


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

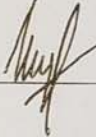
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 19 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


на тему: Реконструкция системы электроснабжения 10-04 кВ локомотивного депо города Белогорск с питанием от подстанции Томь

Исполнитель  
студент группы 542 об4

  
14.06.19  
подпись, дата

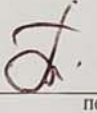
В.Д. Ищенко

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

  
14.06.19  
подпись, дата


А.Г. Ротачёва

Консультант по без-  
опасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
14.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
19.06.2019  
подпись, дата

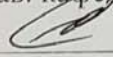
Н.С. Бодруг

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
« 05 » 04

Н.В. Савина

2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Ишурко  
Владимира Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы электроснабжения 10-04 кВ  
локомотивного депо города Белогорск с питанием от подстанции Тонь  
(утверждено приказом от 05.04.19 № 759-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по  
преддипломной практике

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-  
просов):

Расчет варианта реконструкции электроснабжения,  
разработка низковольтного электроснабжения

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-  
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи 7 шт,  
таблицы 37

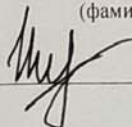
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним  
разделов) Консультант по безопасности и экологичности

А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромачёва А.Г. к.т.н  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):



(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 144 с., 17 рисунков, 37 таблиц, 31 источник, 2 приложения.

КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, НАГРУЗКА, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ МАСЛА, НАПРЯЖЕНИЕ, СИЛОВОЙ ПУНКТ, ЭКОНОМИЧНОСТЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ПОТРЕБИТЕЛЬ.

В данной бакалаврской работе произведен расчет варианта реконструкции системы электроснабжения «Локомотивного депо» с 10 – 0,4 кВ города Белогорск с питанием от подстанции «Томь». Произведен расчет электрических нагрузок, был выбран источник питания и составлена схема низковольтного электроснабжения «Локомотивного депо», также были рассчитаны токи короткого замыкания и был произведен выбор оборудования для «Локомотивного депо» и распределительного пункта, рассмотрен расчет релейной защиты и автоматики, а также выполнено сравнение технико-экономических вариантов.

В экономической части работы был произведён расчет сметы капитальных вложений в работу и способов энергосбережения на предприятиях.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности и экологичности работы, проведены расчеты освещения распределительного пункта.

Графическая часть работы состоит из семи листов формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введения	7
1 Краткое описание технологического процесса	8
1.1 Характеристика электроприемников и потребителей электрической энергии «Локомотивного депо»	9
2 Расчет электрических нагрузок	12
3 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности	27
4 Выбор места расположения трансформаторных подстанций	32
5 Выбор пункта приема электрической энергии для «Локомотивного депо»	36
6 Разработка схемы внешнего электроснабжения локомотивного депо	38
7 Разработка однолинейной схемы РП и ее конструктивное исполнение	42
8 Расчет токов короткого замыкания сети 10 кВ	44
9 Проверка выбранных сечений кабельных линий на термическую стойкость	53
10 Выбор высоковольтного оборудования РП	55
10.1 Выбор выключателей	55
10.2 Выбор трансформаторов тока	58
10.3 Выбор трансформаторов напряжения	61
10.4 Выбор сборных шин	63
10.5 Выбор опорных изоляторов	67
10.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	68
11 Реконструирование системы низковольтного электроснабжения «Локомотивного депо»	70
11.1 Расчет электрических нагрузок по второму этапу	70
11.2 Расчет токов однофазного КЗ	77

11.3 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы электро- снабжения «Локомотивного депо»	91
11.4 Выбор низковольтной коммутационной аппаратуры	96
11.5 Построение карты селективности	105
12 Релейная защита и автоматика	108
12.1 Защита ввода	108
12.2 Защита отходящих присоединений	110
12.3 Двухступенчатая максимальная токовая защита секционного выключателя	113
12.4 Автоматика	114
13 Заземление РП	117
14 Расчет емкостного тока замыкания на землю	120
15 Организационно-экономическая часть	123
15.1 Основная цель расчета	123
15.2 Определение капитальных вложений и себестоимости электроэнергии	123
16 Безопасность и экологичность	128
16.1 Безопасность	128
16.2 Расчет общего равномерного освещения методом коэффициента использования	129
16.3 Экологичность	137
17 Чрезвычайные ситуации	138
17.1 Пожарная безопасность	138
Заключение	141
Библиографический список	142
Приложение А Проверка кабельных линий по термической стойкости	145
Приложение Б Кабельный журнал сети 0,4 кВ "Локомотивного депо"	148

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция

СЭС – системы электроснабжения

ВН – высокое напряжение

КТПГ – городская комплектная трансформаторная подстанция

ЦЭН – центр электрической нагрузки

РП – распределительный пункт

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

КЛ – кабельная линия

ПУЭ – правила устройства электроустановок

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

РЗаА – релейная защита и автоматика

НН – низкое напряжение

КЗ – короткое замыкание

ЦЭН – центр электрической нагрузки

СП – силовой пункт

## ВВЕДЕНИЕ

Локомотивное депо – одно из самых старых предприятий города Белогорск. Основано оно было в 1913г. В настоящее время депо вступило в разряд сетевого значения и стало базовым объектом. С самого основания предприятие неуклонно развивалось и накапливало свою силу, производилось строительство новых корпусов, с каждым годом объемы на ремонт увеличивались, оборудование постоянно обновлялось. Консолидация мощности и увеличение производительности технологических агрегатов, потребовали улучшения надежности низковольтных электрических сетей. Долгое время электрические сети никак не развивались, когда появлялись новые потребители электроэнергии, они подключались к старым электрическим сетям, которые изжили себя и не отвечают требованиям качественного и надёжного электроснабжения. Для соблюдения этих условий нужно рассчитать электрические нагрузки предприятия, выбрать конфигурацию электрической сети 10 и 0,4 кВ, рассчитать мощность силовых трансформаторов и выбрать их количество с учетом компенсации реактивной мощности, выбрать ИП, а также условие прокладки КЛ: проверить их на устойчивость к токам КЗ и допустимые потери напряжения, выбрать устройства релейной защиты для низковольтного и высоковольтного оборудования.

Целью бакалаврской работы является – создание новой электрической сети отвечающей всем требованиям ПУЭ, что повысит надежность электроснабжения с меньшими потерями электроэнергии в кабельных линиях и силовых трансформаторах, для решения этих задач необходимо выбрать схемы, которые бы решили все проблемы электроснабжения с минимальными затратами.

## 1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Локомотивное депо станции Белогорск специализируется на ремонте тягового подвижного состава. Цеха, относящиеся к «Локомотивному депо»:

1 – кузнечный цех	13 – пилорама
2 – аккумуляторное отделение	14 – заготовительный цех
3 – цех технического ремонта	15 – цех подъема оборудования
4 – крановый цех	16 – электромашинный цех
5 – компрессорное отделение	17 – цех дизель – агрегатный
6 – цех главного механика	18 – строительная группа
7 – медницкая	19 – экспериментальный цех
8 – механический цех	20 – компрессорное отделение
9 – инструментальный цех	21 – электроаппаратный цех
10 – электроцех	22 – цех технического обслуживания
11 – цех профилактики	23 – котельное отделение
12 – топливный цех	

К основным ремонтным цехам фирмы относятся: экспериментальный цех, цех подъема оборудования, электроцех, цех дизель-агрегатный, топливный цех, механический цех, цех технического ремонта, цех профилактики, электроаппаратный цех, цех технического обслуживания.

Ремонтные работы, выполняемые при разборке, сборке и установке оборудования на подвижной состав, учитывает взаимодействие всех цехов, о которых говорится выше, сводя все цеха в единую технологическую цепь, разрыв которой попросту невозможен, т.к. он может привести к сбою графика ремонта и простоя оборудования. Для примера возьмем тяговой электродвигатель и проведем ремонт НБ - 412К.

Ремонт тягового электродвигателя будет заключается в смене подшипников качения, будет производится сушка изоляции при необходимости, а также замер сопротивления. Замена изоляторов, покраска обмотки статора электродвигателя, а также сборка электродвигателя и замена токосъемных щеток.



Первоначальный тип ремонта заключается в прослушивании тягового двигателя при работе на холостом ходу с использованием специальных электронных устройств. Для прослушивания двигателя в цехе технического ремонта производится подготовка, устанавливаются грузоподъемные механизмы, так что колеса электродвигателя освобождаются от зацепления с самими рельсами и начинают свободно вращаться. Производится подключение электродвигателя с последующим установлением необходимого количества оборотов, далее подключаются приборы, которые производят считывание и на основании тех данных, что покажет прибор технический отдел принимает решение о необходимости ремонта. Если было принято вывести двигатель в ремонт, то тогда электровоз перемещается в цех подъема оборудования, где разборка тележки с тяговыми двигателями осуществляется с помощью подъемных механизмов. После снятия всех болтовых соединений двигатель снимается и отправляется в электротехническую мастерскую, где проводится капитальный ремонт двигателя. С помощью подъемных механизмов снимаются кожухи двигателя, снимается якорь, сопротивление изоляции проверяется мегомметром и, при необходимости, обмотка статора высушивается, а затем окрашивается и повторно высушивается. Двигатель испытывается на специальном стенде обкатки для работы тяговых электрических двигателей под нагрузкой. При успешном испытании двигателя, его необходимо доставить в цех подъема оборудования, где он либо отправляется в запас или же устанавливается на электровоз.

Следовательно, при обслуживании или ремонте тяговых электродвигателей, которые установлены на электровоз, почувствует несколько цехов, т.к. каждый из них специализируется на одном виде ремонта. Так как каждое оборудование стоит на своем месте, это обеспечивает быстрое обслуживание и ремонт подвижного состава.

### **1.1 Характеристика электроприемников и потребителей электрической энергии «Локомотивного депо»**

Главными потребителями на предприятии являются трехфазные асинхронные двигатели. По типу преобразования электроэнергии приемники делятся на

электротехнологические установки, электроприводы и электроосветительные установки. Наибольшее пространство среди электроприемников занимают электроприводы разных механизмов. Режим работы определяется характером выполняемой работы.

Электроприемники подразделяются на три группы:

*кратковременный*, не столь длительный рабочий период, чтобы температура отдельных частей машины успела достичь установившегося режима;

*повторно – кратковременный*, характеризуемый коэффициентом продолжительности включения (%)

*продолжительный режим работы*, работа электроприемников рассчитана на длительное время;

К кратковременному режиму работы относится следующее оборудование: сварочные машины, печи сопротивления, различные станки, прессы, домкраты, ножницы, зарядные устройства, стенды испытания оборудования.

К повторно-кратковременному режиму работы относится: мостовые краны, кран-укосины, кран-балки, тельферы.

На предприятии к продолжительному режиму относят следующее оборудование: насосы, компрессоры, вентиляторные установки.

Также в обеспечении надежности электроснабжения электроприемники подразделяются на следующие группы:

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приведет к массовому простоем рабочих, механизмов и сбоем графика ремонтов. К ним относятся: стенд обкатки тяговых электродвигателей, кран-балка цеха профилактики, пресс цеха дизель-агрегатного, вентиляторы завес ворот, токарные станки механического цеха, обточные станки и т.д.

Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не входящие под определение I и II категории. Соотношение потребителей II и III категории в целом по предприятию:

II категория составляет от общей нагрузки предприятия – 33%.

III категория составляет от общей нагрузки предприятия – 67%.

Электроприемники запитаны от сети 380В. При использовании потребителей электроэнергии при более высоком напряжении нет необходимости в условиях технологии.

Основное оборудование предприятия включает в себя обрабатывающие станки: домкраты, печи, краны, металла, насосы, приводы для различных механизмов, вентиляторы печи. Крановая нагрузка используется с ПВ = 0,6 %, ПВ = 0,4 %, ПВ = 0,25 %. Самостоятельная группа потребителей электроэнергии состоит из кратковременных нагревательных электропечей с постоянной или низкой нагрузкой. Электропечи запитаны от сети 380В. Из общего количества электрических приемников предприятия, печи составляют 0,81%. Однофазные печи на предприятии не используются.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Электрические нагрузки определяются для выбора количества и мощности силовых трансформаторов, выбора и проверки токонесущих элементов в соответствии с условием допустимого нагрева, мощности и места подключения компенсирующих устройств, расчета потерь и выбора защиты.

Расчет электрических нагрузок производится методом расчетного коэффициента нагрузки. Из справочника /1, с.11/, определяются данные для каждого электроприемника, которые необходимы при расчете электрических нагрузок.

Нагрузка крана должна быть приведена к продолжительному включению ПВ=100%.

Пример расчета кран-балки №1 цеха профилактики

Исходные данные для расчета взяты по паспортным данным крановой балки и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Паспортные данные двигателей кран-балки цеха «Профилактика»

Наименование	№ кран-балки	Количество двигателей	Номинальная мощность двигателя, кВт	К.П.Д. двигателя, %	cosφ	ПВ, %
Цех «Профилактики»	1	1	7,5	87,5	0,86	0,6
		1	2,2	80,0	0,83	0,4
		1	1,5	77,0	0,83	0,25

Приведенная к продолжительности включения номинальная мощность двигателя ПВ = 100 %, может быть рассчитана по формуле, кВт:

$$P_{ном} = P_{пас} \cdot \sqrt{ПВ_{пас}}, \quad (1)$$

где  $P_{пас}$  – паспортные данные мощности двигателя, кВт;

$ПВ_{пас}$  – паспортные данные продолжительности включения.

$$P_{ном} = 7,5 \cdot \sqrt{0,6} = 5,81 \text{ кВт};$$

$$P_{ном} = 2,2 \cdot \sqrt{0,4} = 1,39 \text{ кВт};$$

$$P_{ном} = 1,5 \cdot \sqrt{0,25} = 0,75 \text{ кВт}.$$

Рассчитываем мощность крана, приведённую к ПВ=100%, в расчёт берем мощность двух наиболее мощных электроприемников, кВт:

$$P_{крПВ=100\%} = 5,81 + 1,39 = 7,2 \text{ кВт}$$

Установленная мощность потребителя электроэнергии может быть определена по формуле, кВт:

$$P_{уст} = P_{ном} \cdot n, \tag{2}$$

где  $P_{ном}$  – номинальная мощность электродвигателя, кВт;

$n$  – количество электродвигателей.

$$P_{уст} = 7,2 \cdot 1 = 7,2 \text{ кВт}$$

Данные по расчету оставшихся электрических приемников с повторно-кратковременным режимом работы сведены в таблицу 2 с исходными данными для расчета электрических нагрузок.

Завесы ворот к продолжительности включения ПВ=100% не имеет смысла, т.к. в летнее время их полностью отключают, а в зимнее время они работают в длительном режиме.

Таблица 2 – Исходные данные необходимые для расчета электрических нагрузок  
«Локомотивного депо»

№ характерной категории	Наименование электроприемников	Номер на плане	Количество электроприемников	$P_{ном},$ кВт	$P_{уст},$ кВт	Ки	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Цех профилактики								
1	Кран – балка, $P_{\text{факт.}}=100\%$	1	1	7,2	7,2	0,06	0,45	1,98
	Кран – балка, $P_{\text{факт.}}=100\%$	2	1	4,1	4,1	0,06	0,45	1,98
2	Завесы ворот	3-14	12	4	48	0,65	0,8	0,75
	Повыситель давления	15	1	37	37	0,65	0,8	0,75
	Насос	16	1	5,5	5,5	0,65	0,8	0,75
3	Освещение нижнее (ЛСП 2x40)	17	140	0,08	11,2	0,9	0,95	0,33
Цех дизель - агрегатный								
1	Кран – балка, $P_{\text{факт.}}=100\%$	18	1	5,65	5,65	0,06	0,45	1,98
	Кран – укосина, $P_{\text{факт.}}=100\%$	19	1	3,3	3,3	0,06	0,45	1,98
2	Насосы	20-21	2	5,5	11	0,65	0,8	0,75
	Моечная машина	22	1	30	30	0,65	0,8	0,75
	Вентилятор	23	1	2,2	2,2	0,65	0,8	0,75
3	Пресс	24	1	3,0	3,0	0,35	0,65	1,17
	Сварочная машина ВКСМ – 1000	25	1	80	80	0,35	0,55	1,51
4	Освещение (Лампы накаливания)	26	18	0,5	9	0,85	1	-
Заготовительный цех								
1	Пресс	27	1	5,5	5,5	0,35	0,65	1,17
2	Сверлильный станок	28-29	2	2,2	4,4	0,14	0,6	1,33
3	Освещение (ЛСП2x40)	30	10	0,08	0,8	0,9	0,95	0,33
Топливный цех								
1	Кран – балка, $P_{\text{факт.}}=100\%$	31	1	5,65	5,65	0,06	0,45	1,98
2	Сверлильный станок	32	1	2,2	2,2	0,14	0,6	1,33
3	Стенд обкатки насосов	33	1	7,5	7,5	0,25	0,65	1,17
4	Вентилятор	34	1	2,2	2,2	0,65	0,8	0,75
5	Освещение (ЛСП 2 x40)	35	8	0,08	0,64	0,9	0,95	0,33
Инструментальный цех								
1	Сверлильный станок	36-37	2	1,5	3	0,14	0,6	1,33
	Заточной станок	38	1	2,2	2,2	0,14	0,6	1,33
2	Освещение (ЛСП 2x40)	39	12	0,08	0,96	0,9	0,95	0,33
Электроцех								
1	Кран – балка, $P_{\text{факт.}}=100\%$	40	1	3,3	3,3	0,06	0,45	1,98
2	Сверлильный станок	41	1	1,5	1,5	0,14	0,6	1,33
	Заточной станок	42	1	1,1	1,1	0,14	0,6	1,33

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Освещение (ЛСП 2x40)	43	6	0,08	0,48	0,9	0,95	0,33
Медницкая								
1	Кран – укосина, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	44	1	2,2	2,2	0,06	0,45	1,98
2	Вентилятор	45-46	2	2,2	4,4	0,65	0,8	0,75
3	Пресс	47	1	4	4	0,35	0,65	1,17
	Ножницы	48	1	2,2	2,2	0,35	0,65	1,17
4	Печь сопротивления	49	1	9	9	0,55	0,95	0,33
	Печь сопротивления	50	1	48	48	0,55	0,95	0,33
5	Освещение (Лампы накаливания)	51	8	0,5	4	0,85	1	-
Кузнечный цех								
1	Молот	52-53	2	48	96	0,2	0,5	1,73
2	Вентилятор	54	1	7,5	7,5	0,65	0,8	0,75
	Вентилятор	55	1	5,5	5,5	0,65	0,8	0,75
3	Освещение (Лампы накаливания)	56	6	0,5	3	0,85	1	-
Компрессорное отделение								
1	Компрессор	57-58	2	75	150	0,65	0,8	0,75
2	Освещение (ЛСП 2x40)	59	3	0,08	0,24	0,9	0,95	0,33
Цех главного механика								
1	Кран – укосина, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	60	1	3,3	3,3	0,06	0,45	1,98
2	Сверлильный станок	61	1	2,2	2,2	0,14	0,6	1,33
3	Освещение (ЛСП 2x80)	62	8	0,16	1,28	0,9	0,95	0,33
Механический цех								
1	Кран – укосина, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	63	1	3	3	0,06	0,45	1,98
	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	64	1	7,2	7,2	0,06	0,45	1,98
2	Токарный станок	65-69	5	11	55	0,14	0,6	1,33
	Токарный станок	70-71	2	15	30	0,14	0,6	1,33
	Плоско- шлифовальный	72	1	7,5	7,5	0,14	0,6	1,33
	Фрезерный	73-74	2	22	44	0,14	0,6	1,33
	Фрезерный	75	1	15	15	0,14	0,6	1,33
	Фрезерный	76	1	11	11	0,14	0,6	1,33
2	Фрезерный	77	1	5,5	5,5	0,14	0,6	1,33
	Сверлильный	78-79	2	5,5	11	0,14	0,6	1,33
3	Заточной	80-81	2	5,5	11	0,14	0,6	1,33
3	Вентилятор	82	1	2,2	2,2	0,65	0,8	0,75
4	Освещение (ЛСП 2x40)	83	42	0,08	3,36	0,9	0,95	0,33
	Освещение (Лампы накаливания)	84	12	0,5	6	0,85	1	-

