вредного действия влаги, газов, кислот и механических повреждений. Оболочки делаются из свинца, алюминия, резины и поливинилхлорид а.

В кабелях напряжением выше 1 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Броня кабеля выполняется из стальных лент или стальных оцинкованных проволок. Поверх брони накладывают покровы из кабельной пряжи (джута), пропитанной битумом и покрытой меловым составом. При прокладке кабеля в помещениях, каналах и тоннелях джутовый покров во избежание возможного пожара снимают.

Кабели на напряжение 110 кВ и выше обычно выполняют газо или маслonaполненными, одножильными с покрытием стальной броней или асфальтированными, для прокладки в земле или на воздухе. Масло в кабелях находится под давлением.

Обозначения марок кабелей соответствует их конструкции.

Кабели с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами имеют марки: ААБ, ААГ, ААП, ААШв, АСБ, АСБГ, АСПГ, АСШв. Первая буква обозначает материал жил (А - алюминий, отсутствие впереди буквы А в маркировке означает наличие медной жилы), вторая - материал оболочки (А - алюминий, С - свинец). Буква Б означает, что кабель бронирован стальными лентами; буква Г - отсутствие наружного покрова; Шв - наружный покров выполнен в виде шланга из поливинилхлорида.

Изоляция обозначается: Р - резиновая, П - полиэтиленовая, В - поливинилхлоридная, отсутствие обозначения - бумажная с нормальной пропиткой.

Броня обозначается при выполнении: стальными лентами - Б, плоской оцинкованной стальной проволокой - П, круглой оцинкованной стальной проволокой - К.

Например, марка кабеля АПвБВ обозначает кабель силовой с изоляцией жил из сшитого полиэтилена, с алюминиевой жилой, бронированный слой из стальных лент, с внешней оболочкой из поливинилхлоридного пластиката.

					<i>ДП - 14.02.11.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106



1 – Токопроводящие жилы; 2 – электропроводящий экран; 3 – изоляция; 4 – экран; 5 – Внутренняя оболочка; 6 – броня; 7 – Наружная оболочка

Рисунок 13.2 – Конструкция кабеля АПвБВ:

Маркировка маслонаполненных кабелей начинается с буквы М, вторая буква обозначает тип давления масла: Н - низкое, В - высокое.

Маркировка контрольных кабелей начинается с буквы К.

В маркировке кабеля после буквенных обозначений указывается его номинальное напряжение, кВ; число жил и сечение одной жилы. Например, кабель АВПБГ 3х50+1х25- кабель с тремя алюминиевыми жилами по 50 мм² и четвертой - сечением 25 мм², полиэтиленовой изоляцией на напряжение 1 кВ, оболочкой из полихлорвинила, бронированный стальными лентами без наружного противокоррозионного покрытия.

Отдельные отрезки кабелей напряжением до 1 кВ соединяются чугунными муфтами, напряжением выше 1 кВ - свинцовыми муфтами, залитыми специальным составом.

Концы кабелей разделяются, а для лучшего контакта с шинами распределительного устройства на концы жил напаиваются или привариваются наконечники. Для предотвращения попадания в кабель влаги, кислот и других реагентов, ухудшающих изоляцию, концы кабеля герметически заделывают. Часто применяются концевые заделки кабелей из эпоксидного компаунда. Также применяют сухие концевые заделки из поливинилхлоридных липких лент и лаков.

13.2 Монтаж кабельных линий

Кабельные прокладки требуют меньших площадей по сравнению с воздушными и могут применяться при любых природных и атмосферных условиях.

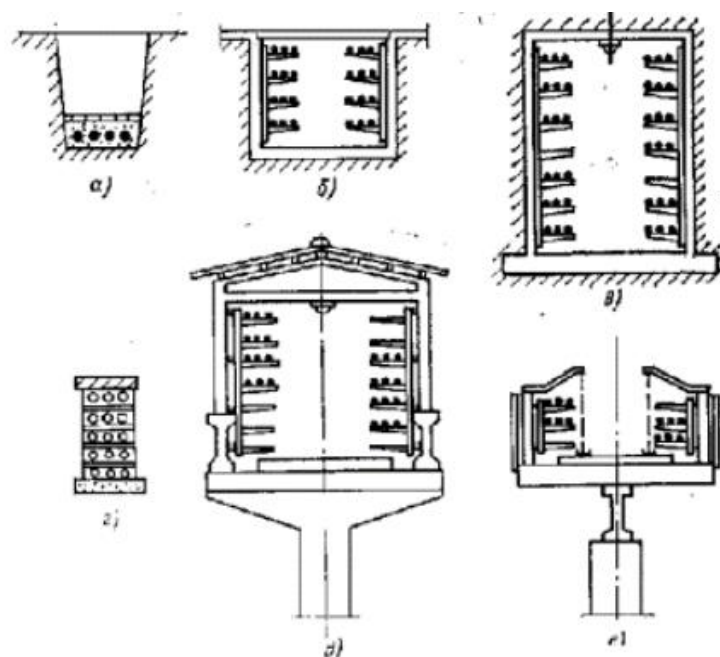
Кабельные прокладки напряжением 6... 10 кВ применяются на предприятиях небольшой и средней мощности и в городских сетях.

Трасса кабельных линий выбирается кратчайшая с учетом наиболее дешевого обеспечения их защиты от механических повреждений, коррозии, вибрации,

перегрева и от повреждений при возникновении электрической дуги в соседнем кабеле.

Прокладка кабелем может осуществляться несколькими способами: в траншеях, каналах, туннелях, блоках, эстакадах. Внутри кабельных сооружений и производственных помещений предусматривают прокладку кабелей на стальных конструкциях различного исполнения : на настенных конструкциях, лотках, в коробах, укрепленных на стенах.

Способ и конструктивное выполнение прокладки выбираются в зависимости от числа кабелей, условий трассы, наличия или отсутствия взрывоопасных газов тяжелее воздуха, степени загрязненности почвы, требований эксплуатации, экономических факторов и т.п.



а) траншея; б) канал; в) туннель; г) блок; д) галерея; е) эстакада

Рисунок 13.3 – Прокладка кабельных линий:

Каждый вид специального сооружения для прокладки кабелей характеризуется максимальным количеством силовых кабелей, которое можно в нём проложить. Траншея - 6 кабелей, канал - 24, блок - 20, туннель - 72, эстакада - 24, галерея - 56.

Редко отдаётся предпочтение какому-либо одному виду прокладки кабелей. Обычно применяют смешанную прокладку, когда в зависимости от конкретных условий является целесообразным комбинированное исполнение различных способов прокладки кабельных линий.

Кабельные линии промышленных предприятий можно разделить на внутрицеховые и внецеховые. К внутрицеховым кабельным сетям относятся прокладки кабелей открыто на конструкциях, в лотках, коробах, каналах, туннелях и в трубах. К внецеховым кабельным линиям относятся прокладки кабелей в каналах, туннелях, блоках, траншеях, на эстакадах и в галереях. Внецеховые кабельные сети требуют для размещения сравнительно небольших площадей и могут быть осуществлены почти в любых атмосферных и грунтовых условиях.

Из опыта эксплуатации кабельных коммуникаций на действующих и реконструируемых объектах, прокладка кабеля в траншеях недостаточно надёжна, из-за частого производства земляных работ. Поэтому при числе кабелей от 6 до 30 рациональна прокладка в каналах или блоках, при числе кабелей свыше 30 кабеля прокладывают в специальных кабельных сооружениях - в туннелях, на эстакадах и в галереях.

В помещениях скрытая прокладка проводов и кабелей в стальных трубах постепенно вытесняется открытыми прокладками. Открытая прокладка кабелей почти полностью исключают зависимость производства монтажных работ по прокладке кабелей от готовности строительной части сооружения. Открытые прокладки кабелей позволяют закончить нулевой цикл строительных работ, не дожидаясь производства электромонтажных работ, что невозможно при скрытых прокладках. Открытые прокладки кабелей наглядны, доступны, удобны для осмотра и замены кабелей, отличаются гибкостью при изменении трасс во время реконструкции электроустановок.

При открытой прокладке кабелей следует соблюдать меры по пожарной безопасности, обосновывать выбор марок кабелей и оболочек, правильно выбирать кабель по нагреву, контролировать качество присоединений и порядок раскладки кабелей, отделять зоны массовой прокладки кабелей от оборудования. При открытой прокладке кабелей в электротехнических и производственных помещениях следует стремиться к совмещению трасс, объединению кабелей различного назначения (силовых, осветительных, кабелей управления) в общие потоки, прокладывая их на общих конструкциях, лотках или коробах. Необходимо на стадии проектирования предусмотреть зоны размещения кабельных сетей, согласовать их взаимное расположение с технологическими, энергетическими, сантехническими сетями.

В случае размещения большого количества открыто прокладываемых кабелей целесообразно устройство кабельного этажа в верхней зоне подвала под электромашинным помещением, под производственными пролётами.