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Крановый цех								
1	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	85	1	8,33	8,33	0,06	0,45	1,98
	Тельфер, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	86	1	3,5	3,5	0,06	0,45	1,98
2	Ножницы	87	1	30	30	0,35	0,65	1,17
	Домкраты	88-91	4	7,5	30	0,35	0,65	1,17
	Сварочная машина ВКСМ – 1000	92	1	80	80	0,35	0,55	1,51
3	Завесы ворот	93-94	2	4	8	0,65	0,8	0,75
	Насосы	95	1	2,2	2,2	0,65	0,8	0,75
	Насосы	96	1	1,5	1,5	0,65	0,8	0,75
	Вентиляторы	97	1	5,5	5,5	0,65	0,8	0,75
	Вентиляторы	98	1	3	3	0,65	0,8	0,75
4	Освещение (ЛСП 2x40)	99	48	0,08	3,84	0,9	0,95	0,33
Цех технического обслуживания								
1	Насосы	100-101	2	11	22	0,65	0,8	0,75
	Компрессоры	102-103	2	37	74	0,65	0,8	0,75
	Завесы ворот	104-107	4	4	16	0,65	0,8	0,75
2	Зарядное устройство	108-110	3	17	51	0,25	0,65	1,17
3	Освещение (ДРЛ-400)	111	36	0,4	14,4	0,9	0,95	0,33
	Освещение (ПВЛМ 2x40)	112	76	0,04	3,04	0,9	0,95	0,33
Цех технического ремонта								
1	Мостовой кран, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	113	1	26,52	26,52	0,06	0,45	1,98
2	Сварочная машина ВКСМ – 1000	114	1	80	80	0,35	0,55	1,51
	Домкраты	115-122	8	7,5	60	0,35	0,65	1,17
3	Завесы ворот	123-126	4	4	16	0,65	0,8	0,75
4	Освещение (ДРЛ-400)	127	46	0,4	18,4	0,9	0,95	0,33
	Освещение (ПВЛМ 1x40)	128	38	0,04	1,52	0,9	0,95	0,33
Электромашинный цех								
1	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	129	1	7,2	7,2	0,06	0,45	1,98
	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	130	1	5,65	5,65	0,06	0,45	1,98
	Кран – укосина, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	131-132	2	3,25	6,5	0,06	0,45	1,98
	Контователь поворотный	133-136	4	7,5	30	0,25	0,65	1,17
2	Нагрузочная станция	137	1	160	160	0,35	0,65	1,17
	Стенд испытания	138	1	210	210	0,35	0,65	1,17
3	Сверлильный	139	1	1,5	1,5	0,14	0,6	1,33
	Заточной	140	1	4	4	0,14	0,6	1,33
	Токарный станок	141	1	11	11	0,14	0,6	1,33



## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Вентилятор	142-143	2	3	6	0,65	0,8	0,75
	Вентилятор	144	1	7,5	7,5	0,65	0,8	0,75
	Насос	145-146	2	7,5	15	0,65	0,8	0,75
5	Освещение (ДРЛ-400)	147	40	0,4	16	0,9	0,95	0,33
	Освещение (ЛСП 2x40)	148	31	0,08	2,48	0,9	0,95	0,33
Цех подъема оборудования								
1	Кран – мостовой, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	149-150	2	26,52	53,04	0,06	0,45	1,98
	Кран – укосина, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	151	1	3,25	3,25	0,06	0,45	1,98
	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	152	1	7,2	7,2	0,06	0,45	1,98
2	Завесы ворот	153-158	6	4	24	0,65	0,8	0,75
	Компрессор	159-160	2	45	90	0,65	0,8	0,75
3	Домкрат	161	1	15	15	0,35	0,65	1,17
	Домкрат	162-169	8	7,5	60	0,35	0,65	1,17
	Пресс	170	1	2,2	2,2	0,35	0,65	1,17
	Контаватель	171	1	22	22	0,25	0,65	1,17
4	Токарный станок	172	1	11	11	0,14	0,6	1,33
	Обточной станок	173	1	5,5	5,5	0,14	0,6	1,33
5	Освещение (ЛСП 2x40)	174	160	0,08	12,8	0,9	0,95	0,33
Аккумуляторное отделение								
1	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	175	1	5,65	5,65	0,06	0,45	1,98
2	Зарядное устройство	176	1	17	17	0,25	0,65	1,17
3	Вентилятор	177	1	2,2	2,2	0,65	0,8	0,75
4	Освещение (Лампы накаливания)	178	16	0,1	1,6	0,85	1	-
Компрессорное отделение								
1	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	179	1	5,65	5,65	0,06	0,45	1,98
2	Стенд испытания компрессоров	180	1	40	40	0,35	0,65	1,17
3	Освещение (ЛСП 2x40)	181	8	0,08	0,64	0,9	0,95	0,33
Электроаппаратный цех								
1	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	182-183	2	7,2	14,4	0,06	0,45	1,98
	Тельфер, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	184	1	2,2	2,2	0,06	0,45	1,98
2	Заточной станок	185	1	1,5	1,5	0,14	0,6	1,33
	Сверлильный станок	186	1	3	3	0,14	0,6	1,33
3	Стенд испытания аппаратуры	187	1	30	30	0,35	0,65	1,17
4	Освещение (ЛСП 2x40)	188	94	0,08	7,52	0,9	0,95	0,33

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Строительная группа								
1	Строгальный станок	189-190	2	5,5	11	0,14	0,6	1,33
	Фрезерный станок	191-193	3	3	9	0,14	0,6	1,33
	Обточной станок	194	1	4	4	0,14	0,6	1,33
	Токарный станок	195-196	2	5,5	11	0,14	0,6	1,33
2	Вентилятор	197-198	2	7,5	15	0,65	0,8	0,75
3	Освещение (ПВЛМ 1x40)	199	35	0,04	1,4	0,9	0,95	0,33
Экспериментальный цех								
1	Кран – балка, ПВ <sub>факт.</sub> =100%	200	1	7,2	7,2	0,06	0,45	1,98
2	Ножницы	201	1	30	30	0,35	0,65	1,17
	Сварочный аппарат ВКСМ – 600	202	1	70	70	0,35	0,55	1,51
3	Токарный станок	203	1	3	3	0,14	0,6	1,33
	Сверлильный станок	204-205	2	7	14	0,14	0,6	1,33
	Строгальный станок	206	1	11	11	0,14	0,6	1,33
3	Обточной станок	207	1	5,5	5,5	0,14	0,6	1,33
	Отрезной станок	208	1	3	3	0,14	0,6	1,33
4	Вентилятор	209-210	2	3	6	0,65	0,8	0,75
5	Освещение	211	14	0,4	5,6	0,9	0,95	0,33
	(ДРЛ-400)							
	Освещение (ЛСП 2x40)	212	20	0,08	1,6	0,9	0,95	0,33
	Гараж							
	Освещение (ПВЛМ 2x40)	213	20	0,08	1,6	0,9	0,95	0,33
Пилорама								
1	Привод пилорамы	214	1	75	75	0,35	0,65	1,17
2	Вентилятор	215	1	11	11	0,65	0,8	0,75
3	Заточной станок	216	1	3	3	0,14	0,6	1,33
4	Освещение (ПВЛМ 2x40)	217	18	0,08	1,44	0,9	0,95	0,33
Котельное отделение								
1	Насосы	218-221	4	2,2	8,8	0,65	0,8	0,75
	Насосы	222-225	4	3	12	0,65	0,8	0,75
	Насосы	226-229	4	5,5	22	0,65	0,8	0,75
	Насос	230-231	2	10	10	0,65	0,8	0,75
	Насос	232-233	2	22	22	0,65	0,8	0,75
	Насосы	234-235	2	35	70	0,65	0,8	0,75
	Вентиляторы	236-240	5	5,5	27,5	0,65	0,8	0,75
	Вентиляторы	241	1	7	7	0,65	0,8	0,75
	Вентиляторы	242-243	2	45	90	0,65	0,8	0,75
2	Освещение (Лампы накаливания)	244	24	0,1	2,4	0,85	1	-
Склад								
1	Освещение (Лампы накаливания)	245	30	0,1	3	0,85	1	-

Нагрузка определяется в два этапа. На первом этапе рассчитывается нагрузка производственных площадок, отдельных цехов и для выбора силовых трансформаторов рассчитывается нагрузка всего предприятия. В этом случае отношение расчетной нагрузки будет меньше или равно единице.,  $k_p \leq 1$ .

В качестве примера сделан расчет характерных категорий потребителей электрической энергии цеха профилактического обслуживания. Для определения установленной мощности я воспользуюсь формулой (2).

Для каждой категории электроприемников определяется ее установленная мощность, кВт:

$$P_{ycm1} = (7,2 + 4,1) \cdot 1 = 11,3 \text{ кВт}$$

$$P_{ycm1} = 4 \cdot 12 + 37 \cdot 1 + 5,5 \cdot 1 = 90,5 \text{ кВт}$$

Рассчитывается средняя мощность электроприемников, кВт:

$$P_{cp} = P_{ycm} \cdot K_u, \quad (3)$$

где  $P_{cp}$  – средняя активная мощность потребителя, кВт;  
 $K_u$  – коэффициент использования, кВт, принимается из /1, с.11/.

$$P_{cp1} = 11,3 \cdot 0,06 = 0,68 \text{ кВт}$$

$$P_{cp2} = 90,5 \cdot 0,65 = 58,82 \text{ кВт}$$

Рассчитывается эффективное число электроприемников:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum P_{ycm}}{P_{ycm.max}}, \quad (4)$$

где  $P_{уст.маx}$  – максимальная мощность, которая может быть выставлена для одного электроприемника, кВт:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot (11,3 + 48 + 5,5)}{37} = 3,5$$

Фактическое количество электроприемников принимается равным 4

Рассчитывается средневзвешенный коэффициент использования  $K_{и ср. взв.}$ :

$$K_{и ср. взв.} = \frac{\sum P_{cp}}{\sum P_{уст}}, \quad (5)$$

$$K_{и ср. взв.} = \frac{0,68 + 58,82}{11,3 + 90,5} = 0,58$$

Рассчитывается средневзвешенный коэффициент мощности:

$$tg \varphi_{св} = \frac{\sum P_{срi} \cdot tg \varphi_i}{\sum P_{срi}}, \quad (6)$$

$$tg \varphi_{св} = \frac{0,68 \cdot 1,98 + 58,82 \cdot 0,75}{0,68 + 58,82} = 0,76$$

Выбирается из «Указаний по расчету электрических нагрузок» расчетный коэффициент  $\kappa_p \rightarrow f(n_{эф}, K_{и ср. взв.})$ , по /2, табл.2/,  $\kappa_p=1$

Рассчитываются расчетные мощности, кВт:

$$P_p = \sum P_{cp} \cdot \kappa_p, \quad (7)$$

где  $P_p$  – расчетная активная мощность электроприемника, кВт

$$P_p = 59,5 \cdot 1 = 59,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{св}}, \quad (8)$$

где  $Q_p$  – расчетная реактивная мощность, кВар;  
 $\operatorname{tg} \varphi_{\text{св}}$  - средневзвешенный коэффициент.

$$Q_p = 59,5 \cdot 0,76 = 45,67 \text{ кВар}$$

$$P_{\text{ср}} = \sum P_{\text{уст}} \cdot \kappa_{\text{и.ср.взв.}}, \quad (9)$$

$$P_{\text{ср}} = 101,8 \cdot 0,58 = 59,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{св}}, \quad (10)$$

$$Q_{\text{ср}} = 59,04 \cdot 0,76 = 46,04 \text{ кВар}$$

Рассчитывается расчетная мощность осветительной нагрузки, кВт:

$$P_{\text{р,о}} = P_{\text{уст}} \cdot \kappa_{\text{и}} \cdot \kappa_{\text{пра}}, \quad (11)$$

где  $\kappa_{\text{пра}}$  – коэффициент, учёта потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре (применяется для газоразрядных ламп)

$$P_{\text{р,о}} = 11,2 \cdot 0,9 \cdot 1,2 = 12,096 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р,о}} = 12,096 \cdot 0,33 = 2,99 \text{ кВар}$$

Рассчитывается полная расчетная мощность цеха по формуле, кВА:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{р,о}})^2 + (Q_p + Q_{\text{р,о}})^2}, \quad (12)$$

$$S_p = \sqrt{(60,095 + 12,096)^2 + (45,67 + 2,99)^2} = 87,06 \text{ кВА}$$

Рассчитывается расчетный ток цеха профилактики, А:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (13)$$

где  $I_p$  – расчетный ток цеха, А

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, кВ

$$I_p = \frac{87,06}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 125,66 \text{ А}$$

Следовательно, общая расчетная мощность «Локомотивного депо» будет равна, кВА:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + P_{p,o\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma} + Q_{p,o\Sigma})^2}, \quad (14)$$

$$S_{p\Sigma} = 1803,71 \text{ кВА}$$

Для расчета электрических нагрузок каждого цеха используется пакет прикладных программ «ZAPUSK» (Приложение А). Коэффициент расчетной нагрузки принимается  $k_p \leq 1$ .

Результаты расчетов сведены в таблицу 3. В таблице 3 показана общая нагрузка для всех цехов предприятия, с помощью которых в следующем пункте сделан выбор силовых трансформаторов для локомотивного депо.

Таблица 3 – Результаты расчета электрических нагрузок

Наименование цеха	№ цеха	Характерная категория цеха	Исходные данные						По справочным данным		Ср. мощность группы ЭП	Эффективное число ЭП	$K_p$	Расчетная мощность		
			По заданию технологов		Кол-во ЭП	Р <sub>ном</sub> , кВт		К <sub>и</sub>	tgφ	Р <sub>ср</sub> , кВт				Q <sub>ср</sub> , кВт	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВт
			Характерная категория ЭП, подкл. к узлу питания	4		5	6									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Цех профи-лактаки	1	1	1,2	2	7,2	11,3	0,06	1,98								
		2	3-16	14	37	90,5	0,65	0,75								
		Итого		16	37	101,7	0,35	1,36	59,4	46,04	3,5	1	59,5	45,67		
Цех диль-агрегатный	2	1	18,19	2	5,65	8,95	0,06	1,98	0,537	1,06	2		8,95	4,38		
		2	20-23	4	30	43,2	0,65	0,75	28,08	21,06	3		29,2	23,166		
		3	24,25	2	80	83	0,35	1,51	29,05	43,51	2		83	49,94		
Заготовительный цех	3	Итого		8	80	135,15	0,353	1,41	57,667	65,631	7	0,9	121,15	77,489		
		1	27	1	5,5	5,5	0,35	1,17	1,925	2,252	1		5,5	3,885		
		2	28-29	2	2,2	4,4	0,14	1,33	0,616	0,819	2		4,4	2,869		
Топливный цех	4	Итого		3	5,5	9,9	0,256	1,55	2,541	3,071	3	1	9,9	6,755		
		1	31	1	5,65	5,65	0,06	1,98	0,339	0,671	1		5,65	2,763		
		2	32	1	2,2	2,2	0,14	1,33	0,308	0,41	1		2,2	1,43		
		3	33	1	7,5	7,5	0,25	1,17	1,875	2,193	1		7,5	5,298		
Инсертальный цех	5	4	34	1	2,2	2,2	0,65	0,75	1,43	1,072	1		2,2	1,913		
		Итого		4	7,5	17,55	0,41	1,3	3,952	4,347	4	1	17,55	11,41		
Итого		1	36-38	3	2,2	5,2	0,14	1,33	0,728	0,968	3	1	1,55	1,065		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Электроцех	6	1	40	1	3,3	3,3	0,06	1,98	0,198	0,392	1		3,3	1,61	
		2	41-42	2	1,5	2,6	0,14	1,33	0,364	0,484	2			2,6	1,695
			Итого	3	3,3	5,9	0,1	1,65	0,562	0,876	0,876	3	1	5,9	3,309
Медницкая	7	1	44	1	2,2	2,2	0,06	1,98	0,132	0,261	1		2,2	1,076	
		2	45-46	2	2,2	4,4	0,65	0,75	2,86	2,145	2		4,4	3,826	
		3	47-48	2	4	6,2	0,35	1,17	2,17	2,54	2		6,2	4,38	
		4	49-50	2	48	57	0,55	0,33	31,35	10,345	10,345	2		57	58,85
			Итого	7	48	69,8	0,4	1,05	36,512	15,29	7	0,92	69,8	68,14	
Кузнечный цех	8	1	52-53	2	48	96	0,2	1,73	19,2	33,216	2		96	52,173	
		2	54-55	2	7,5	13	0,65	0,75	8,45	6,337	2		13	11,3	
			Итого	4	48	109	0,425	1,24	27,65	39,55	39,55	4	1	109	63,478
Компрессорное отделение	9	1	57-57	2	75	150	0,65	0,75	97,5	73,125	2	1	150	130,43	
Цех главного механика	10	1	60	1	3,3	3,3	0,06	1,98	0,198	0,392	1		3,3	1,61	
		2	61	1	2,2	2,2	0,14	1,33	0,308	0,409	1		2,2	1,434	
			Итого	2	3,3	5,5	0,1	1,65	0,506	0,8	0,8	2	1	5,5	3,048
Механический цех	11	1	63-64	2	7,2	10,2	0,06	1,98	0,612	1,211	2		10,2	4,98	
		2	65-81	17	22	190	0,14	1,33	26,6	35,378	17		21,28	38,915	
		3	82	1	2,2	2,2	0,65	0,75	1,43	1,07	1		2,2	1,913	
			Итого	20	22	202,4	0,28	1,35	28,642	37,66	20	0,8	33,68	45,81	
Крановый цех	12	1	85-86	2	8,33	11,83	0,06	1,98	0,71	1,405	2		11,83	5,786	
		2	87-92	6	80	140	0,35	1,17	49	66,85	4		54,88	73,535	
		3	93-98	6	5,5	20,2	0,65	0,75	13,13	9,847	6		11,948	10,832	
			Итого	14	80	172,03	0,35	1,3	62,84	78,1	12	0,85	78,658	90,153	
Цех технического обслуживания	13	1	100-107	8	37	112	0,65	0,75	72,8	54,6	6		66,976	60,06	
		2	108-110	3	17	51	0,25	1,17	12,75	14,92	3		20,527	16,4	
			Итого	11	37	163	0,45	0,96	85,55	69,51	69,51	9	0,9	87,5	76,4



Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Цех технического ремонта	14	1	113	1	26,52	26,52	0,06	1,98	1,591	3,15	1		26,52	12,971
		2	114-122	9	80	140	0,35	1,34	49	66,85	4		54,88	73,535
		3	123-126	4	4	16	0,65	0,75	10,4	7,8	4		10,192	8,58
			Итого	14	80	182,52	0,35	1,35	60,991	77,8	9	0,85	91,592	95,086
Электромашинный цех	15	1	129-132	4	7,2	19,35	0,06	1,98	1,161	2,298	4		2,647	2,53
		2	133-138	6	210	400	0,35	1,17	137	160,29	4		153,44	176,32
		3	139-141	3	11	16,5	0,14	1,33	2,31	3,07	3		5,012	3,4
		4	142-146	5	7,5	28,5	0,65	0,75	18,525	13,893	5		17,41	15,283
Цех подьема оборудования	16	1	Итого	18	210	464,35	0,3	1,3	158,996	179,55	16	0,85	178,51	197,51
		2	149-152	4	26,52	63,49	0,06	1,98	3,8	7,542	4		8,685	8,296
		8	153-160	8	45	114	0,65	0,75	74,1	55,575	5		69,654	61,132
		11	161-171	11	15	99,2	0,35	1,17	32,52	38,05	9		29,268	41,853
Аккумуляторное отделение	17	1	Итого	25	45	293,19	0,3	1,3	112,73	104,23	20	0,85	124,12	122,04
		2	176	1	17	17	0,25	1,17	4,25	4,97	1		17	12,01
		3	177	1	2,2	2,2	0,65	0,75	1,43	1,072	1		2,2	1,913
			Итого	3	17	24,85	0,32	1,3	6,02	6,71	3	1	24,85	16,687
Компрессорное отделение	18	1	179	1	5,65	5,65	0,06	1,98	0,34	0,671	1		5,65	2,763
		2	180	1	40	40	0,35	1,17	14	16,38	1		40	28,26
Электротракторный цех	19	1	Итого	2	40	45,65	0,2	1,57	14,34	17,05	2	1	45,65	31,02
		3	182-184	3	7,2	16,6	0,06	1,98	0,995	1,972	3		2,928	2,169
		2	185-186	2	3	4,5	0,14	1,33	0,63	0,837	2		4,5	2,934
Строительная группа	20	1	187	1	30	30	0,35	1,17	10,5	12,285	1		30	21,195
		2	Итого	6	30	51,1	0,183	1,49	12,126	15,094	6	0,96	37,428	26,3
		1	189-196	8	5,5	35	0,14	1,33	4,9	6,517	8		4,9	7,168
		2	197-198	2	7,5	15	0,65	0,75	9,75	7,312	2		15	13,043
			Итого	10	7,5	50	0,395	1,04	14,65	13,83	10	0,9	19,9	20,212

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Экспериментальный цех	1	1	200	1	7,2	7,2	0,06	1,98	0,432	0,855	1		7,2	3,521
	2	2	201-202	2	70	100	0,35	1,34	35	49,28	2		100	63,043
	3	6	203-208	6	7	36,5	0,14	1,33	5,11	6,796	6		5,621	7,475
	4	2	209-210	2	3	6	0,65	0,75	3,9	2,925	2		6	5,217
			Итого	11	70	149,7	0,3	1,35	44,442	59,86	11	0,85	118,82	79,258
Пилорама	1	1	214	1	75	75	0,35	1,17	26,25	30,71	1		75	52,98
	2	1	215	1	11	11	0,65	0,75	7,15	5,362	1		11	9,565
	3	1	216	1	3	3	0,14	1,33	0,42	0,558	1		3	1,956
			Итого	3	75	89	0,38	1,08	33,82	36,63	3	1	89	64,51
Котельное отделение	23	1	218-243	26	35	301,3	0,65	0,75	195,845	146,88	17	0,85	176,26	161,57

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Трансформаторы подбираются в соответствии с условиями их монтажа, температуры, охлаждения и состояния окружающей среды. Для цеховых подстанций напряжением 10 кВ могут быть использованы масляные трансформаторы. Двухобмоточные трансформаторы имеют основное применение на территории предприятия. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) - принимаются при реконструкции схемы электроснабжения локомотивного депо.

Нагрузка цеха трансформаторов зависит от категории надежности потребителей электроэнергии, от количества трансформаторов и способа резервирования.

Учитывая, что нагрузка сосредоточена в разных местах предприятия, а территория, занимаемая предприятием, очень велика, выгодно разместить три КТП внутри цехов депо.

#### Выбор трансформаторов КТП№1

Подключаются следующие цеха: инструментальный, электроцех, механический цех, топливный, профилактический, дизель-агрегатный, цех главного механика, кузнечный цех строительная группа, компрессорное отделение, медницкая, заготовительный, склад, кузнечный цех.

Рассчитывается полная расчетная мощность трансформатора, кВА:

$$S_{\text{тр.расч.}} = \frac{\sum P_p + \sum P_{p,o}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (15)$$

где  $P_p$  – расчетная активная мощность цехов, кВт;

$P_{p,o}$  – расчетная активная мощность освещения цехов, кВт;

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$N_T$  – количество трансформаторов.

Расчетная нагрузка питающей осветительной сети  $P_{p,o}$  учитывается при расчете нагрузок для каждого цеха отдельно, таблица 3.

$$S_{\text{тр.расч.}} = \frac{649,84}{0,7 \cdot 2} = 464,17 \text{ кВА}$$

Поскольку есть электроприемники второй категории электроснабжения, остановка которых приведет к срыву графика ремонта и нарушению технологического процесса, что может привести к нарушению движения расписания поездов на станцию «Белогорск», поэтому я буду устанавливать два трансформатора.

Выбираются трансформаторы марки ТМ-630/10/0,4

Рассчитывается наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно пропустить через два трансформатора:

$$Q_{\text{max},m} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном},\text{т}})^2 - \Sigma P_p^2}, \quad (16)$$

где  $P_p$  - активная расчетная мощность с учетом осветительной нагрузки, кВт

$$Q_{\text{max},\text{т}} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 649,84^2} = 596,34 \text{ кВар}$$

Мощность  $Q_{\text{нк1}}$  составит:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{max},\text{т}}, \quad (17)$$

$$Q_{\text{нк1}} = 476,8 - 564,67 = -87,87 = 0 \text{ кВар}$$

Дополнительная мощность  $Q_{\text{нк2}}$  низковольтных конденсаторных батарей для этой группы трансформаторов определяется по формуле:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном},\text{т}}, \quad (18)$$

где  $\gamma$  - расчетный коэффициент зависящий от параметров  $\kappa_{p1}$  и  $\kappa_{p2}$ , которые определяются по таблице 4.6 и 4.7 /3/

$$\kappa_{p1} = 9, \kappa_{p2} = 2, \gamma = 0,42$$

$$Q_{нк2} = 476,8 - 0 - 0,42 \cdot 2 \cdot 630 = -52,4 = 0 \text{ кВар}$$

Суммарная мощность НБК составляет:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \quad (19)$$

$$Q_{нк} = 0 + 0 = 0 \text{ кВар}$$

Установка конденсаторных батарей на КТП№1 не требуется.

Выбор трансформаторов КТП№2

Подключаются следующие цеха: котельное отделение, экспериментальный цех, цех технического ремонта, строительная группа, цех технического обслуживания, пилорама, крановый цех.

Рассчитывается полная расчетная мощность трансформатора, кВА:

$$S_{\text{тр.расч.}} = \frac{699,43}{0,7 \cdot 2} = 499,6 \text{ кВА}$$

Выбираются трансформаторы марки ТМ-630/10/0,4

Рассчитывается максимальная реактивная мощность, которую желательно передать через два трансформатора, кВар:

$$Q_{\text{max,т}} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 699,43^2} = 537,2 \text{ кВар}$$

Мощность  $Q_{нк1}$  составит, кВар:

$$Q_{нк1} = 585,34 - 537,2 = 48,14 \text{ кВар}$$

Дополнительная мощность низковольтных конденсаторных батарей  $Q_{нк2}$  для этой группы трансформаторов, кВар:

$$\kappa_{p1} = 9, \kappa_{p2} = 2, \gamma = 0,42$$

$$Q_{нк2} = 585,34 - 48,14 - 0,42 \cdot 2 \cdot 630 = 8 \text{ кВар}$$

Общая мощность НБК составляет, кВар:

$$Q_{нк} = 48,14 + 8 = 56,14 \text{ кВар}$$

Аккумуляторная батарея емкостного типа принимается к установке УК-0,38-75УЗ мощностью 75 кВар.

К шинам НН подключается конденсаторная батарея КТП№ 2.

Выбор трансформаторов КТП№3

Подключаются следующие цеха: электроаппаратный цех, аккумуляторное отделение, компрессорное отделение, цех подъема оборудования, электромашинный цех.

Рассчитывается расчетная мощность трансформатора, кВА:

$$S_{т\text{ расч.}} = \frac{454,5}{0,7 \cdot 2} = 324,6 \text{ кВА}$$

Выбираются трансформаторы марки ТМ-400/10/0,4

Рассчитывается максимальная реактивная мощность, которую целесообразно передать через два трансформатора, кВар:

$$Q_{\max,т} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 454,5^2} = 327,15 \text{ кВар}$$

Мощность  $Q_{нк1}$  составит, кВар:

$$Q_{нк1} = 307,61 - 327,15 = -19,54 = 0 \text{ кВар}$$

Дополнительная мощность низковольтных конденсаторных батарей  $Q_{нк2}$  для этой группы трансформаторов, кВар:

$$k_{p1} = 9, \quad k_{p2} = 2, \quad \gamma = 0,42$$

$$Q_{нк2} = 307,61 - 0 - 0,42 \cdot 2 \cdot 400 = -28,39 = 0 \text{ кВар}$$

Суммарная мощность НБК составляет, кВар:

$$Q_{нк} = 0 + 0 = 0 \text{ кВар}$$

На КТП№3 установка конденсаторных батарей не требуется.

#### 4 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Для выбора местоположения комплектной трансформаторной подстанции рассчитывается центр электрических нагрузок с построением картограммы нагрузки, которая является расположением на генеральном плане предприятия окружностей.

Чтобы выбрать место расположения комплектной трансформаторной подстанции следует найти центр электрических нагрузок.

Рассчитывается условный центр электрических нагрузок:

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad (20)$$

где  $P_i$  – расчетная активная мощность электроприемника;

$X_i$  – координата электроприемника по оси абсцисс.

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}, \quad (21)$$

где  $Y_i$  – координата электроприемника по оси ординат

Среднеквадратическое отклонение:

$$\sigma_{qx} = \sqrt{\frac{\sum (X_{0i}(t) - q_x)^2}{24}}, \quad (22)$$

$$\sigma_{qy} = \sqrt{\frac{\sum (Y_{0i}(t) - q_y)^2}{24}}, \quad (23)$$



Угол поворота осей эллипса:

$$\alpha = \frac{\arctg\left(\frac{2K\sigma_{qx}\sigma_{qy}}{\sigma_{qx}^2 - \sigma_{qy}^2}\right)}{2}, \quad (24)$$

Полуоси эллипса рассеяния центров:

$$X = \sqrt{6(\sigma_{qx}^2 \cos^2 \alpha + k\sigma_{qx}\sigma_{qy} \sin 2\alpha + \sigma_{qy}^2 \sin^2 \alpha)}, \quad (25)$$

$$Y = \sqrt{6(\sigma_{qx}^2 \sin^2 \alpha + k\sigma_{qx}\sigma_{qy} \sin 2\alpha + \sigma_{qy}^2 \cos^2 \alpha)}, \quad (26)$$

где  $k$  – коэффициент корреляции

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{24} (X_{0i}(t) - q_x)(Y_{0i}(t) - q_y)}{\sigma_{qx}\sigma_{qy}}, \quad (27)$$

В качестве примера, согласно приведенным выше формулам, центр электрической нагрузки рассчитывается для КТП № 1:

$$X_a = \frac{61,855 \cdot 40,5 + 4,485 \cdot 28,5 + 22,98 \cdot 16 + 55,745 \cdot 59 + 5,41 \cdot 80,5 + 6,893 \cdot 98,5 + 2,51 \cdot 140 + 2,24 \cdot 88 + 44,89 \cdot 98,5 + 60,938 \cdot 114 + 107,75 \cdot 129,5 + 2,05 \cdot 143,5 + 107,75 + 2,05 + 78,41 + 27,625 + 78,41 \cdot 160 + 27,625 \cdot 136}{61,855 + 4,485 + 22,98 + 55,745 + 5,41 + 6,893 + 2,51 + 2,24 + 44,89 + 60,938 + 107,75 + 2,05 + 78,41 + 27,625} = 103,087_m$$

$$y_a = \frac{61,855 \cdot 41 + 4,485 \cdot 20,5 + 22,98 \cdot 8,5 + 55,745 \cdot 20,5 + 5,41 \cdot 4 + 6,893 \cdot 4 +}{61,855 + 4,485 + 22,98 + 55,745 + 5,41 + 6,893 + 2,51 + 2,24 + 44,89 + 60,938 +} \\ + \frac{2,51 \cdot 4 + 2,24 \cdot 20 + 44,89 \cdot 20 + 60,938 \cdot 20 + 107,75 \cdot 20 + 2,05 \cdot 20 + 78,41 \cdot 13,5 +}{+107,75 + 2,05 + 78,41 + 27,625} \\ + \frac{27,625 \cdot 113,5}{27,625} = 24,8 \text{ м}$$

Следовательно, место установки КТП№1 будет располагаться на пересечении координат по оси X = 103,087 м, по оси Y = 24,8 м.

С использованием приведенных выше формул для автоматизации расчета был проведен компьютерный расчет центра электрических нагрузок с использованием пакета приложений «ZAPUSK», (Приложение Б).

Результаты расчета сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета центра электрических нагрузок

№ КТП	№ радиуса окружности	Радиус окружности, м	Координата ЦЭН по оси X, м	Координата ЦЭН по оси Y, м	Угол поворота осей эллипса, ао	Полуоси эллипса по оси X, м	Полуоси эллипса по оси Y, м
Т П М	1	4,37	103,087	24,8	12,15	97,65	9,84
	2	4,07					
	3	2,64					
	4	1,54					
	5	1,77					
КТП№1	6	2,36	103,087	24,8	12,15	97,65	9,84
	7	0,7					
	8	1,37					
	9	4,71					
	10	5,89					
	11	6,9					
	12	1,32					
	13	3,27					
КТП№2	14	2,52	125,85	90,174	32,22	154,16	12,41
	1	5					
	2	5,4					
	3	5,27					
	4	1,07					
	5	3,9					
	6	2,13					
	7	1,5					
	8	1,11					
	9	5,18					
10	1,45						

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
КТПП№2	11	3,11	125,85	90,174	32,22	154,16	12,41
	12	3,65					
	13	1,58					
КТПП№3	1	6,81	108,63	58,11	34,28	67,17	8,18
	2	0,94					
	3	2,18					
	4	5,97					
	5	0,91					
	6	0,82					
	7	3,2					
КТПП№3	8	2,81					
	9	3,81					
	10	3,45					

## 5 ВЫБОР ПУНКТА ПРИЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ «ЛОКОМОТИВНОГО ДЕПО»

Источником питания является подстанция «Томь». Длина КЛ от подстанции «Томь» до «Локомотивного депо» составляет 2,3 км. Монтаж понижающей подстанции на полную нагрузку локомотивного депо  $S_{\Sigma} = 1803,71$  кВА нецелесообразна, следовательно лучше выбрать распределительную подстанцию в качестве приема электрической энергии. Размещение пункта приема электроэнергии на территории предприятия не рекомендуется, так как площадь занята зданиями и железными дорогами. Остальная часть территории используется для работ, связанных с погрузкой и разгрузкой различных механизмов, а также оборудована угольные эстакады. Поскольку остальная часть территории используется для работ то выгоднее будет расположить пункт приема электрической энергии на расстоянии 15 м от въездных ворот. Расположение точки приема электрической энергии показано на рисунке 1.

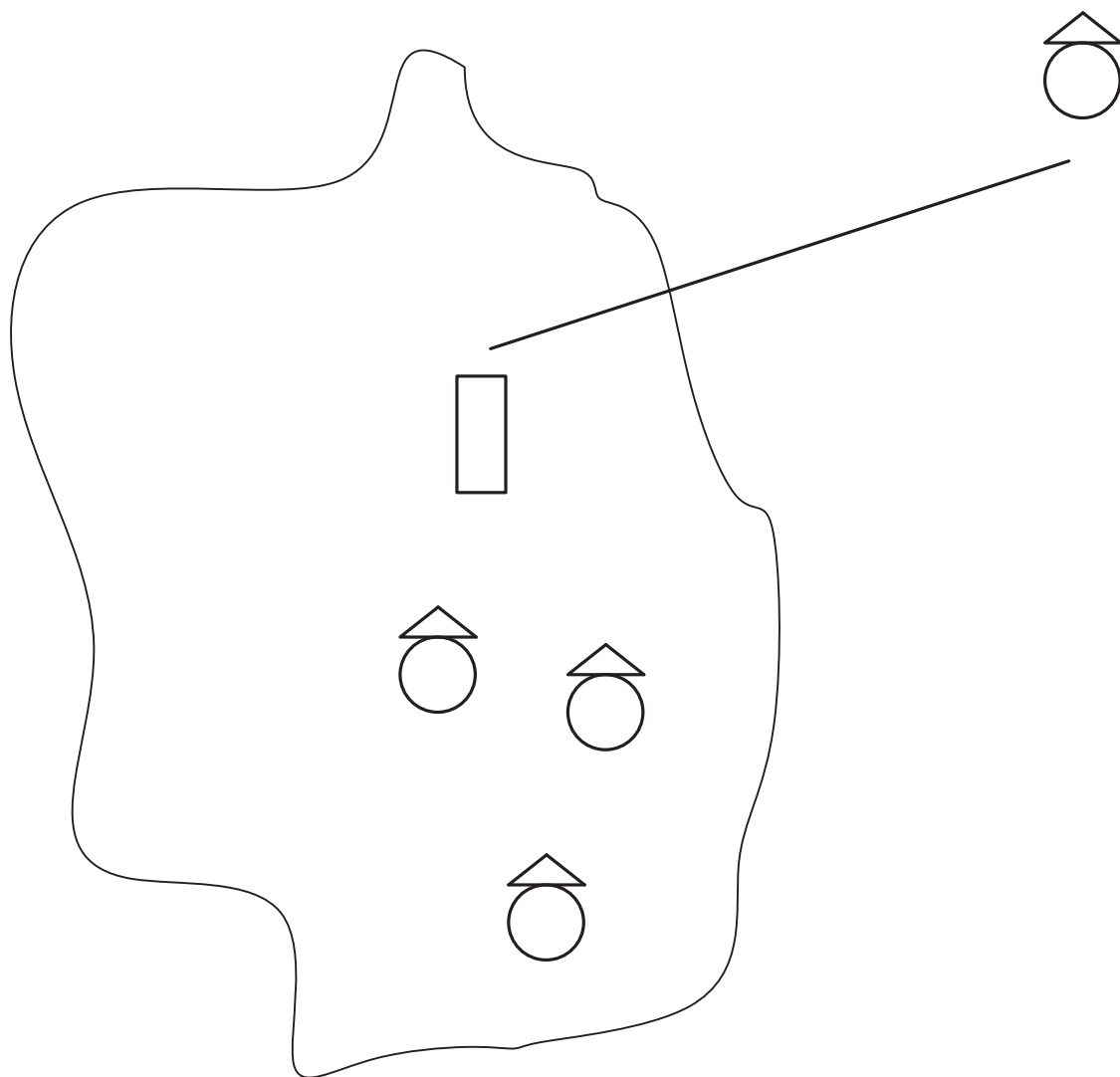


Рисунок 1 – Расположение пункта приема электроэнергии

## 6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЛОКОМОТИВНОГО ДЕПО

Внешняя схема электроснабжения локомотивного депо принимается радиальной, поскольку использование магистральной цепи приведет к дополнительным затратам при прокладке кабельных линий, а также места установки КТП внутри мастерских предприятия не позволяют прокладывать кабельную линию 10 кВ согласно правилам электроустановок.

При использовании данных полученных в пункте 1.3 рассчитаем распределительную сеть 10 кВ на территории предприятия. Представлена упрощенная схема электроснабжения предприятия 10 кВ, показанная на рисунке 3.

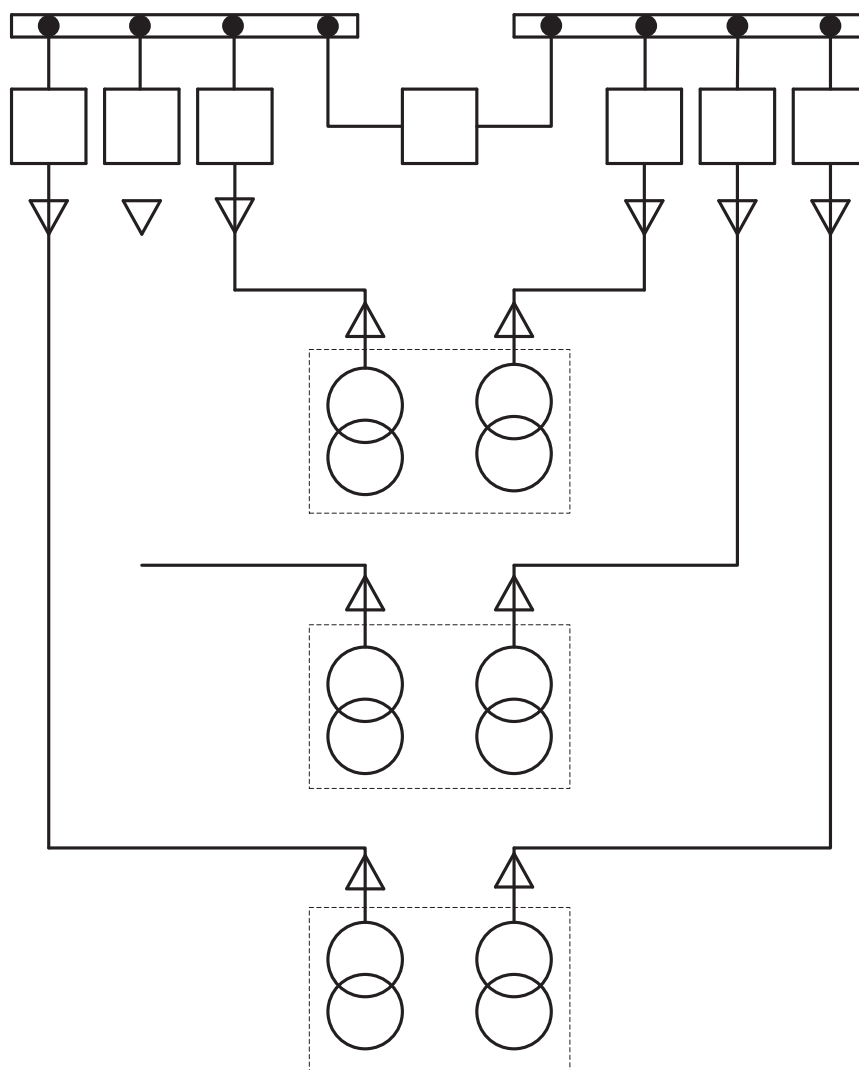


Рисунок 2 – Схема электроснабжения «Локомотивного депо»

Выбор сечения линии 10 кВ от РП до КТП№1

Расчетный ток рассчитывается по формуле, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (28)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность КТП№1, кВА;

$n$  – количество линий;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

Определяется расчетный ток в обычном режиме работы, А:

$$I_p = \frac{788,945}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 22,77 \text{ А}$$

Послеаварийный режим – расчетный ток, А:

$$I_{п.ав.} = \frac{788,945}{\sqrt{3} \cdot 10} = 45,55 \text{ А}$$

Ток допустимой нагрузки, А:

$$I_{д1} = k_{п1} \cdot k_{п2} \cdot I_{д}, \quad (29)$$

где  $k_{п1}$  – поправочный температурный коэффициент, /5, с.19/;

$k_{п2}$  – поправочный коэффициент /5, с.31/

Принимается кабель сечением  $(3 \times 16) \text{ мм}^2$ ,  $I_{дл.доп} = 75 \text{ А}$

$$I_{д1} = 0,88 \cdot 0,9 \cdot 75 = 59,4 \text{ А}$$

$$I_{рноп} \leq I_{дл.доп}, \quad (30)$$

$$22,77 \text{ А} \leq 75 \text{ А}$$

$$I_{p.ав} \leq \kappa_{пер} \cdot I_{дл.доп}, \quad (31)$$

$$45,55 \text{ A} \leq 1,3 \cdot 75 = 97,5 \text{ A}$$

Значит, в послеаварийном режиме кабель не будет греться, следовательно, он удовлетворяет условию и выбран верно.