По территории промышленных предприятий кабельные сети могут выполняться подземными - в траншеях, каналах, туннелях и блоках или надземными на эстакадах и в галереях. Подземный способ прокладки кабельных сетей защищает их от грозовых и атмосферных воздействий. Кабели, проложенные под землёй, в меньшей мере создают помехи. Однако прокладка кабельных подземных коммуникаций нецелесообразна при неблагоприятных

							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП - 14.0211.65 ПЗ		109

грунтовых условиях - высоком уровне грунтовых вод, наличия химически активных веществ, разрушающих кабельные оболочки.

Надземная прокладка кабелей рекомендуется во всех случаях, когда это позволяют условия среды, застройки предприятия и другие факторы. Надземные прокладки кабелей доступны при обслуживании, обеспечивают лёгкую замену и возможность дополнительной прокладки кабелей, облегчают работы по реконструкции сетей. При выборе способа прокладки кабельных линий следует учитывать, что первоначальные затраты при подземной системе выше, но надземные системы требуют более сложного ухода (покраска конструкций, очистка сооружений).

Кабельные линии прокладывают так, чтобы при их эксплуатации исключалась возможность возникновения опасных механических напряжений и повреждений.

Кабели укладывают с запасом по длине 1—2 % для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций как самих кабелей, так и конструкций, по которым они проложены. В траншеях и на сплошных поверхностях внутри зданий и сооружений запас создают волнообразной укладкой кабеля («змейкой»), а по кабельным конструкциям (кронштейнам) — образованием стрелы провеса. Создавать запас кабеля в виде колец (витков) не допускается.

Усилия тяжения при прокладке кабелей зависят от способа прокладки, сечения жил, температуры и трассы.

Кабели, прокладываемые горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и фермам, жестко закрепляют в конечных точках, непосредственно у концевых муфт и заделок, на поворотах трассы, с обеих сторон изгибов и у соединительных муфт. Кабели на вертикальных участках закрепляют на каждой кабельной конструкции. В местах жесткого крепления небронированных кабелей со свинцовой или алюминиевой оболочкой на конструкциях применяют прокладки из листовой резины, листового поливинилхлорида или другого эластичного материала. Небронированные кабели с пластмассовой оболочкой или пластмассовым шлангом, а также бронированные кабели крепят к конструкциям скобами, хомутами, накладками без прокладок.

Внутри помещений и снаружи в местах, доступных для неквалифицированного персонала, где возможно передвижение автотранспорта, грузов и механизмов, бронированные и небронированные кабели защищают от механических повреждений до безопасной высоты (не менее 2 м от уровня земли или пола и на глубине 0,3 м в земле).

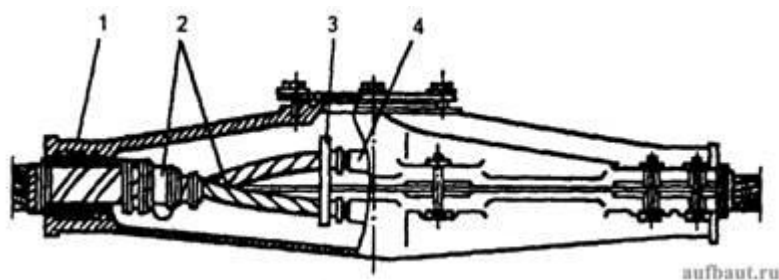
Защиту обеспечивают кожухами из листового металла толщиной 2,5 мм или отрезками стальных труб. Приступая к сооружению кабельных линий, монтажники изучают рабочую документацию: план трассы; продольный профиль; рабочие чертежи конструкций; строительные чертежи кабельных сооружений; перечни мероприятий по герметизации вводов; чертежи перехода кабельной

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП - 14.02.11.65 ПЗ				110

линии напряжением 35 кВ в воздушную; кабельный журнал; спецификации на материалы и изделия; сметы и др.

Кабели напряжением выше 1000 В защищают от механических повреждений красным кирпичом или бетонными плитами на всем протяжении трассы. Предварительно кабель покрывают слоем песка или чистой земли толщиной 100 мм. После завершения указанных операций траншею зарывают. Бронированные силовые кабели с металлическими оболочками на протяженных участках прокладывают с передвижаемого или самоходного кабелеукладчика. Перед прокладкой трассу очищают от пней и корней деревьев, выравнивают откосы, засыпают ямы.

Все кабели выпускают отрезками ограниченной длины в зависимости от его напряжения и сечения. При сооружении кабельных линий отдельные отрезки соединяют друг с другом посредством соединительных муфт, герметизирующих места соединения. Для кабелей напряжением до 1 кВ применяют эпоксидные или чугунные соединительные муфты (рис. 13.4).