Проверка кабеля на потери напряжения, В:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_{уд} \cos \phi + x_{уд} \sin \phi), \quad (32)$$

где  $L$  – длина кабельной линии, км;

$r_{уд}$  – активное сопротивление линии, Ом;

$x_{уд}$  – индуктивное сопротивление линии, Ом.

$$r_{уд} = 1,94 \text{ Ом}, \quad x_{уд} = 0,113 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 45,55 \cdot 0,31 \cdot (1,94 \cdot 0,8 + 0,113 \cdot 0,6) = 39,6 \text{ В}$$

$$\Delta U = \frac{U_{ном} - \Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (33)$$

$$\Delta U = \frac{10000 - (10000 - 39,6)}{10000} \cdot 100 = 0,4\%$$

Из расчета видно, что потери напряжения в линии незначительны.

Результаты выбора сечений остальных кабельных линий сводятся в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета выбора кабельных линий 10 кВ

Наименование	Длина кабеля, км	$I_p$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	Марка кабеля	Сечение, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
РП-КТП№1	0,31	45,55	75	АСБ	3x16	39,6	0,4



Продолжение таблицы 5

Наименование	Длина кабеля, км	$I_p$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	Марка кабеля	Сечение, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
РП-КТП№2	0,16	49,76	75	АСБ	3x16	22,33	0,22
РП-КТП№3	0,18	32,975	75	АСБ	3x16	16,65	0,16

Таким образом, потеря напряжения в кабельных линиях, питающих «Локомотивное депо» не превышает допустимого значения, равного 5%.

Проверка кабельных линий на термическую стойкость будет производиться после расчета токов КЗ.

## 7 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ РП И ЕЕ КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

На практике наиболее широко используются распределительные устройства 10 кВ, изготовленные из сборных элементов и из собранных на заводе комплектных ячеек. (КРУ). Распределительное устройство 10 кВ выполнено одним коридором, одноэтажным с двухрядной установкой ячеек компенсирующих распределительных устройств. Кабельные линии непосредственно от ячеек компенсирующего распределительного устройства выводятся наружу с использованием кабельного канала, показанного на рисунке 4.

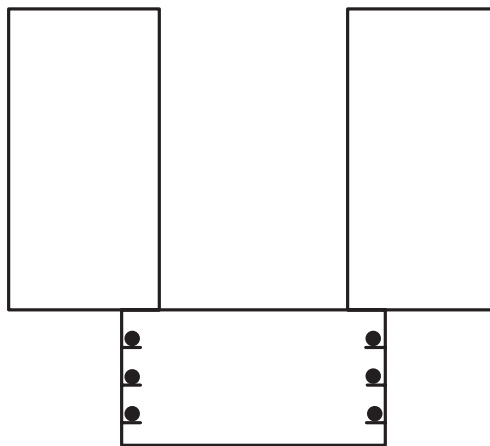


Рисунок 3 – Расположение кабелей в кабельном канале

В помещениях распределительной подстанции имеются также пульты ТУ (телеуправления), щит охраны и сигнализации, пульт управления.

С учетом подключения городских потребителей рассчитано количество компенсирующих распределительных шкафов. Общее количество соединений составляет шестнадцать штук на шинную секцию. Общее количество шкафов в помещении составило 32. С помощью секции шин осуществляется связь с секционными выключателям. Для подключения трансформаторов напряжения требуется 2 шкафа и ограничитель перенапряжения нелинейный, для подключения трансформатора собственных нужд требуется 2 шкафа и для ввода кабельной линии от ПС «Томь» требуется 4 шкафа. Измерительные трансформаторы тока

используются для записи электроэнергии, защиты кабельных линий, а также для ввода в резерв. На распределительной подстанции установлены вакуумные выключатели для коммутации электрических цепей. Для учёта потребления электроэнергии внутри распределительной подстанции установлены счетчики реактивной и активной энергии, вольтметры и амперметры.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ СЕТИ 10 КВ

Токи короткого замыкания рассчитываются для выбора аппаратов и проводников, проверки их по условиям электродинамической и термической стойкости при коротком замыкании, чтобы определять параметры срабатывания, согласования действия устройств релейной защиты электроустановок и проверки чувствительности.

Виды короткого замыкания в сетях с трехфазной проводниковой системой: однофазные, двухфазные, трёхфазные и двойные замыкания на землю. Рассмотрим трёхфазное короткое замыкание.

Трёхфазные короткие замыкания симметричны, поскольку все фазы находятся в одинаковых условиях, в этом случае расчет будет произведен только для одной из фаз. Однофазные короткие замыкания несимметричны, так как фазы находятся в разных условиях, и расчет токов короткого замыкания должен выполняться для каждой из трех фаз.

для разных векторных последовательностей сопротивление элементов трехфазной цепи различаются по величине.

Обозначим  $x_2$ ,  $x_1$ ,  $x_0$  – следовательно сопротивления обратной, прямой и нулевой последовательности элемента цепи короткого замыкания.

Индуктивные сопротивления прямой последовательности соответствуют сопротивлениям, которые были взяты при расчете токов трехфазных кз, т.к. последние являются токами прямой последовательности.

Индуктивное сопротивление обратной последовательности для элементов, в которых изменение порядка чередования фаз не влияет на взаимную индукцию с соседними фазами (воздушные и кабельные линии, реакторы, трансформаторы) равны сопротивлениям прямой последовательности, что значит  $x_2 = x_1$ .

ПС "Белогорская" соединена ВЛ 35 кВ с ПС "Томь". В таблице 6 приведены параметры ВЛ.

Таблица 6 – Параметры воздушной линии

Линия	Марка провода	Длина линии, км	$X_0$ , Ом/км
Белогорская - Томь	2хАС – 150/16	4,89	0,42

Для расчета токов коротких замыканий составляется упрощенная схема электроснабжения распределительной подстанции, изображенная на рисунке 4.

Рисунок 4 – Упрощенная схема электроснабжения РП

Составим схему замещения для расчетов тока короткого замыкания. Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все магнитные (трансформаторные) и электрические соединения представляются в виде электрических сопротивлений. При расчете трехфазных токов короткого замыкания генерирующие источники (энергосистема) вводятся в схему замещения соответствующими электродвижущими силами, а пассивные элементы, через которые протекает ток короткого замыкания, являются индуктивными и, при необходимости, активными. На рисунке 5 представлена схема замещения.

Рисунок 5 –Схема замещения для расчета тока КЗ

По данным ОАО «Амурэнерго», примем для расчета тока короткого замыкания на шинах следующее значение, 35 кВ ПС «Белогорская».

$$I_{кз} = 10,6 \text{ кА},$$

Рассчитаем мощность короткого замыкания системы по формуле, кВА:

$$S_{кз} = \sqrt{3} U_{ном} I_{кз}, \quad (34)$$

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

$I_{кз}$  – ток КЗ системы, кА.

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10,6 = 642,5 \text{ кВА}$$

Рассчитаем сопротивление системы по формуле, Ом:

$$x_c = \frac{U_{\text{cp}}^2}{S_{\text{кз}}}, \quad (35)$$

где  $U_{\text{cp}}$  – среднее напряжение согласно, кВ, /4, с.123/

$$x_c = \frac{37^2}{642,5} = 2,12 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии рассчитывается по формуле, Ом:

$$X_{\text{л}} = \frac{x_{\text{уд}}}{2} \cdot l, \quad (36)$$

где  $X_{\text{уд}}$  – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км;

$l$  – Длина линии, км.

$$X_{\text{вл}} = 0,21 \cdot 4,89 = 1,027 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление линии не учитывается при напряжении 35 кВ.

Для определения сопротивления на ПС «Томь» воспользуемся справочным материалом /6, с.240/:

Установлено два трансформатора марки ТДН 6300/35/10

$$x_{\text{тр}} = 16,1/2 = 8,05 \text{ Ом}, \quad r_{\text{тр}} = 1,6/2 = 0,8 \text{ Ом}$$

Рассчитывается результирующее сопротивление до точки короткого замыкания 1, Ом:

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{вл}} + x_{\text{тр}}, \quad (37)$$

$$x_{\text{рез1}} = 2,12 + 1,027 + 8,05 = 11,197 \text{ Ом}$$

Рассчитывается ток короткого замыкания 1 на шинах 10 кВ ПС «Томь» по выражению, кА:

$$I_{п.о} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}}, \quad (38)$$

$$I_{п.о.к1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,197} = 0,541 \text{ кА}$$

От подстанции «Томь» рассчитывается сопротивление кабеля до распределительного пункта /6, с.256/:

Принимаем кабель сечением 240 мм<sup>2</sup> для питания распределительного пункта от подстанции «Томь», этот кабель использовался для подключения распределительного пункта до начала реконструирования электроснабжения локомотивного депо организацией ЭЧС-45.

Марка кабеля АСБ 2х(3х240) мм<sup>2</sup>,

$r_{уд} - 0,129 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{уд} - 0,075 \text{ Ом/км}$

Сопротивление кабеля, Ом:

$$r_k = \frac{r_{уд}}{2} \cdot L, \quad (39)$$

где  $L$  – длина кабельной линии, км

$$r_{к1} = 0,0645 \cdot 2,3 = 0,148 \text{ Ом}$$

$$x_k = \frac{x_{уд}}{2} \cdot L, \quad (40)$$

$$x_{к1} = 0,0375 \cdot 2,3 = 0,0862 \text{ Ом}$$

Рассчитывается результирующее сопротивление до точки КЗ 2, Ом:



$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{кл1}, \quad (41)$$

$$x_{рез2} = 11,197 + 0,0862 = 11,28 \text{ Ом}$$

$$r_{рез2} = r_{кл1}, \quad (42)$$

$$r_{рез2} = 0,148 \text{ Ом}$$

Рассчитывается ток короткого замыкания 2 на шинах 10 кВ распределительного пункта:

$$I_{п.о.к2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,148^2 + 11,28^2}} = 0,537 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета сети, снабжающей распределительный пункт

Ток КЗ системы, $I_{кз}$ кА	$S_{кз}$ , МВА	$x_c$ , Ом	$I_{кз.1}^{(3)}$ , кА	$I_{кз.2}^{(3)}$ , кА
10,6	642,5	2,12	0,541	0,537

Полученные ранее в пункте 1.3 таблица 3 будут использоваться при расчете распределительной сети 10 кВ на территории предприятия.

На шинах 10 кВ КТП предприятия составляется схема замещения для расчета токов короткого замыкания.

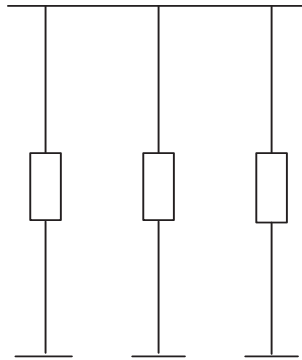


Рисунок 6 – Схема для расчета токов короткого замыкания

На шинах высокого напряжения КТП№1, определяется ток короткого замыкания 3.

До третьей точки короткого замыкания рассчитывается результирующее сопротивление, Ом:

$$x_{рез3} = x_{рез2} + x_{кл2}, \quad (43)$$

$$x_{рез3} = 11,28 + 0,035 = 11,315 \text{ Ом}$$

$$r_{рез3} = r_{рез2} + r_{кл2}, \quad (44)$$

$$r_{рез3} = 0,148 + 0,6 = 0,748 \text{ Ом}$$

Рассчитывается ток короткого замыкания на шинах 10 кВ, кА:

$$I_{п.о.к3} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,748^2 + 11,315^2}} = 0,534 \text{ кА}$$

Относительно третьей точки короткого замыкания рассчитывается ударный ток, кА:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot \kappa_{уд3}, \quad (45)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ в точке КЗ, кА

$\kappa_{уд}$  – ударный коэффициент

Ударный коэффициент рассчитывается по выражению:

$$\kappa_{уд} = \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}\right), \quad (46)$$

где  $T_a$  – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ

$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}, \quad (47)$$

где  $\omega = 314$

$$T_{a3} = \frac{11,315}{314 \cdot 0,748} = 0,048 \text{ с}$$

Рассчитывается ударный коэффициент:

$$\kappa_{уд} = \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0,048}}\right) = 1,8$$

Рассчитывается ударный ток в месте короткого замыкания З, кА:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 0,534 \cdot 1,8 = 1,35 \text{ кА}$$

Расчет токов короткого замыкания по остальным КТП локомотивного депо сводится в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчета токов КЗ сети 10 кВ предприятия

Наименование	$r_{рез}$ , Ом	$x_{рез}$ , Ом	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$T_a$ , с	$\kappa_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
РП-КТП№1	0,748	11,315	0,534	0,048	1,8	1,35

## Продолжение таблицы 2

Наименование	$\Gamma_{рез}$ , Ом	$X_{рез}$ , Ом	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$T_a$ , с	$K_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
РП-КТП№2	0,458	11,298	0,536	0,078	1,879	1,42
РП-КТП№3	0,497	11,3	0,535	0,072	1,87	1,41

## 9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Испытание КЛ требуется для определения минимального сечения теплового сопротивления. Приведем расчет кабеля в качестве примера, питающего КТП№1.

Первая ступень определяется тепловым импульсом тока КЗ по формуле,  $\text{kA}^2\text{c}$ :

$$B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (48)$$

где  $t_{\text{отк}}$  – время отключения КЛ, с;

Время отключения складывается из времени отключения выключателя и времени срабатывания релейной защиты и.

$$t_{\text{рз}}=1,5 \text{ с}, t_{\text{в}}=0,55 \text{ с}$$

$$B_k = 0,534^2 \cdot (1,5 + 0,055 + 0,048) = 0,457 \text{ кA}^2\text{c}$$

По термической стойкости рассчитывается минимальное сечение провода,  $\text{мм}^2$ :

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (49)$$

где  $C_T$  – функция,  $\text{A} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$

Определяется по /4 с.192/

$$F_{\text{min}2} = \frac{\sqrt{0,598 \cdot 10^6}}{100} = 7,73 \text{ мм}^2$$

Условие  $F_{\text{min}} < F$  соблюдается  $7,73 \text{ мм}^2 < 16 \text{ мм}^2$

Выбранный кабель удовлетворяет условию.

Сведем результаты расчета проверки КЛ на термическую стойкость в таблицу 15.

Таблица 9 – Результаты проверки КЛ на термическую стойкость

Наименование	$W_k$ , кА <sup>2</sup> с	$F_{\text{мин}}$ , мм <sup>2</sup>	Марка кабе- ля	Сечение кабеля, $F$ , мм <sup>2</sup>
РП – КТП№1	0,457	7,73	АСБ	3x16
РП – КТП№2	0,496	7,04	АСБ	3x16
РП – КТП№3	0,43	6,55	АСБ	3x16

Следовательно, сечение кабелей марки АСБ удовлетворяет всем услови-  
ям.

## 10 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ РП

При выборе устройств для первичных цепей электроустановок следует учитывать:

- при кратковременных перенапряжениях и для надежной работы в длительном режиме необходимо учитывать прочность изоляции;
- стойкость в режиме КЗ;
- в длительном режиме электроустановки учитывается допустимый нагрев токами;
- соответствие роду тока и окружающей среде;
- технико-экономическая целесообразность;
- достаточная механическая прочность.

Для выбора высоковольтного оборудования нужно учитывать потребителей в прилегающем районе города Белогорск.

### 10.1 Выбор выключателей

По номинальным значениям тока и напряжения выбираются выключатели, а также конструктивному выполнению, рода установки и условиям коммутационной способности. Условия для выбора выключателей приводятся ниже.

$$\left. \begin{array}{l} U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \\ I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}} \\ I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}} \\ I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}} \\ i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} \\ I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}} \geq B_{\text{к}} \\ I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{по}} \\ i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{а\tau}} \end{array} \right\}, \quad (50)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{\text{уст}}$  – номинальное установившееся напряжение сети, кВ;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток при номинальном напряжении, А;

$I_{\max}$  – максимальный рабочий ток сети, А;

$I_{\text{вкл}}$  – номинальный ток включения, кА;

$I_{\text{по}}$  – ток периодической составляющей короткого замыкания, кА;

$I_{\text{пр.скв.}}$  – предельный сквозной ток выключателя (действующее значение), кА;

$i_{\text{пр.скв.}}$  – предельный сквозной ток выключателя (амплитудное значение), кА;

$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}}$  – ток термической устойчивости аппарата для определенного времени действия, кА;

$I_{\text{отк.ном}}$  – номинальный ток отключения, кА;

$i_{\text{а.ном}}$  – апериодическая составляющая тока номинального выключателя, кА;

$i_{\text{а.т}}$  – апериодическая составляющая расчетного тока КЗ, кА.

выключатели вакуумного типа ВВЭ-10-31,5 принимаются к установке.

На отходящие присоединения к КТП№1 выбираются выключатели

Для выбора выключателей производится расчет данных.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания, кА:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}}, \quad (51)$$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 0,534 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,048}} = 0,61 \text{ кА}$$

Номинальный ток отключения, кА:

$$i_{\text{отк.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}\right), \quad (52)$$

где  $\beta$  - допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в точке отключения, определяется по кривой /4, с.296/, %.



Рассчитывается нормативное значение  $\beta_n$  для момента расхождения контактов:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c.в} = 0,01 + t_{c.в}, \quad (53)$$

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$$

Если  $\beta > 0,09 \text{ с}$ , то принимаем  $\beta = 0$

$$i_{\text{отк.ном}} = \sqrt{2} \cdot 31,5 = 44,54 \text{ кА}$$

Таблица 10 – Выбор выключателей на отходящие присоединения к КТП №1

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$I_{p \max} = 45,55 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{p \max}$
$I_{\text{по}} = 0,534 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} \geq I_{\text{п.о}}$
$i_{\text{уд}} = 1,35 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}}$
$B_k = 0,457 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 31,5 \cdot 0,055 = 1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}} \geq B_k$
$i_{\text{ат}} = 0,61 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}$
	$i_{\text{а.ном}} = 8,9 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Результаты расчета выбора коммутаторов для исходящих соединений с КТП № 1 и КТП № 2 сведены в таблицы 11 и 12.

Таблица 11 – Выбор выключателя на отходящие присоединения к КТП №2

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$I_{p \max} = 49,76 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{p \max}$
$I_{\text{по}} = 0,536 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} \geq I_{\text{п.о}}$
$i_{\text{уд}} = 1,42 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}}$
$B_k = 0,496 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 31,5 \cdot 0,055 = 1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{отк}} \geq B_k$
$i_{\text{ат}} = 0,61 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}$
	$i_{\text{а.ном}} = 8,9 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Таблица 12 – Выбор выключателя на отходящие присоединения к КТП №3

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$I_{p \max} = 32,975 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{p \max}$
$I_{\text{по}} = 0,536 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{н.вкл}} \geq I_{\text{п.о}}$

Продолжение таблицы 12

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{уд}=1.42 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{по}$
$B_k = 0,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{пр.скв}=80 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{отк}=31,5 \cdot 0,055=1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{отк} \geq B_k$
$i_{ат} = 0.61 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{по}$
	$i_{а.ном} = 8,9 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Для выбора вводных выключателей РП принимается суммарная расчетная нагрузка предприятия, а также выбора коммутаторов для исходящих соединений с КТП № 1 и КТП № 2.

Суммарный расчетный ток на шинах РП составляет, А:

$$I_{\Sigma p} = \frac{S_{\Sigma p}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (54)$$

где  $S_{\Sigma p}$  – суммарная расчетная мощность РП, кВА

$$I_{\Sigma p} = \frac{7372,75}{\sqrt{3} \cdot 10} = 425,72 \text{ А}$$

Результат расчета по выбору вводных выключателей сводится в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор выключателей вводных присоединений РП

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$I_{р \text{ макс}} = 425,72 \text{ А}$	$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{р.макс}$
$I_{по} = 0.537 \text{ кА}$	$I_{н.вкл} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{н.вкл} \geq I_{п.о}$
$i_{уд}=1.48 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{по}$
$B_k = 0,51 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{пр.скв}=80 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{отк}=31,5 \cdot 0,055=1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} = 1,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{отк} \geq B_k$
$i_{ат} = 0.61 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{по}$
	$i_{а.ном} = 8,9 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

## 10.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также

для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Для учета электроэнергии применяются электронные счетчики активной и реактивной энергии типа: ЦЭ-6805В (активной энергии), ЦЭ-6811 (реактивной энергии).

Условия выбора трансформаторов тока:

$$\left. \begin{array}{l} U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \\ I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{мах}} \\ Z_{2\text{ном}} \geq Z_2 \\ i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} \\ B_k \leq (\kappa_t \cdot I_{1н})^2 \cdot t \end{array} \right\}, \quad (55)$$

где  $I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{\text{мах}}$  – максимальный ток нагрузки, А;

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная вторичная нагрузка, Ом;

$Z_2$  – расчетная нагрузка трансформатора, Ом;

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток в мете КЗ, кА;

$i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости, кА;

$B_k$  – термическая стойкость к тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$\kappa_t$  – коэффициент термической устойчивости;

$t$  – время протекания тока термической стойкости, с.

Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока приводится в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Счетчик АЭ	ЦЭ-6805В	2	-	2
Счетчик РЭ	ЦЭ-6811	1	-	1

Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Сумма:		3,5	-	3

На присоединении к КТП№1 выбирается трансформатор тока типа ТОЛ 10-УЗ с первичным номинальным током 50 А, классом точности 0,5.

Определяется сопротивление приборов по формуле, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (56)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Определяется допустимое сопротивление проводов по формуле, Ом:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (57)$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности;

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

Сопротивление нагрузки вторичной цепи составляет, Ом:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (58)$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$F = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (59)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода;

для провода с алюминиевыми жилами  $\rho = 0,0283$ ;

$l$  – длина провода принимаем по /4, с.375/, равной 40 м.

Подставив численные значения в формулы, приведенные выше, выбираются трансформаторы тока.

Расчет ведется по наиболее загруженной фазе:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,14 + 0,92 + 0,1 = 1,16 \text{ Ом}$$

$$F = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,92} = 2,13 \text{ мм}^2$$

Принимается контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 15 – Сопоставление паспортных и расчетных данных

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$I_{p \text{ max}} = 45,55 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} = 50 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} \geq I_{p \text{ max}}$
$i_{уд} = 1,35 \text{ кА}$	$i_{дин} = 14,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \geq i_{дин}$
$r_{\text{приб}} = 0,18 \text{ Ом}$	$Z_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2 \text{ ном}} \geq Z_2$
$r_2 = 1,16 \text{ Ом}$		
$B_k = 0,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{1 \text{ ном}}^2 \cdot t$

На присоединениях к КТП№2 и КТП№3 принимаются трансформаторы тока, также, как на КТП№1.

### 10.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформатора тока для проверки на соответствие классу точности необходимо составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи.

Расчет трансформаторов производится с учетом отходящих присоединений к городским потребителям.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип Прибора	Мощность одной обмотки. S ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, кВт	Q, В·А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Счетчик АЭ	ЦЭ-6805В	2	2	0,38	0,92	8	32	77,7
Счетчик РЭ	ЦЭ-6811	1	2	0,38	0,92	8	24	58,3
Сумма:		5	5			9	58	136

При выборе трансформаторов напряжения должны соблюдаться следующие условия:

$$\left. \begin{array}{l} U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \\ S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{расч2}} \end{array} \right\}, \quad (60)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная вторичная мощность трансформатора напряжения, ВА;

$S_{2\Sigma}$  – расчетная нагрузка вторичной обмотки, ВА.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора напряжения определяется на одну секцию шин с учетом отходящих присоединений потребителей прилегающего района города Белогорска

Количество приборов составляет:

Счетчики активной энергии – 8 шт.;

Счетчики реактивной энергии – 8 шт.;

Вольтметр – 1 шт.

Расчетная мощность нагрузки на обмотке вторичного напряжения трансформатора напряжения определяется по выражению, ВА:

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\phi)^2}, \quad (61)$$

Выбирается трансформатор напряжения НАМИ-10-66 с классом точности 0,5, используя справочные данные /4, с.634/

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{58^2 + 136^2} = 147,85 \text{ ВА}$$

Таблица 17 – Результаты выбора трансформатора напряжения типа

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_y$
$S_{2\Sigma} = 66,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_2$
$\Gamma_{\text{приб}} = 2,66 \text{ Ом}$		

Таким образом расчетная вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинального значения допустимой нагрузки, приведенной в справочных данных. Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

#### 10.4 Выбор сборных шин

Выбор шин сводится к определению их сечения и проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам короткого замыкания, на механическую прочность в случае необходимости.

Выбор шинного сечения осуществляется путем нагрева (определяются по допустимому току). Также при выборе сечения шин учитываются послеаварийные и нормальные режимы, промежуточные ремонтные режимы и возможность распределять токи неравномерно между участками шин.

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (62)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя по /5, с.36/

Жесткими алюминиевыми шинами выполняются сборные шины и ошиновка в распределительном пункте 10 кВ. Не рентабельно делать шины медными из-за их высокой стоимости, даже если токовые нагрузки велики.

Для секций 1 и 2 ток максимума равен 425,72 А (таблица 13). Выбираются однополосные шины прямоугольного сечения 25х3 мм, с допустимым током  $I_{\text{дл.доп}}=480$  А. Расположение шин приведено на рисунке 8.

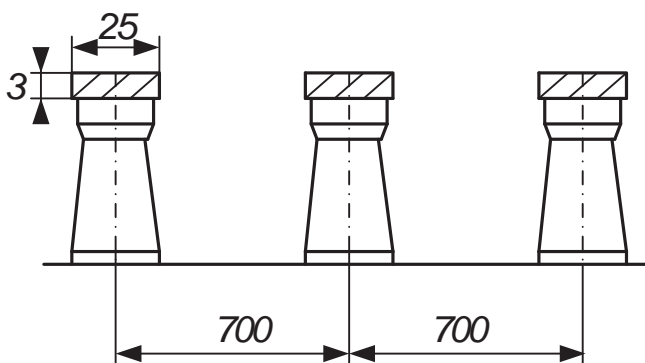


Рисунок 7 – Расположение шин плашмя

Поскольку шины расположены ровно, длительный допустимый ток должен быть уменьшен на 8%:

$$I_{\text{доп}} = 480 \cdot 0,92 = 441,6 \text{ А}$$

#### *Проверка шин на термическую стойкость*

Сечение, выбранное выше подвергается термической обработке током короткого замыкания, по формуле:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (63)$$

где  $C$  – функция определяемая, по /4, с.192/

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ на шинах РП,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Тепловой импульс определяется для шин РП в точке КЗ 2.

$$B_{\text{к}} = 0,537^2 \cdot (1,5 + 0,055 + 0,24) = 0,517 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$



$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,517 \cdot 10^6}}{91} = 7,9 \text{ мм}^2$$

Условие  $q_{\min} \leq q$  соблюдается

$$7,9 \text{ мм}^2 \leq 75 \text{ мм}^2$$

### *Электродинамическое испытание шин*

Электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяется шинами распределительного устройства при трехфазном КЗ  $I_k^{(3)} \geq 20$  кА. Согласно пункта 1,9 на шинах РП ток трехфазного КЗ равен,  $I_k^{(3)} = 0,537$  кА. Нет необходимости проверять шины на электродинамическую устойчивость.

### *Испытание шин на механическую прочность*

Для определения пролета 1 необходимо, чтобы выполнялось условие: частота собственных колебаний должна превысить 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (64)$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (65)$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см<sup>2</sup>;

$q$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

Для шин на изоляторах, расположенных плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}, \quad (66)$$

где  $b$  – толщина шины, мм;

$h$  – ширина шины, мм.

$$J = \frac{0,3 \cdot 2,5^3}{6} = 0,78 \text{ см}^2$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,78}{2,5}} = 0,48 \text{ м}^2$$

$$l \leq \sqrt{0,48} = 0,69 \text{ м}$$

Такое расположение шин на изоляторах позволяет увеличить длину пролета до 0,7 м и значительно сэкономить на изоляторах. Длина пролета составляет 0,7 м, межфазное расстояние,  $a = 0,7$  м (должно превышать периметр шин, 0,56 м).

При воздействии изгибающего момента в материале шины возникает напряжение, МПа:

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{Wa}, \quad (67)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (68)$$

$$W = \frac{0,3 \cdot 2,5^2}{6} = 0,625 \text{ см}^3$$

$$\delta_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18^2 \cdot 10^6 \cdot 0,7^2}{0,8 \cdot 0,625} = 5,5 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если:

$$\delta_{расч} \leq \delta_{доп}, \quad (69)$$

где  $\delta_{доп}$  - допустимое механическое напряжение в материале шин

Допустимое механическое напряжение в материале шин определим по /4, с.224/.

$$\delta_{доп} = 40 \text{ МПа}$$

$$5,5 \text{ МПа} < 40 \text{ МПа}$$

К установке принимаются шины марки АДО, сечением 25x3 .

### 10.5 Выбор опорных изоляторов

В РУ шины устанавливаются на опорных изоляторах, которые подбираются в соответствии со следующими условиями:

по номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по допустимой нагрузке  $F_{расч} \leq F_{доп}$ ;

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{расч}$$

где  $F_{расч}$  – разрушающая нагрузка на изгиб

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} = f_\phi \cdot l \cdot k_h, \quad (70)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины

$$f_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a}, \quad (71)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1241,4^2}{0,8} \cdot 0,7 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 0,233 \text{ Н}$$

Выбираются опорные изоляторы ОФ-10-3,75-УЗ

где  $F_{\text{разр}}=3,75 \text{ кН}$

$$F_{\text{доп}}=0,6 \cdot 3,75=2,25 \text{ кН}$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, 0,233 \text{ Н} < 2250 \text{ Н}$$

Расчетная сила, действующая на изолятор, намного меньше допустимой силы из-за того, что ток короткого замыкания на шинах распределительного пункта очень мал, почти равен току нагрузки.

### **10.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения**

Максимально допустимое рабочее напряжение ОПН не должно быть ниже максимального рабочего напряжения сети или защищаемого оборудования:

$$U_{\text{нр}} \geq U_{\text{н.раб.с.}}, \quad (72)$$

Увеличение напряжения, которое происходит во время рабочего переключения или аварийного режима, учитывается в соответствии с условиями работы разрядника в установившихся условиях.

Критерием оценки интенсивности энергии разрядника является его способность пропускать стандартизированные импульсы перенапряжения тока переключения без потери рабочих качеств.

В соответствии с вышеуказанным условием устанавливается разрядник для защиты от перенапряжений, который устанавливается на участках шин реконструируемого РП. Для этого воспользуемся ОПН-КР/TEL 10/12, технические данные ОПН сведены в таблицу

Таблица 18 – Технические характеристики ОПН-КР/TEL 10/12

Наименование параметров	Паспортные данные
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	250
Удельная энергия, кДж/кВ	3,6
Длина пути утечки, мм	205
Высота Н, мм	125
Масса, не более, кг	9

Следовательно, ОПН-КР/TEL 10/12 вполне может быть использован для защиты изоляции КЛ, запитанных от РП. Данный разрядник благодаря глубокому уровню ограничения перенапряжений, способен обеспечить эффективную защиту оборудования в кабельных сетях и продлить срок службы оборудования. Они просты и безопасны в использовании, потому что не требуют обслуживания и ремонта. Предназначен для защиты электрических распределительных устройств в кабельных сетях переменного тока 10 кВ (48-62 Гц) с изолированной или резонансно заземленной нейтралью. Разрядники КР / TEL используются для внутренней установки в умеренном и холодном климате при температуре окружающей среды от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $40^{\circ}\text{C}$ , на высоте не более 1000 м над уровнем моря.

## 11 РЕКОНСТРУИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ «ЛОКОМОТИВНОГО ДЕПО»

### **11.1 Расчет электрических нагрузок по второму этапу**

Для низковольтного расчета электроснабжения предприятия были предложены два варианта схем. Первый вариант схемы приведен на рисунке 8, второй на рисунке 9



## Второй вариант схемы

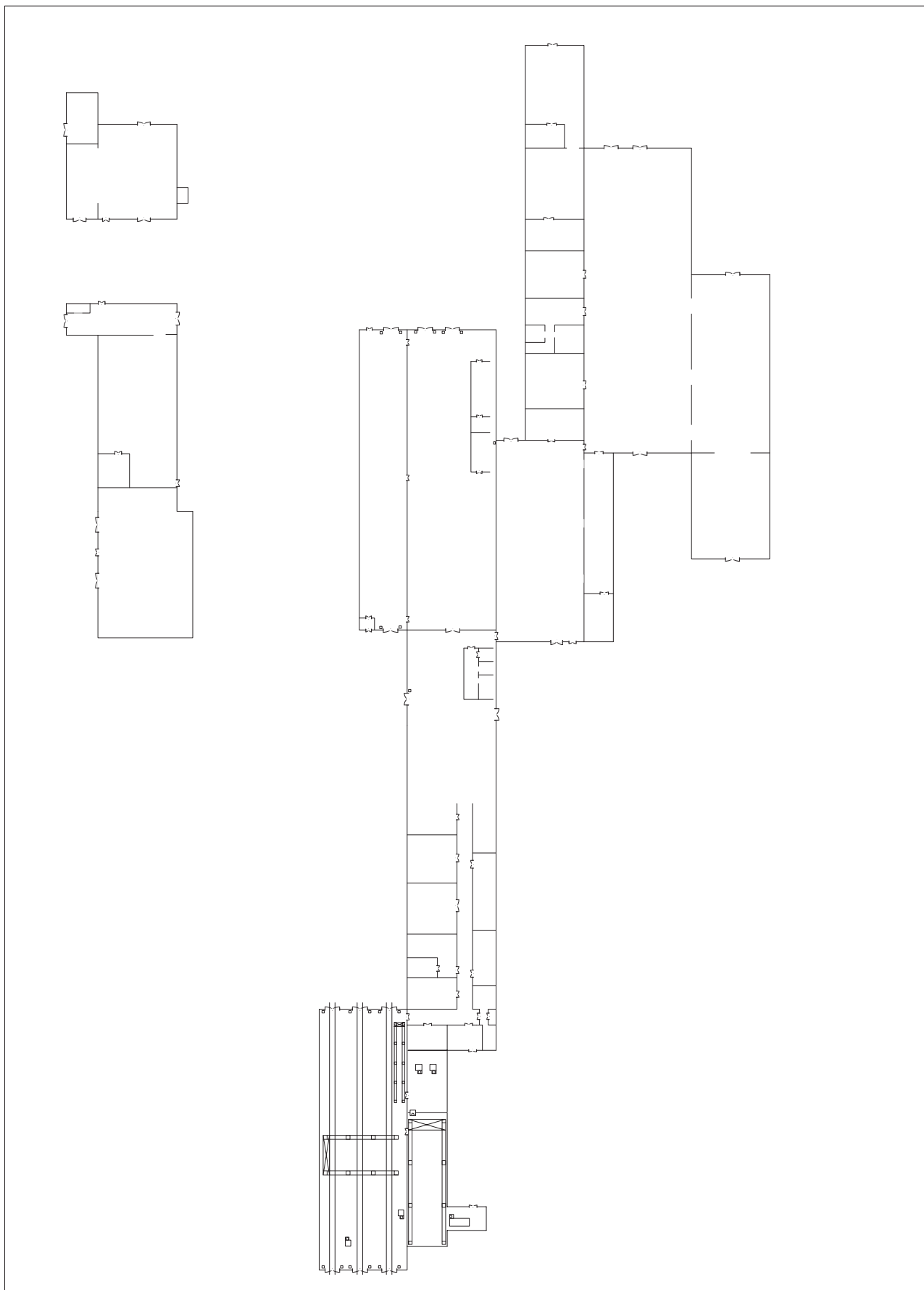


Рисунок 9 – Второй вариант схемы электроснабжения депо



Первый вариант схемы выполнен с использованием кабельных линий, распределительных шинопроводов и линий электропередач, второй вариант - только кабельных линий и линий электропередач. Магистральная шина не используется для реконструирования внутреннего электроснабжения предприятия, так как его использование приведет к дополнительным затратам при прокладке в цехах предприятия. Затраты пойдут на то, что материал стен очень трудно обрабатывать, то есть стены изготовлены из дикого камня, следовательно, более простые, более надежные и экономически выгодные варианты, отвечающие всем техническим условиям и самые низкие расходы на его покупку и установку, предлагаются к рассмотрению.

Для выбора КЛ, средств защиты и автоматики, распределительных шинопроводов, необходим расчет распределительной сети и электрических нагрузок.

Для всей сети системы электроснабжения производится расчет с использованием коэффициента расчетной нагрузки по второму этапу с использованием пакета приложений «ZAPUSK». Предварительно для расчета составляется схема низковольтного электропитания для сетей, работающих на предприятии КТП. Равномерно для каждого КТП отдельно распределяется нагрузка на две секции шин. Для распределения электроэнергии в качестве основного оборудования применяются силовые РЩ, которые соответственно запитываются от шин КТП предприятия. В таблице они обозначены как силовые пункты (СП).

Результат расчетов нагрузок для распределительной сети каждого КТП в отдельности сведены в таблицу 19 для первого варианта и таблицу 20 для второго варианта. Таблица составляется согласно формы Ф636-90, приведенной в /2/.

Таблица 19 – Результаты расчета электрических нагрузок для распределительной сети. Вариант 1.