*1 - корпус; 2 - трехфазный кабель; 3 - фарфоровая распорка;
4 - соединительный зажим*

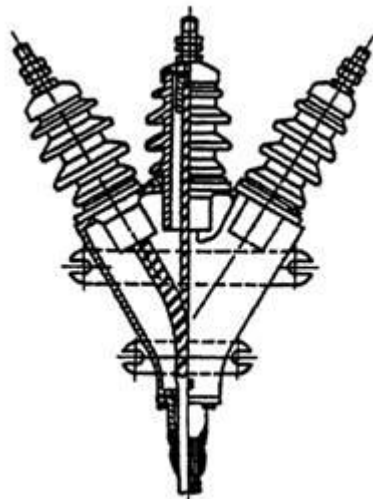
Рисунок 13.4 – Чугунная соединительная муфта для трехжильных кабелей напряжением до 1 кВ

Для кабелей с пластмассовой изоляцией применяют соединительные муфты из термоусаживаемых изоляционных трубок, число которых соответствует числу жил кабеля, и одной шланговой термоусаживаемой трубки (рис. 13.5). Во всех термоусаживаемых трубках на внутренней поверхности находится термоплавкий клей. Изоляционные трубки изолируют токопроводящие жилы, а шланговая трубка восстанавливает оболочку в месте соединения.



Рисунок 13.5 – Соединительная муфта для кабеля с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ

Для присоединения кабелей к электрическим аппаратам распределительных устройств служат концевые муфты и заделки. На рис. 13.6 приведена мастиконаполненная трехфазная концевая муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением 10 кВ.



aufbau.ru

Рисунок 13.6 – Концевая мастиконаполненная муфта наружной установки напряжением 10 кВ

Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением 10 кВ применяется концевая муфта, представленная на рис. 13.7. Она состоит из термоусаживаемой перчатки 1, стойкой к воздействию окружающей среды, и полупроводящих термоусаживаемых трубок 2, с помощью которых на конце трехжильного кабеля создаются три одножильных кабеля. На отдельные жилы надеваются изоляционные термоусаживаемые трубки 3. На них монтируется нужное количество термоусаживаемых изоляторов 4.

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

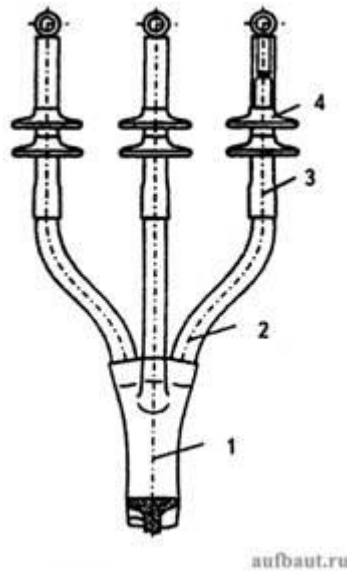


Рисунок 13.7 – Концевая муфта наружной установки для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением 10 кВ

Металлические оболочки сопрягаемых кабелей соединяют в муфтах между собой и с корпусами муфт по всей длине линии. В концевых заделках эти оболочки присоединяют к общему контуру заземления объекта.

Для повышения надежности и долговечности кабельные линии в городских условиях прокладывают в специальных подземных сооружениях, к которым относятся:

коллекторы, сооружаемые для совместной прокладки кабелей (силовых, контрольных и связи), водо- и теплопровода;

туннели, предназначенные для размещения силовых и контрольных кабелей;

каналы, устраиваемые на территории подстанций или распределительных пунктов, внутри производственных помещений, используемых для размещения кабельных линий;

кабельные блоки, выполняемые из труб или бетонных блоков с заготовленными в них трубообразными каналами и колодцами.

Входы в подземные сооружения и люки колодцев должны запираются. В туннелях и коллекторах должно быть устроено освещение и вентиляция. Все металлические конструкции необходимо покрывать негорючими антикоррозионными лаками.

					ДП – 14.0211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

15 Ершевич, В. В. Справочник по проектированию электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов; под. общ. ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

16 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

17 ГОСТ Р. 12.1.004.-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

18 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов.

19 НПБ 101-03. Нормы пожарной безопасности. Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими устройствами пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации.

20 ГОСТ 12.1.018-93. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.

21 ГОСТ 31319-2006. Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах.

22 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ 2014 – 80 с.

23 СТО 4.2-0.7-2014. Система менеджмента качества, общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации; СФУ. – Красноярск, 2014. – 47с.

					<i>ДП – 14.0211.65 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115