Элемент	Исходные данные						По справочным данным			Эффек- тивн. чис- ло ЭП	Расчетная мощность			Расч. ток
	По заданию технологов		Кол- во ЭП	Классификация ЭП	Р <sub>ном</sub> , кВт	cosφ <sub>ср.в</sub>	Ср. мощность группы ЭП		n <sub>эф</sub>		P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВар	S <sub>р</sub> , кВА	
	Характ. катег. ЭП, подкл. к узлу питания	общая					P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , кВар						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
КТП№1	СП 1	13	114,5	0,57	2,05	65,97	135,55	13	80,699	61,331	101,36	1,1	146,3	
	СП 2	11	122,4	0,418	0,99	51,194	50,701	11	112,752	73,88	134,8	1,03	164,57	
	СП 3	10	87,2	0,152	1,267	13,33	16,89	10	59,365	36,93	69,914	1,54	100,91	
	СП 4	10	50	0,293	0,94	14,65	13,829	9	19,9	20,212	28,364	1,78	40,94	
	ШРА 1	20	285,05	0,152	1,293	50,513	59,868	20	116,883	94,234	151,11	1,11	218,1	
	ШРА 2	18	340,2	0,478	0,795	162,73	129,449	17	323,973	257,09	413,59	1,6	596,96	
	Итого	82	999,35	0,33	1,16	358,387	406,28	80	713,57	543,67	899,13	1,45	1267,7	
	СП 5	11	83,53	0,35	1,08	29,314	31,679	11	65,29	50,669	82,644	1,3	119,28	
	СП 6	3	88,5	0,378	1,38	33,525	46,423	3	88,5	55,217	104,31	1,22	150,56	
	СП 7	6	136,52	0,293	1,43	40,09	57,717	6	118,28	74,31	139,68	1,3	201,62	
	СП 8	8	46	0,454	0,96	20,9	20,085	8	21,952	22,093	31,145	1,25	44,953	
	СП 9	6	104	0,65	0,782	67,6	52,884	6	104	90,434	137,82	1,03	198,92	
	СП 10	5	59	0,3	1,048	17,95	18,81	5	25,977	23,365	34,939	2,33	50,431	
	СП 11	5	58	0,65	0,75	37,7	28,275	3	36,946	31,102	48,294	1,21	69,707	
	СП 12	8	39,4	0,65	0,75	25,61	19,207	8	39,4	34,26	52,212	1	75,362	
	СП 13	7	141,4	0,65	0,75	91,91	68,932	5	86,395	75,825	114,95	1,05	165,91	
	СП 14	6	32,5	0,65	0,75	21,125	15,843	6	32,5	28,26	43,07	1,03	62,164	
СП 15	5	33,5	0,14	1,33	4,69	6,237	5	33,5	21,847	39,994	2,2	57,727		
СП 16	6	116,2	0,342	1,348	39,752	53,618	6	116,2	73,739	137,62	1,22	198,64		
СП 17	3	89	0,38	1,08	33,82	36,633	3	89	89	64,51	109,92	1,52	158,65	
Итого		79	1027,5	0,45	1,03	463,986	456,34	75	857,94	645,63	1073,7	1,35	1523,9	

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТП№3	СП18	6	193,25	0,36	1,11	69,695	77,6	6	193,25	138,27	237,62	1,21	342,98
	СП19	6	31,65	0,34	0,88	10,864	9,58	6	31,65	22,654	38,922	1,22	56,179
	СП20	5	232,25	0,335	1,17	78,005	91,51	5	232,25	163,16	283,83	1,26	409,68
	СП21	8	52,15	0,27	1,07	14,157	15,257	8	52,15	34,98	62,795	1,48	90,637
	СП22	16	196,04	0,35	0,96	69,332	67,04	16	153,75	116,22	192,73	1,01	278,19
	ШРА 3	11	164,4	0,36	0,99	60,304	59,727	10	138,69	107,17	175,28	1,09	252,99
	Итого	52	869,74	0,33	1,03	302,357	320,714	51	801,74	582,45	991,17	1,21	1430,6

Таблица 20 – Результаты расчета электрических нагрузок распределительной сети. Вариант 2

Элемент	Исходные данные				По справочным данным		Ср. мощность группы ЭП		Эффективн. число ЭП	Расчетная мощность			Расч. ток
	По заданию технологов		По справочным данным		Р <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , кВт	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВт		S <sub>р</sub> , кВА			
	Характ. катег. ЭП, подкл. к узлу питания	Кол-во ЭП	Р <sub>ном</sub> , кВт	общая					K <sub>лсрв</sub>		cosφ <sub>срв</sub>	n <sub>эф</sub>	K <sub>р</sub>
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	СП 1	13	114,5	0,57	2,05	65,97	135,55	13	80,699	61,331	101,36	1,1	146,3
	СП 2	11	122,4	0,418	0,99	51,194	50,701	11	112,752	73,88	134,8	1,03	164,57
	СП 3	7	22,75	0,205	1,13	4,68	5,315	7	17,142	11,491	20,637	1,54	29,787
	СП 4	6	15,8	0,196	1,27	3,103	3,947	6	10,49	6,933	12,578	1,62	18,156
	СП 5	7	69	0,523	0,418	36,512	15,29	7	69,8	68,14	97,546	1,1	140,79
	СП 6	4	109	0,253	1,43	27,65	39,55	4	109	63,478	126,13	1,75	182,06
	СП 7	4	155,5	0,63	0,75	98,006	73,926	4	155,5	133,48	70,14	1,11	101,24
	СП 8	11	90,2,2	0,15	1,27	13,51	17,26	11	58,7	38,398	108,5	1,6	142,18
	СП 9	9	112,2	0,134	1,348	15,132	20,4	8	21,9	25,027	33,256	1,91	48,001
	СП 10	10	50	0,293	0,94	14,65	13,829	9	19,9	20,212	28,364	1,78	40,94
	Итого	82	999,35	0,33	1,16	358,387	406,28	80	713,57	543,67	899,13	1,45	1267,7
	СП11	11	83,53	0,35	1,08	29,314	31,679	11	65,29	50,669	82,644	1,3	119,28
	СП12	3	88,5	0,378	1,38	33,525	46,423	3	88,5	55,217	104,31	1,22	150,56
	СП13	6	136,52	0,293	1,43	40,09	57,717	6	118,28	74,31	139,68	1,3	201,62
	СП14	8	46	0,454	0,96	20,9	20,085	8	21,952	22,093	31,145	1,25	44,953
	СП15	6	104	0,65	0,782	67,6	52,884	6	104	90,434	137,82	1,03	198,92
	СП16	5	59	0,3	1,048	17,95	18,81	5	25,977	23,365	34,939	2,33	50,431
	СП17	5	58	0,65	0,75	37,7	28,275	3	36,946	31,102	48,294	1,21	69,707
	СП18	8	39,4	0,65	0,75	25,61	19,207	8	39,4	34,26	52,212	1	75,362
	СП19	7	141,4	0,65	0,75	91,91	68,932	5	86,395	75,825	114,95	1,05	165,91
	СП20	6	32,5	0,65	0,75	21,125	15,843	6	32,5	28,26	43,07	1,03	62,164
	СП21	5	33,5	0,14	1,33	4,69	6,237	5	33,5	21,847	39,994	2,2	57,727

Продолжение таблицы 20

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	СП22	6	116,2	0,342	1,348	39,752	53,618	6	116,2	73,739	137,62	1,22	198,64
	СП23	3	89	0,38	1,08	33,82	36,633	3	89	64,51	109,92	1,52	158,65
	Итого	79	1027,5	0,45	1,03	463,986	456,34	75	857,94	645,63	1073,7	1,35	1523,9
	СП24	6	193,25	0,36	1,11	69,695	77,6	6	193,25	138,27	237,62	1,21	342,98
	СП25	6	31,65	0,34	0,88	10,864	9,58	6	31,65	22,654	34,922	1,22	56,179
	СП26	5	232,25	0,335	1,17	78,005	91,51	5	222,25	157,16	273,83	1,26	409,02
	СП27	6	115,5	0,42	0,92	49,608	45,7	6	115,5	86,842	144,5	1,14	208,57
	СП28	6	51,1	0,237	1,24	12,126	15,094	6	37,428	26,3	45,144	1,32	66,026
	СП29	8	52,15	0,27	1,07	14,157	15,257	8	52,15	34,98	62,395	1,48	80,637
	СП30	16	196,04	0,35	0,96	69,332	67,04	16	153,75	116,22	192,73	1,01	278,19
	Итого	52	869,74	0,33	1,03	302,357	320,714	51	801,74	582,45	991,17	1,21	1430,6
КТПМ													

Для каждого варианта расчета электрической сети составляется план и схемы. Схема КТП № 1 спроектирована с использованием кабельных линий, распределительных шин и линий электропередач. Отображены точки подключения световых панелей, а также точки КЗ. Электросеть производится от КТП № 1. КТП № 1 находится в кузнечном цехе, согласно расчету центра электрических нагрузок. кабели марки АВВГ используются для подключения электрических приемников.

Расчет электрической сети от КТП№1 для первого варианта.

Исходная схема

Рисунок 10 – Схема электроснабжения от КТП№1

Для примера был приведен расчет электрической сети, питаемой от одной точки питания СП1. Для остальных силовых точек и вариантов схем расчет сведен в таблицу.

Рассчитывается расчетный ток, протекающий по КЛ, А:

$$I_{\max,р} = \frac{101,36}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 146,3 \text{ А}$$

Для выбора поперечного сечения КЛ необходимо рассчитать допустимый ток кабельной линии.

Допустимый ток кабельной линии, А:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\max,р} / (1,25 \cdot k_{сн}), \quad (73)$$

где  $k_{сн}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки по таб. 1.3.26. /5/

$$I_{\text{дп}} > \frac{146,3}{1,25 \cdot 1} = 117,04 \text{ А}$$

Используя справочные данные /5, с.22/ кабель АВВГ сечением (3х35) мм<sup>2</sup> принят для монтажа. Длительно допустимый ток кабеля  $I_{\text{дл.доп}}=140\text{А}$ .

Осуществляется проверка кабеля на потерю напряжения, В:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 146,3 \cdot 0,1 \cdot (0,89 \cdot 0,75 + 0,0637 \cdot 0,66) = 17,97 \text{ В}$$

Отклонение напряжения находится в пределах допустимого значения, 5 % следовательно, условие кабелем выполняется и соответственно он может быть использован для подключения силового пункта СП1. Итоги расчета по оставшимся КЛ сведены в таблицу 21.

Распределительная шина выбирается по номинальному току нагрузки, подключенному к ней. Испытывается на электродинамическое сопротивление, потери напряжения и термическое сопротивление току короткого замыкания

Таблица 21 – Выбор сечения кабелей и распределительных шинопроводов электрической сети КТП№1

Название	L, км	I <sub>p</sub> , А	I <sub>дл.доп.</sub> , А	I <sub>кз</sub> <sup>(3)</sup> , кА	Марка кабеля	F, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
КТП№1-СП1	0,1	146,3	140	-	АВВГ	3x35	17,97	4,49
КТП№1-СП2	0,06	194,567	175	-	АВВГ	3x50	10,23	2,55
КТП№1-ШРА1	0,025	218,094	175	5,43	АВВГ	3x50	4,25	1,06
ШРА1-СП3	0,0225	100,906	90	-	АВВГ	3x16	4,79	1,19
ШРА1-СП4	0,107	40,934	90	-	АВВГ	3x16	9,24	2,31
КТП№1-ШРА2	0,025	596,98	630	5,45	ШРА-73 УЗ	284x125	2,915	0,54

Для расчета низковольтного электроснабжения потребителей составляется схема от КТП№2, приведенного на рисунке 11. Выполнение электрической сети происходило с использованием силовых пунктов и КЛ. КТП №2 находится возле котельного цеха по согласно расчету центральных электрических нагрузок.



Рисунок 11 – Схема электроснабжения от КТП№2

Результаты выбора и проверки по допустимой потере напряжения ( $\Delta U_{\text{доп}}$ )

приведены в таблице 22

Таблица 22 – Выбор сечения кабелей электрической сети КТП№2

Название	L, км	I <sub>p</sub> , А	Идл.доп. А	Марка кабеля	F, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8
КТП№2-СП5	0,102	269,84	255	АВВГ	3x95	19,52	4,88
СП5-СП6	0,0235	150,563	140	АВВГ	3x35	3,84	0,96
КТП№2-СП8	0,0425	247,72	210	АВВГ	3x70	4,773	0,12
СП8-СП7	0,0885	201,61	175	АВВГ	3x50	12,14	3,03
КТП№2- СП10	0,017	249,36	210	АВВГ	3x70	2,088	0,52
СП10-СП9	0,055	198,926	175	АВВГ	3x50	10,11	2,52
КТП№2- СП12	0,0335	145,066	140	АВВГ	3x35	6,963	1,7
СП12-СП11	0,015	69,706	90	АВВГ	3x16	2,884	0,72
КТП№2- СП13	0,064	228,126	210	АВВГ	3x70	13,798	3,44
СП13-СП14	0,014	62,21	90	АВВГ	3x16	2,402	0,6

## Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8
КТП№2-СП15	0,0375	256,36	210	АВВГ	3x70	4,567	1,14
СП15-СП16	0,025	198,637	175	АВВГ	3x50	1,585	0,39
КТП№2-СП17	0,081	158,656	140	АВВГ	3x35	13,94	3,48

Электрическая сеть КТП№3 состоит из одного распределительного шинопровода, кабельных линий и силовых пунктов. КТП№3 располагается в цехе «Подъемка» согласно расчета центра электрических нагрузок. Распределительный шинопровод расположен на высоте 3,5 метра от уровня пола и проходит внутри цехов.

Электрическая схема электроснабжения потребителей, подключенных к КТП№3, приведена на рисунке 10.

Рисунок 12 – Схема электроснабжения от КТП№3

В таблице 23 приведен выбор сечений кабельных линий и распределительного шинпровода, а также проведена проверка по допустимой потере напряжения.

Таблица 23 – Выбор сечения кабелей электрической сети КТП№3

Название	L, км	I <sub>p</sub> , А	Идл.доп., А	I <sub>кз</sub> <sup>(3)</sup> кА	Марка кабеля	F, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
КТП№3-СП18	0,095	342,975	295	-	АВВГ	3x120	11,45	2,86
КТП№3-СП20	0,047	465,806	385	-	АВВГ	3x185	4,78	1,19
СП20-СП19	0,0185	56,176	90	-	АВВГ	3x16	2,192	0,54
КТП№3-ШРА3	0,02	531,22	630	5,069	ШРА-73 УЗ	824x125	2,043	0,51
ШРА3-СП22	0,0225	278,196	255	-	АВВГ	3x95	9,24	2,31
КТП№3-СП21	0,0285	90,644	90	-	АВВГ	3x16	6,291	1,57

Второй вариант электрической сети выполнен без использования распределительных шинпроводов. В связи с этим применяются дополнительные кабельные линии и силовые пункты. Результаты расчета сводятся в таблицы 24, вариант электрической сети приведен на рисунке 14 (Приложение Г)

Таблица 24 – Выбор сечения кабельных линий от КТП№1

Название	Длина кабеля, км	I <sub>p</sub> , А	Идл.доп. А	Марка кабеля	F, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
КТП№1-СП1	0,1	146,3	140	АВВГ	3x35	17,97	4,49
КТП№1-СП2	0,06	194,567	175	АВВГ	3x50	10,23	2,55
КТП№1-СП3	0,02	107,574	90	АВВГ	3x16	1,257	0,31
СП3-СП9	0,044	77,783	90	АВВГ	3x16	4,455	1,11
КТП№1-СП6	0,016	200,25	175	АВВГ	3x50	2,27	0,56
СП6-СП4	0,0165	18,187	90	АВВГ	3x16	0,633	0,15
КТП№1-СП5	0,0175	140,787	115	АВВГ	3x25	4,155	1,04
КТП№1-СП7	0,015	295,791	255	АВВГ	3x95	1,975	0,49
КТП№1-СП8	0,031	183,106	175	АВВГ	3x50	6,621	1,65
СП8-СП10	0,0825	40,934	90	АВВГ	3x16	7,672	1,92

Во втором варианте схема электроснабжения электрической сети 0,4 кВ подключение КТП№2 осталась такой же, как и в первом варианте, за исключением нумерации силовых пунктов. Схема приведена в Приложении В.

При реконструкции распределительной электрической сети от КТП№3, рассматривая второй вариант схемы электроснабжения, для подключения электроприемников используются кабельные линии и силовые распределительные пункты. Результаты расчета приведены в таблице 25. Схема электроснабжения приведена на рисунке (Приложение Г)

Таблица 25 – Выбор сечения кабелей электрической сети КТП№3

Название	Длина кабеля, км	$I_p$ , А	Дл.доп. А	Марка кабеля	F, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
КТП№3-СП24	0,095	342,975	295	АВВГ	3x120	11,45	2,86
КТП№3-СП26	0,047	465,806	385	АВВГ	3x185	4,78	1,19
СП26-СП25	0,0185	56,176	90	АВВГ	3x16	2,192	0,54
КТП№3-СП27	0,024	208,423	175	АВВГ	3x50	3,898	0,97
КТП№3-СП29	0,0285	90,644	90	АВВГ	3x16	6,291	1,57
КТП№3-СП30	0,04	344,216	295	АВВГ	3x120	4,954	1,23
СП30-СП28	0,0315	66,02	90	АВВГ	3x16	4,045	1,01

### 1.12.2 Расчет токов однофазного КЗ

В качестве примера приведен расчет однофазного КЗ, для электрической сети, подключенной к СП1.

Для расчета токов однофазного КЗ будут использоваться данные, полученные в пункте 1.9.

$$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$x_{\text{рез.с}} = 11,297 \text{ мОм}$$

Параметры трансформатора КТП№1 принимаются /6, с.241/:

Таблица 26 – Справочные данные трансформатора

$S_{\text{тр}}$ , кВА	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	Потери активной мощности, $\Delta P_k$ , кВт	Потери напряжения при КЗ, %
630	10.5	0,4	8,2	5,5

Определяется полное сопротивление трансформатора, мОм:

$$Z_{mp1} = U_{\kappa 1} \cdot 10^4 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ1}}}, \quad (74)$$

$$Z_{mp1} = 5,5 \cdot 10^4 \cdot \frac{0,4^2}{630} = 13,968 \text{ мОм}$$

Определяется активное сопротивление трансформатора, мОм:

$$R_{mp1} = \frac{\Delta P_{\kappa 1}}{S_{\text{НОМ1}}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ1}}} \cdot 10^6, \quad (75)$$

$$R_{mp1} = \frac{8,2}{630} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 3,306 \text{ мОм}$$

Определяется индуктивное сопротивление трансформатора, мОм:

$$x_{mp1} = \sqrt{Z_{mp1}^2 - R_{mp1}^2}, \quad (76)$$

$$x_{mp1} = \sqrt{13,968^2 - 3,306^2} = 13,571 \text{ мОм}$$

Параметры автоматического выключателя и шин КТП:

$$r_{\text{расц}} = 0,1 \text{ мОм} \quad r_{\text{конт}} = 0,15 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{ш.кТП}} = 0,06 \text{ мОм} \quad x_{\text{расц}} = 0,08 \text{ мОм}$$

$$r_{\text{ш.кТП}} = 0,1 \text{ мОм} \quad r_{\text{QF}} = 0,25$$

Определяются суммарные сопротивления относительно точки К1, мОм:

$$x_{\Sigma 1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot (x_{mp1} + x_{\text{ш.кТП}} + x_{\text{расц}}), \quad (77)$$

$$x_{\Sigma 1} = 2 \cdot 11,297 + 3 \cdot (13,571 + 0,06 + 0,08) = 63,73 \text{ мОм}$$

$$r_{\Sigma 1} = 3 \cdot (r_{\text{тр1}} + r_{\text{QF}} + r_{\text{ш.кпп}}), \quad (78)$$

$$r_{\Sigma 1} = 3 \cdot (3,306 + 0,25 + 0,1) = 10,967 \text{ мОм}$$

Определяется ток КЗ в точке К 1, кА:

$$I_{\text{к1}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{нк1}} + \frac{Z_{\text{тр1}}}{3})}, \quad (79)$$

$$Z_{\text{нк1}} = \sqrt{r_{\Sigma 1}^2 + x_{\Sigma 1}^2}, \quad (80)$$

$$Z_{\text{нк1}} = \sqrt{10,967^2 + 63,73^2} = 64,66 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{к1}}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (64,66 + \frac{13,968}{3})} = 3,33 \text{ кА}$$

Рассчитывается ток трехфазного КЗ, используя формулу (38) пункта 1.9, кА:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{63,73^2 + 10,967^2}} = 3,57 \text{ кА}$$

Определяется полное сопротивление петли фаза – нуль при учете переходного сопротивления дуги в месте КЗ, точка К 1.

Параметры кабельной линии определяются из /6/:

Длина кабельной линии:  $L_{\text{кл1}} - 0,1 \text{ км}$

Сопротивление:  $r_{\text{кл1}} - 0,89 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{\text{кл1}} - 0,0637 \text{ Ом/км}$

Определяется сопротивление трубы, мОм:

$$r_{\text{тр1}} = \frac{4 \cdot l \cdot 10^6}{\gamma \cdot \pi \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2)}, \quad (81)$$

где  $l$  – длина трубы, м;

$\gamma$  – удельная проводимость стали (обычно  $10,2 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$ );

$D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубы, мм;

$D_{\text{в}}$  – внутренний диаметр трубы, мм.

$$r_{\text{тр1}} = \frac{4 \cdot 0,1 \cdot 10^6}{10,2 \cdot 3,14 \cdot (47^2 - 40^2)} = 20,5 \text{ мОм}$$

Определяется сопротивление кабельной линии, Ом:

$$r_{\text{кл}} = r_{\text{уд}} \cdot L_{\text{кл}}, \quad (82)$$

$$r_{\text{кл1}} = 0,89 \cdot 0,1 = 0,089 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{кл}} = x_{\text{уд}} \cdot L_{\text{кл}}, \quad (83)$$

$$x_{\text{кл1}} = 0,0637 \cdot 0,1 = 0,00637 \text{ Ом}$$

При расчете тока КЗ рассматривается наиболее тяжелый режим, то есть с учетом переходного сопротивления дуги в месте КЗ, металлическое КЗ рассматриваться не будет.

Определяются суммарные сопротивления элементов электрической цепи относительно точки КЗ, мОм:

$$r_{\text{кл1ф-о}} = r_{\text{кл1}} + r_{\text{туб.1}}, \quad (84)$$

$$r_{\text{пк3}} = r_{\Sigma 1} + r_{\text{QF}} + r_{\text{кЛ1}\phi-o} + r_{\text{пер1}}, \quad (85)$$

$$r_{\text{кЛ1}\phi-o} = 0,089 + 20,5 = 20,589 \text{ мОм}$$

$$r_{\text{пк3}} = 10,967 + 0,25 + 20,589 + 15 = 46,81 \text{ мОм}$$

$$x_{\text{пк3}} = x_{\Sigma 1} + x_{\text{QF}} + x_{\text{кЛ1}\phi-o}, \quad (86)$$

$$x_{\text{кЛ1}\phi-o} = x_{\text{кЛ1}}, \quad (87)$$

$$x_{\text{пк3}} = 63,73 + 0,08 + 0,00637 = 63,81 \text{ мОм}$$

Определяется полное сопротивление петли фаза – нуль, мОм:

$$Z_{\text{пк3}} = \sqrt{46,81^2 + 63,81^2} = 79,13 \text{ мОм}$$

Определяется ток однофазного КЗ, кА:

$$I_{\text{к3}}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (79,13 + \frac{13,968}{3})} = 2,756 \text{ кА}$$

Рассчитывается ток трехфазного КЗ, кА:

$$I_{\text{к3}}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{63,81^2 + 46,81^2}} = 2,92 \text{ кА}$$

Расчет токов однофазного КЗ электрической сети по остальным электроприемникам сводится в таблицы 27, 28.



Таблица 27 – Результаты расчета однофазного КЗ. Вариант 1

Наименование	Точка КЗ	$R_{\Sigma}$ , мОм	$X_{\Sigma}$ , мОм	$Z_{\Sigma}$ , мОм	$I^{(1)}$ , кА	$I^{(3)}$ , кА
1	2	3	4	5	6	7
<b>КТП№1</b>						
Шины КТП№1	К 1	10,967	63,73	64,67	3,33	3,57
	К 2	10,967	63,73	64,67	3,33	3,57
СП1	К 3	46,81	63,81	79,13	2,756	2,92
СП2	К 4	38,552	63,814	74,556	2,915	3,1
ШРА1	К 5	31,376	63,821	71,117	3,048	3,25
СП3	К 6	56,281	63,903	85,154	2,571	2,71
СП4	К 7	73,765	63,91	97,6	2,258	2,4
ШРА2	К 8	26,223	63,815	85,154	2,571	3,35
<b>КТП№2</b>						
Шины КТП№2	К 1.2	10,967	63,714	64,65	3,33	3,57
	К 2.2	10,967	63,714	64,65	3,33	3,57
СП5	К 3.2	47,25	63,801	79,393	2,75	2,91
СП6	К 4.2	72,338	63,883	96,508	2,284	2,37
СП7	К 5.2	73,4	63,883	97,306	2,265	2,37
СП8	К 6.2	34,954	63,797	72,745	2,984	3,17
СП9	К 7.2	61,269	63,879	88,512	2,479	2,61
СП10	К 8.2	29,712	63,795	70,375	3,078	3,28
СП11	К 9.2	56,447	63,878	85,245	2,569	2,71
СП12	К 10.2	33,104	63,797	71,874	3,017	3,21
СП13	К 11.2	39,375	63,798	74,971	2,9	3,08
СП14	К 12.2	62,512	63,879	89,377	2,456	2,58
СП15	К 13.2	33,927	63,797	72,527	3,003	3,21
СП16	К 14.2	61,372	63,879	88,584	2,515	2,61
СП17	К 15.2	42,87	63,8	76,865	2,833	3
<b>КТП№3</b>						
Шины КТП№3	К 1.3	18,15	74,221	76,49	2,8	3,02
	К 2.3	18,15	74,221	76,49	2,8	3,02
СП18	К 3.3	45,513	74,307	87,137	2,48	2,65
СП20	К 4.3	39,4	74,304	84,1	2,563	2,75
СП19	К 5.3	63,455	74,385	97,774	2,225	2,36
ШРА3	К 6.3	33,41	74,31	81,475	2,64	2,83
СП22	К 7.3	56,53	74,391	93,433	2,323	2,47
СП21	К 8.3	39,267	74,3	84,041	2,565	2,75

Таблица 28 – Результаты расчета однофазного КЗ. Вариант 2

Точка короткого замыкания		Активное сопротивление $R_{\Sigma}$ , МОм	Индуктивное сопротивление $X_{\Sigma}$ , МОм	Полное сопротивление $Z_{\Sigma}$ , МОм	Ток КЗ $I^{(1)}$ , кА	Ток КЗ $I^{(3)}$ , кА
1		2	3	4	5	6
<b>КТП№1</b>						
Шины КТП№1	К 1.1	10,967	63,73	64,67	3,33	3,57
	К 2.1	10,967	63,73	64,67	3,33	3,57
СП1	К 3.1	46,81	63,81	79,13	2,756	2,92
СП2	К 4.1	38,552	63,814	74,556	2,915	3,1
СП3	К 5.1	30,329	63,812	70,652	3,067	3,27
СП9	К 6.1	59,652	63,895	87,412	2,508	2,64
СП4	К 7.1	53,159	63,893	83,115	2,631	2,8
СП6	К 8.1	29,506	63,811	70,303	3,081	3,3
СП5	К 9.1	29,815	63,812	70,433	3,076	3,28
СП7	К 10.1	28,13	63,811	69,737	3,104	3,31
8СП8	К 11.1	32,59	63,812	71,653	3,026	3,22
СП10	К 12.1	69,853	63,898	94,67	2,325	2,44
<b>КТП№2</b>						
Шины КТП№2	К 1.2	10,967	63,714	64,65	3,33	3,57
	К 2.2	10,967	63,714	64,65	3,33	3,57
СП11	К 3.2	47,25	63,801	79,393	2,75	2,91
СП12	К 4.2	72,338	63,883	96,508	2,284	2,37
СП13	К 5.2	73,4	63,883	97,306	2,265	2,37
СП14	К 6.2	34,954	63,797	72,745	2,984	3,17
СП15	К 7.2	61,269	63,879	88,512	2,479	2,61
СП16	К 8.2	29,712	63,795	70,375	3,078	3,28
СП17	К 9.2	56,447	63,878	85,245	2,569	2,71
СП18	К 10.2	33,104	63,797	71,874	3,017	3,21
СП19	К 11.2	39,375	63,798	74,971	2,9	3,1
СП20	К 12.2	62,512	63,879	89,377	2,456	2,58
СП21	К 13.2	33,927	63,797	72,527	3,003	3,21
СП22	К 14.2	61,372	63,879	88,584	2,515	2,61
СП23	К 15.2	42,87	63,8	76,865	2,833	3
<b>КТП№3</b>						
Шины КТП№3	К 1.3	18,15	74,221	76,49	2,8	3,02
	К 2.3	18,15	74,221	76,49	2,8	3,02
СП24	К 3.3	45,513	74,307	87,137	2,48	2,65
СП26	К 4.3	39,4	74,304	84,1	2,563	2,75
СП25	К 5.3	63,455	74,385	97,774	2,225	2,36
СП27	К 6.3	38,334	74,302	83,608	2,577	2,76
СП29	К 7.3	39,267	74,303	84,041	2,565	2,75
СП30	К 8.3	38,503	74,303	83,687	2,575	2,76
СП28	К 9.3	65,248	74,385	98,947	2,201	2,33

### 11.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов схемы электроснабжения «Локомотивного депо»

Оптимальным решением электроснабжения является вариант, отвечающий техническим требованиям и имеющий наименьшие среднегодовые затраты.

Потери электроэнергии определяются по формуле, кВт:

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot I_{расч}^2 \cdot R_{кл} \cdot T_{г}, \quad (88)$$

где  $I_{расч}$  – расчетный ток кабельной линии, А;

$R_{кл}$  – активное сопротивление кабельной линии, Ом.

$T_{г} = 8760$  ч

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле, кВт:

$$\Delta P_{тр} = \frac{P_{тр}^2 + Q_{тр}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_{р} + \Delta P_{xx} \cdot T_{г}, \quad (89)$$

где  $P_{тр}$  – активная мощность трансформатора, кВт;

$Q_{тр}$  – реактивная мощность трансформатора, кВар;

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

$R_{тр}$  – активное сопротивление трансформатора, Ом;

$T_{р}$  – время работы трансформатора принимается 8760 ч;

Потери электроэнергии в линии определяются по формуле, кВт·ч/год:

$$\Delta W_{кл} = \Delta P_{кл} \cdot T_{г}, \quad (90)$$

Стоимость потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$И_{\Delta W_{кл}} = \Delta W_{кл} \cdot C_0, \quad (91)$$

где  $C_0$  – средний тариф стоимости электроэнергии

Стоимость одного киловатта электроэнергии  $C_0$  принимается равной 1,7 руб.кВт·ч, согласно оновому тарифу для локомотивного депо

Расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание электрических сетей предприятия может определяться по укрупненным показателям:

$$I_{\text{рзо}} = \alpha_{\text{рзо}} \cdot K_{\text{эс}}, \quad (92)$$

где  $\alpha_{\text{рзо}}$  - норма отчислений на ремонтно эксплуатационное обслуживание

$K_{\text{эс}}$  – капитальные вложения в сооружение электрических сетей

Эксплуатационные издержки равны:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рзо}}, \quad (93)$$

где  $I_{\text{ам}}$  – ежегодные амортизационные расходы

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\text{эс}}}{T_{\text{сл}}}, \quad (94)$$

где  $T_{\text{сл}}$  – срок службы соответствующего оборудования

Эксплуатационные ежегодные расходы состоят из затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание, годовых амортизационных отчислений и возмещение затрат на передачу электроэнергии

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{рзо}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (95)$$

где  $I_{\text{рзо}}$  – затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание;

$I_{\text{ам}}$  – амортизационные отчисления;

$I_{\Delta W}$  – затраты на потери электроэнергии.

$$I_{pzo} = \alpha_{pzo} \cdot K_{эс}, \quad (96)$$

где  $\alpha_{pzo}$  - норма отчисления на ремонтно-эксплуатационное обслуживание

Эксплуатационные расходы (издержки), определяются по формулам:

Среднегодовые затраты определяются по формуле, руб/год:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (97)$$

где  $E$  – ставка дисконтирования, 0,1;

$K$  – капитальные вложения;

$I_{\Sigma}$  - суммарные годовые издержки.

*Первый вариант схемы низковольтного электроснабжения локомотивного депо.*

Основные данные по оборудованию необходимые для расчета сводятся в таблицу 29, таблицу 30

Таблица 29 – Основные данные по кабельным линиям и распределительным шинопроводам и автоматическим выключателям

Наименование	F, Мм <sup>2</sup>	Длина кабеля, км	Стоимость, тыс.руб	Срок службы кабеля, лет	Нормы отчислений, %
					обслуживание и ремонт
1	2	3	4	5	6
АВВГ	3x16	0,205	3,07	24	4,6
АВВГ	3x35	0,238	7,97	24	
АВВГ	3x50	0,253	11,82	24	
АВВГ	3x70	0,161	10,51	24	
АВВГ	3x95	0,124	11,49	24	
АВВГ	3x120	0,095	10,87	24	
АВВГ	3x185	0,047	8,03	24	
ШРА (250А)	260x80	0,095	109,25	Свыше 30	4,2
ШРА (630А)	284x125	0,154	338,8	Свыше 30	

## Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6
ВА04-36 17шт	-	-	20,4	20	6
ВА51-39 9шт	-	-	12,6	20	
Сумма			544,81	-	

Таблица 30 – Основные данные по КТП

Наименование	S <sub>тр</sub> , кВА	Стоимость трансформаторов, тыс.руб	Сок службы кабеля, лет	Нормы отчислений, %	
				обслуживание и ремонт	ремонт
КТП№1	2x630	240,3	20	11,8	
КТП№2	2x630	240,3	20		
КТП№3	2x400	170,8	20		
Сумма		651,4	-		-

Пользуясь данными таблиц и формулами, приведенными выше, производится расчет первого варианта электрической сети.

Определяются потери электроэнергии в линии, кВт·ч:

$$\Delta W_{кл} = 92,1 \cdot 8760 = 806,8 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}$$

Определяются потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{дд}} = 44,6 \cdot 8760 = 390,7 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери электроэнергии, кВт·ч:

$$\Delta W_{\Sigma} = 806,8 + 390,7 = 1197,5 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}$$

Определяются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течении одного года:

$$I_{кл1} = 4,6 \cdot 3,07 = 27,016 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{кл2} = 4,6 \cdot 60,69 = 531,64 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{ира} = 4,2 \cdot 448,05 = 3373,82 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{выкл} = 6 \cdot 33 = 363 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{н/ст} = 11,8 \cdot 651,4 = 10943,52 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость затрат на на передачу электроэнергии

$$I_{\Delta W_{кл}} = 1197,5 \cdot 1,7 = 2035,75 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$E_{\Sigma} = 27,016 + 531,64 + 3373,82 + 363 + 10943,52 + 2035,75 = 17274,75 \text{ тыс.руб}$$

Среднегодовые затраты определяются по формуле, руб/год:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 1196,21 + 17274,75 = 17394,37 \text{ тыс.руб.}$$

*Второй вариант схемы низковольтного электроснабжения «Локомотивного депо».*

Основные данные по оборудованию необходимые для расчета сводятся в таблицу 31.

Таблица 31 – Основные данные по кабельным линиям и распределительным шинопроводам и автоматическим выключателям

Наименование	Сечение кабеля, Мм <sup>2</sup>	Длина кабеля, км	Стоимость, тыс.руб	Срок службы кабеля, лет	Нормы отчислений, %
					обслуживание и ремонт
АВВГ	3x16	0,27	4,05	24	4,6
АВВГ	3x25	0,0175	0,388	24	
АВВГ	3x35	0,238	6,8	24	
АВВГ	3x50	0,3	14,016	24	
АВВГ	3x70	0,161	10,51	24	
АВВГ	3x95	0,117	10,84	24	
АВВГ	3x120	0,135	15,45	24	
АВВГ	3x185	0,047	8,03	24	
ВА04-36 27шт	-	-	32,4	20	6
ВА51-39 3шт	-	-	4,2	20	
Сумма			106,684	-	-

Данные по трансформаторным подстанциям принимаются из расчета по первому варианту.

Пользуясь данными таблиц и формулами приведенными выше, производится расчет второго варианта электрической сети аналогично первому.

Среднегодовые затраты определяются по выражению, руб/год:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 758,084 + 13862,35 = 13938,2 \text{ тыс.руб.}$$

Анализ полученных расчетов показывает, что наиболее рациональным вариантом электроснабжения является вариант 2, имеющий меньшие капитальные затраты.

#### 11.4 Выбор низковольтной коммутационной аппаратуры

Для защиты электрооборудования депо к установке принимаются предохранители и автоматические выключатели.

Для защиты силовых пунктов производится выбор автоматических выключателей, который показан на примере СП 1, для остальных СП расчет аналогичен.



Для установки на отходящее присоединение к СП1 принимается автоматический выключатель серии ВА 04-36, с номинальным током расцепителя  $I_{н,расц} = 160 \text{ А}$ .

Номинальный ток теплового расцепителя, защищающего от перегрузки, выбирается по расчетному току защищаемой линии, А:

$$I_{ном,расц} \geq I_{расч} , \quad (98)$$

$$160 \text{ А} \geq 146,3 \text{ А}$$

Ток срабатывания отсечки электромагнитного расцепителя проверяется по максимально кратковременному пиковому току, А:

$$I_{ср.эл} \geq I_{пик} \cdot k , \quad (99)$$

где  $I_{пик}$  – пиковый ток, А

$$k = 1,25$$

Ток пиковый рассчитывается при нормальной работе электроприемника по формуле:

$$I_{пик} = i_{п,мах} + (I_p - k_{и,а} \cdot i_{ном,мах}) , \quad (100)$$

где  $i_{п,мах}$  – наибольший из пусковых токов двигателей группы приемников, А;

$I_p$  – расчетный ток группы приемников, А;

$k_{и,а}$  – коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

$i_{ном,мах}$  – номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током, А.

Определяется пусковой ток двигателей, подключенных к СП1:

$$i_{n1} = k_n \cdot \frac{P_{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi \cdot \eta}, \quad (101)$$

где  $k_n$  – кратность пускового тока двигателя;

$P_{ном}$  – номинальная мощность электроприемника, кВт;

$U$  – напряжение сети, В;

$\cos \phi$  – коэффициент мощности двигателя;

$\eta$  – коэффициент полезной мощности двигателя.

$$i_{r1} = 5 \cdot \frac{7,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,45 \cdot 0,87} = 139,71 \text{ А}$$

Пиковый ток по остальным электроприемникам сводится в таблицу 32.

Таблица 32 – Результаты расчета пиковых токов электроприемников СП1

Наименование	№ электроприемника	Ток пиковый, А
СП1	1	139,71
	2	81,429
	3-8	274,58
	15	386,097
	16	60,032
	18	109,633
	22	320,086
	23	25,17
	24	42,243

Наибольший из пусковых токов из группы двигателей составляет, ток равный  $i_{п15} = 386,097 \text{ А}$ .

Пиковый ток группы двигателей равен, А:

$$I_{пик} = 386,097 + (146,3 - 0,65 \cdot 77,219) = 482,205 \text{ А}$$

Проверяется электромагнитный расцепитель по паспортным данным его тока срабатывания:

$$I_{ср.эл} = 10 \cdot I_{ном.расц.}, \quad (102)$$

$$I_{\text{ср.эл}} = 10 \cdot 160 = 1600 \text{ А}$$

Проверяется по условию:

$$I_{\text{ср.эл}} \geq I_{\text{пик}} \cdot 1,25, \quad (103)$$

$$1600 \geq 482,206 \cdot 1,25 = 602,76 \text{ А}$$

Условие соблюдается

Проверяется по согласованию теплового расцепителя с сечением кабеля:

$$I_{\text{ном.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.доп}}, \quad (104)$$

$$160 \leq 1,5 \cdot 140 = 210 \text{ А}$$

Условие соблюдается

Проверяется по чувствительности к току короткого замыкания:

$$I_{\text{кз. min}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.кз}}, \quad (105)$$

Ток однофазного КЗ принимается из таблицы 25.

Согласно /10, с.75/ зона регулирования при коротком замыкании с уставкой тока трогания  $(3 - 10) \cdot I_n$ , выключатель срабатывает без выдержки времени.

$$2756 \geq 1,25 \cdot 10 \cdot 160 = 2000 \text{ А}$$

Условие соблюдается. При однофазном КЗ с учетом переходного сопротивления, катушка электромагнитного расцепителя с помощью привода отключит выключатель.

Выбор автоматических выключателей по остальным силовым пунктам сведем в таблицу 34.

Таблица 33 – Выбор и проверка автоматических выключателей

Место установки	Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, $I_{ном. в.},$ А	Номинальный ток расцепителя, $I_{ном. расц.},$ А	Ток пиковый двигателя, $I_{пик},$ А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя, $I_{ср. эл.},$ А
КТП№1-СП1	ВА 04-36	250	160	482,205	1600
КТП№1-СП2	ВА 04-36	250	200	1311,4	2000
КТП№1-СП3	ВА 04-36	250	50	125,5	500
СП3-СП9	ВА 04-36	250	80	378,6	800
КТП№1-СП5	ВА 04-36	250	160	196,67	1600
КТП№1-СП6	ВА 04-36	630	400	969,574	2500
СП6-СП4	ВА 04-36	40	20	97,24	200
КТП№1-СП7	ВА 04-36	400	320	969,284	3200
КТП№1-СП8	ВА 04-36	250	200	392,87	2000
СП8-СП10	ВА 04-36	80	50	123,216	500
КТП№2-СП11	ВА 04-36	400	320	1386,77	3200
СП11-СП12	ВА 04-36	250	160	218,39	1600
КТП№2-СП14	ВА 04-36	400	250	335,37	2500
СП14-СП13	ВА 04-36	400	250	1486,74	2500
КТП№2-СП16	ВА 04-36	400	250	585,26	2500
СП16-СП15	ВА 04-36	250	200	635,208	2000
КТП№2-СП18	ВА 04-36	250	160	347,013	1600
СП18-СП17	ВА 04-36	160	80	331,99	800
КТП№2-СП19	ВА 04-36	400	250	553,014	2500
СП19-СП20	ВА 04-36	80	63	184,137	630
КТП№2-СП21	ВА 04-36	400	320	1233,71	3200
СП21-СП22	ВА 04-36	250	200	648,43	2000
КТП№2-СП23	ВА 04-36	250	160	1044,728	1600
КТП№3-СП24	ВА 51-39	630	400	438,687	4000
КТП№3-СП26	ВА 51-39	630	500	621,4	5000
СП26-СП25	ВА 04-36	80	63	220,73	630
КТП№3-СП27	ВА 04-36	400	250	616,95	2500
КТП№3-СП29	ВА 04-36	160	100	275,91	100
КТП№3-СП30	ВА 51-39	630	400	752,75	4000
СП30-СП28	ВА 04-36	160	80	478,28	800

Для защиты электроприемников подключенных к СП производится выбор предохранителей. Предохранители выбираются по следующим условиям:

$$\left. \begin{aligned} U_{ном} &\geq U_{уст} \\ I_{пл.в} &\geq I_{ном} \\ I_{отк.ном} &\geq I_{пл.о} \end{aligned} \right\}, (106)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение предохранителя, В;

$U_{\text{уст}}$  – установившееся напряжение сети, В;

$I_{\text{пл.в}}$  – ток плавкой вставки, А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток электроприемника, А;

$I_{\text{отк.ном}}$  – номинальный ток отключения предохранителя, кА;

$I_{\text{п.о.}}$  – периодическая составляющая тока КЗ, кА.

В качестве примера производится выбор предохранителя для одного электроприемника силового пункта СП1. Расчет по другим электроприемникам сводится в таблицу 35.

Для легких пусков предохранитель выбирается по условию:

$$I_{\text{в}} \geq \frac{k_{\text{п}} \cdot I_{\text{н}}}{2,5}, \quad (107)$$

где  $k_{\text{п}}$  – кратность пуска, принимается равной 5.

Для электроприемника №1 ток номинальный равен  $I_{\text{ном}}=27,94$  А

$$I_{\text{в}} \geq \frac{5 \cdot 27,94}{2,5} = 55,88 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель серии ПН-2-100

Ток номинальный предохранителя  $I_{\text{ном.пр}}=100$  А

Ток вставки  $I_{\text{в}}=60$  А

$60 \text{ А} > 27,94 \text{ А}$ , условие соблюдается

$60 \text{ А} > 55,88 \text{ А}$ , условие соблюдается

Отключающий номинальный ток предохранителя принимается из справочных данных /6, с.252/, он равен  $I_{\text{отк.ном}}=11$  кА

Ток КЗ принимается из таблицы 11.

$11 \text{ кА} > 2,756 \text{ кА}$

Предохранитель проверяется на согласование с сечением кабеля.

Выбирается кабель с сечением  $4 \times 2,5 \text{ мм}^2$ . Ток длительно допустимый кабеля  $I_{\text{дл.доп}} = 29 \text{ А}$ .

Согласование выбранной плавкой вставки с сечением кабеля проверяется по формуле:

$$I_{\text{с}} \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}, \quad (108)$$

$60 \text{ А} < 3 \cdot 29 = 87 \text{ А}$ , условие соблюдается

Проверяется по чувствительности к току короткого замыкания:

$$I_{\text{кз.min}}^{(1)} > 3 \cdot I_{\text{в}}, \quad (109)$$

$2756 \text{ А} > 3 \cdot 60 = 180 \text{ А}$ , условие соблюдается, предохранитель выбран верно.

В таблице 34 приведены результаты выбора для остальных предохранителей.

Таблица 34 – Результаты выбора предохранителей

Номер на плане	$I_{\text{ном.эп}}, \text{ А}$	Марка предохранителя	$I_{\text{пл.в}}, \text{ А}$	Марка кабеля	$F, \text{ мм}^2$	$I_{\text{дл.доп}}, \text{ А}$
1	2	3	4	5	6	7
1	27,94	ПН-2-100	60	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
2	16,47	НПН-60	40	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
3-14	9,04	НПН-60	20	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
15	78,07	ПН-2-250	200	АВВГ	$3 \times 10$	70
16	12,3	НПН-60	25	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
18	22,44	НПН-60	45	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
19	13,58	НПН-60	35	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
20-21	12,3	НПН-60	25	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
22	63,3	ПН-2-250	150	АВВГ	$3 \times 10$	70
23	5,22	НПН-60	15	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
24	8,55	НПН-60	20	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
25	220,99	ПН-2-600	500	АВВГ	$3 \times 70$	210
27	15,12	НПН-60	35	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
28-29	6,96	НПН-60	15	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
31	22,44	ПН-2-100	45	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
32	6,96	НПН-60	15	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
33	20,15	ПН-2-100	50	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
34	5,22	НПН-60	15	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
36-37	4,93	НПН-15	10	АВВГ	$4 \times 2,5$	29
38	6,96	НПН-60	15	АВВГ	$4 \times 2,5$	29

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7
40	13,58	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
41	4,93	НПН-15	10	АВВГ	4x2,5	29
42	3,71	НПН-15	10	АВВГ	4x2,5	29
44	9,28	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
45-46	5,22	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
47	11,13	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29
48	6,43	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
49	14,39	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
50	76,76	ПН-2-100	80	АВВГ	3x10	70
52-53	158,54	ПН-2-400	350	АВВГ	3x35	140
54	16,37	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
55	12,3	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29
57-58	153,16	ПН-2-400	350	АВВГ	3x50	175
60	13,58	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
61	6,96	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
63	12,35	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29
64	27,94	ПН-2-100	60	АВВГ	4x2,5	29
65-69	32,02	ПН-2-100	80	АВВГ	4x2,5	29
70-71	43,16	ПН-2-250	100	АВВГ	3x6	46
72	21,82	ПН-2-100	50	АВВГ	4x2,5	29
73-74	62,59	ПН-2-250	150	АВВГ	3x10	70
75	43,16	ПН-2-250	100	АВВГ	3x6	46
76	32,02	ПН-2-100	80	АВВГ	4x2,5	29
77	16	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
78-79	16	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
80-81	16	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
82	5,03	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
85	32,327	ПН-2-100	80	АВВГ	4x2,5	29
86	13,9	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
87	77,05	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
88-91	20,15	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
92	220,99	ПН-2-400	250	АВВГ	3x70	210
93-94	9,04	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
95	5,03	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
96	3,69	НПН-15	10	АВВГ	4x2,5	29
97	12,3	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29
98	6,86	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
100-101	23,73	ПН-2-100	50	АВВГ	4x2,5	29
102-103	78,04	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
104-107	9,043	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
108-110	44,64	НПН-60	45	АВВГ	3x4	38
113	99,48	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
114	220,99	ПН-2-400	250	АВВГ	3x70	210
115-122	20,15	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
123-126	9,043	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
129	27,94	ПН-2-100	60	АВВГ	4x2,5	29
130	22,44	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
131-132	13,38	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
133-136	20,15	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
137	373,99	ПН-2-600	400	АВВГ	3x150	335
138	490,8	ПН-2-600	500	АВВГ	2x(3x240)	465
139	4,93	НПН-15	10	АВВГ	4x2,5	29
140	12,05	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7
141	31,65	ПН-2-100	80	АВВГ	3x4	38
142-143	6,94	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
144	16,372	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
145-146	16,372	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
149-150	99,48	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
151	13,38	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
152	27,94	ПН-2-100	60	АВВГ	4x2,5	29
153-158	9,043	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
159-160	92,89	ПН-2-250	200	АВВГ	3x16	90
161	39,84	ПН-2-100	80	АВВГ	3x4	38
162-169	20,15	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
170	6,19	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
171	57,13	ПН-2-250	120	АВВГ	3x10	70
172	32,02	ПН-2-100	80	АВВГ	3x4	38
173	16	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
175	22,44	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
176	44,64	НПН-60	45	АВВГ	3x6	46
177	5,03	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
179	22,44	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
180	93,5	ПН-2-250	100	АВВГ	3x16	90
182-183	27,94	ПН-2-100	60	АВВГ	4x2,5	29
184	9,28	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
185	4,93	НПН-15	10	АВВГ	4x2,5	29
186	9,26	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
187	70,12	ПН-2-100	80	АВВГ	3x10	70
189-190	16	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
191-193	9,26	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
194	12,05	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29
195-196	16	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
197-198	16,372	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
200	27,94	ПН-2-100	60	АВВГ	4x2,5	29
201	70,12	ПН-2-250	150	АВВГ	3x10	70
202	207,92	ПН-2-600	500	АВВГ	3x50	175
203	9,26	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
204-205	20,37	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
206	31,65	ПН-2-100	80	АВВГ	4x2,5	29
207	16	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
208	9,26	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
209-210	6,94	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
214	192,64	ПН-2-600	400	АВВГ	3x50	175
215	23,73	ПН-2-100	50	АВВГ	4x2,5	29
216	9,26	НПН-60	20	АВВГ	4x2,5	29
218-221	5,03	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
222-225	6,94	НПН-60	15	АВВГ	4x2,5	29
226-229	12,3	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29
230-231	21,82	НПН-60	45	АВВГ	4x2,5	29
232-233	47,47	ПН-2-250	100	АВВГ	3x4	38
234-235	73,85	ПН-2-250	150	АВВГ	3x10	70
236-240	12,3	НПН-60	25	АВВГ	4x2,5	29
241	15,28	НПН-60	35	АВВГ	4x2,5	29
242-243	93,91	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
ПУ1-СП1	54,24	ПН-2-250	120	АВВГ	3x10	70
ПУ2-СП2	54,24	ПН-2-250	120	АВВГ	3x10	70



1	2	3	4	5	6	7
ПУ3-СП8	37,03	ПН-2-100	80	АВВГ	3x4	38
ПУ4-СП11	80,6	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
ПУ5-СП11	18,08	НПН-60	45	АВВГ	2x2,5	29
ПУ6-СП13	80,6	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
ПУ7-СП14	80,6	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
ПУ8-СП14	36,172	ПН-2-100	80	АВВГ	4x2,5	29
ПУ9-СП15	18,086	НПН-60	45	АВВГ	2x2,5	29
ПУ10-СП16	18,086	НПН-60	45	АВВГ	2x2,5	29
ПУ11-СП29	18,086	НПН-60	45	АВВГ	2x2,5	29
ПУ12-СП30	80,6	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
ПУ13-СП30	80,6	ПН-2-250	200	АВВГ	3x10	70
ПУ14-СП30	36,172	ПН-2-100	80	АВВГ	4x2,5	29

### 11.4 Построение карты селективности

Для проверки правильности выбора автоматических выключателей и предохранителей строится карта селективности на примере одной цепочки последовательно присоединенных элементов.

Карта селективности строится в логарифмическом масштабе: по оси абсцисс откладываются токи – расчетные, пиковые и короткого замыкания, по оси ординат – времена продолжительности пиковых токов и время срабатывания защит по защитным характеристикам. Для расчета составляется схема с изображением элементов используемых при построении карты селективности, приведенная на рисунке 13

Рисунок 13 – Схема для построения карты селективности

Для построения карты селективности используются данные пункта 1.12.4.:  $I_{\text{расч}} \text{ЭП} = 88,07 \text{ А}$ ,  $I_{\text{расчКЛ}} = 204,8 \text{ А}$ ,  $I_{\text{пик}} = 440,35 \text{ А}$ ,  $I_{\text{пик}} = 1966,2 \text{ А}$

$$I_{\text{к1}}^{(1)} = 2,02 \text{ кА}, I_{\text{к2}}^{(1)} = 3,081 \text{ кА}, I_{\text{к3}}^{(1)} = 3,33 \text{ кА}$$

На рисунке 18 приведены характеристики плавкой вставки предохранителя (1), характеристики автоматических выключателей (2 и 3). При токах КЗ в точках к1 и к2 защита должна работать селективно при отказе защиты нижней ступени.

-  
-  
-

#### Рисунок 14 – Карта селективности

Анализируя полученный результат при построении карты селективности можно отметить, что работа аппаратов защиты (предохранителя, автоматических выключателей) удовлетворяет условиям селективной работы. Как видно из рисунка кривая предохранителя ПН2-400 с током плавкой вставки 350 А, при пусковом токе двигателя плавкая вставка не перегорит и двигатель выйдет в нормальный режим работы. При появлении тока КЗ около клемной колодки двигателя предохранитель отключит его от сети 0,4 кВ (перегорит плавкая вставка). При появлении тока КЗ на шинах СП6 в работу вступает автоматический выключатель типа ВА04-36 с током электромагнитного расцепителя 400 А. Характеристика расцепителя подобрана так, чтобы при пиковой нагрузке кабельной линии, питающей СП6, автоматический выключатель не отключил потребителей СП. При появлении тока КЗ на шинах СП6 автоматический выключатель отключит его от шин КТП№1. Для защиты трансформаторов КТП№1 установлен выключатель типа АВ22М – 20Н с током электромагнитного расцепителя 1600 А.

## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для линий в сетях напряжением 10 кВ должны предусматривать устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение.

К устройствам релейной защиты, действующим на отключение предъявляются следующие требования: селективность (избирательность) действия, быстрота действия, чувствительность, надежность работы.

Основной называется защита, предназначенная для работы при всех или части видов КЗ в пределах всего защищаемого элемента (например, 100% длины линии) со временем, меньшим, чем у других установленных защит.

Резервной называется защита, предусматриваемая для работы вместо основной данного элемента в случаях ее отказа или вывода из работы, а также вместо защит смежных элементов при их отказе или в случаях отказов выключателей смежных элементов.

Максимальные токовые защиты с относительной селективностью реагируют на ток в защищаемом элементе. Они приходят в действие при превышении тока в месте их включения, некоторого заранее установленного значения. Токковые защиты выполняются с выдержкой времени.

Еще одним видом токовой защиты является токовая отсечка, работающая без выдержки времени.

В качестве релейной защиты отходящих присоединений 10 кВ для локомотивного депо и прилегающего района города выбирается токовая отсечка и МТЗ.

### 12.1 Защита ввода

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального рабочего тока, протекающего через вводной выключатель:

$$I_{c.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{\text{раб.мах}}, \quad (110)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равный 1,1, по /12, с.131/

$K_B$  – коэффициент возврата токового реле, равный 0,8 для реле РТ-40, по/12, с.131/.

$I_{\text{раб.мах}}$  – максимальный рабочий ток в линии в нормальном режиме, А;

$$I_{c.з.} = \frac{1,1}{0,8} \cdot 426,276 = 586,12 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле защиты определяется по выражению, А:

$$I_{\text{ср.р}} = I_{c.з.} \cdot \frac{K_{сх}}{K_T}, \quad (111)$$

где  $K_{сх}$  – коэффициент схемы (для схемы соединения трансформаторов тока в звезду  $K_{сх}=1$ ), /12, с.133/;

$K_T$  – коэффициент трансформации тока.

Коэффициент трансформации тока определяется по формуле:

$$K_T = \frac{I_1}{I_2}, \quad (112)$$

где  $I_1$  – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_2$  – вторичный ток трансформатора тока, равный 5 А.

$$K_T = \frac{630}{5} = 126$$

$$I_{c.p.} = \frac{586,12}{126} = 4,65 \text{ А}$$

Выбранная защита проверяется по чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (113)$$

где  $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$  – ток КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка.

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 537}{586,12} = 1,59$$

Чувствительность защиты является достаточной, если при КЗ в конце защищаемого участка  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$

Условие соблюдается  $1,59 > 1,5$ .

В качестве токовых реле защиты устанавливается реле типа РТ – 40/6.

## 12.2 Защита отходящих присоединений

Электроснабжение района города осуществляется кабельными линиями 10 кВ РП.

Кабельная распределительная сеть состоит из петлевых схем. Надежность электроснабжения обеспечивается за счет питания от двух секций шин РП.

Релейная защита кабельных линий распределительной сети 10 кВ выполняется обычно в виде максимальных токовых защит (МТЗ).

На примере приводится расчет релейной защиты кабельной линии от РП до КТПГ №2.

В качестве тока срабатывания защиты применяют наибольшее значение  $I_{\text{с.з.}}$ , найденное по следующим расчетным условиям.

Обеспечение возврата пускового органа защиты в начальное положение после его срабатывания при отключении внешнего КЗ определяется по формуле, А:

$$I_{\bar{n},\zeta} \geq \frac{\hat{e}_{\zeta\bar{a}\bar{i}} \cdot \hat{e}_{\bar{n},\zeta} \cdot I_{\text{ддд.ййб}}}{\hat{e}_{\bar{a}}}, \quad (114)$$

где  $k_{\text{зап}}$  – коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимают 1,2;

$k_{\text{с,з}}$  – коэффициент самозапуска, учитывает возможность увеличения тока защищаемой линии, принимаем равным 1,25 ;

$I_{\text{раб.мах}}$  – максимальный ток в линии в нормальном режиме, А;

$$I_{\text{с,з}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,25 \cdot 54,73}{0,8} = 102,61 \text{ А}$$

Определяется ток срабатывания реле по выражению:

$$I_{\text{ср.р}} = 102,61 \cdot \frac{1}{15} = 6,84 \text{ А}$$

Для защит с реле имеющих плавную регулировку (РТ-40), для данного случая, полученное значение тока срабатывания реле принимают за окончательное. Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{ч}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (115)$$

где  $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы РП при КЗ в конце защищаемого участка;

$k_{\text{ч}}$  – коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединения трансформаторов тока и реле, по /12, с.134/

$$k_{\text{ч}} = 0,87 \cdot \frac{532}{102,61} = 4,51$$

Условие соблюдается  $4,51 > 1,5$ , принимается к установке реле РТ-40/7

Первичный ток срабатывания ТО определяется из условия надежного несрабатывания ее при трехфазном коротком замыкании в конце защищаемой линии.

Для петлевых схем, питающих группу силовых трансформаторов, должно выполняться условие отстройки от суммарного броска намагничивающих токов этих трансформаторов, от РП по КТПГ №2:

$$I_{с.з} \geq k_{отс} \cdot \sum I_{ном.тр} , \quad (116)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаем 1,3 для реле РТ-40;

$\sum I_{ном.тр}$  – сумма номинальных токов трансформаторов, присоединенных к защищаемой линии.

$$I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 109,46 = 142,298 \text{ А}$$

Выбранная защита проверяется по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} , \quad (117)$$

где  $I_{к.мин}^{(2)}$  – минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка

Чувствительность защиты является достаточной, если при КЗ в конце защищаемого участка  $k_{ч} \geq 1,5$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.маx}^{(3)} , \quad (118)$$



$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 534 = 462,45 \text{ A}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{462,45}{142,298} = 3,24$$

Условие соблюдается  $3,24 > 1,5$ .

### **12.3 Двухступенчатая максимальная токовая защита секционного выключателя**

Для защиты секционного выключателя от многофазных КЗ устанавливаем двухступенчатую токовую защиту:

1 степень – МТЗ без выдержки времени;

2 степень – МТЗ с выдержкой времени.

Ток срабатывания отсечки отстраивается от тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ, и определяется по выражению, А:

$$I_{C.O.} = K_H \cdot I_{к.мах}, \quad (119)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, принимаемый равный 1,1 /12, с.131/

$$I_{C.O.} = 1,1 \cdot 537 = 590,7 \text{ A}$$

Определяется ток срабатывания реле защиты, А:

$$I_{C.P.} = \frac{585,2}{300/5} = 3,9 \text{ A.}$$

В качестве реагирующего органа защиты устанавливаем реле РТ – 40/6.

В данном случае чувствительность не проверяется.

Токовая отсечка играет роль основной защиты, выдержка времени которой,  $t_{TO}=0$ .

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального рабочего тока, протекающего через секционный выключатель:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1}{0,8} \cdot 236,82 = 325,62 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле защиты, А:

$$I_{с.р.} = \frac{325,62}{400/5} = 4,07 \text{ А}$$

Производится расчет коэффициента чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 537}{325,62} = 2,85$$

Условие соблюдается  $2,85 > 1,5$ .

В качестве токовых реле защиты устанавливаем реле типа РТ – 40/6.

Принимаем реле времени типа ЭВ-113,  $t_{ср}=0,5$  с.

## **12.4 Автоматика**

*Автоматическое включение резерва.*

Устройства АВР устанавливаются на КТП, КТПГ и РП.

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 минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Пуск схемы АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР.

Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения рекомендуется принимать из условия:

$$U_{c.p} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}, \quad (120)$$

$$U_{c.p} = 0,35 \cdot 10 = 35 \text{ В}$$

Схемы АВР должны:

- 1) обеспечивать возможно ранее выявление отказа рабочего источника питания;
- 2) действовать согласованно с другими устройствами автоматики (АПВ, АЧР) в интересах возможного полного сохранения технологического процесса;
- 3) не допускать включения резервного источника на КЗ;
- 4) не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

*Автоматическое повторное включение.*

Устройства автоматического повторного включения предусматриваются на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однострансформаторных ГПП.

Требования к устройству АПВ.

Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено

устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия  $t_{АПВ}$  должно быть не меньше необходимого для полной дионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых УАПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

### 13 ЗАЗЕМЛЕНИЕ РП

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

Рассчитывается заземляющее устройство РП 10 кВ.

Сопротивление защитного заземления определяется из условия выполнения общего заземления устройства для  $U=10$  кВ:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (121)$$

где  $U_3 = 250$  В, так как заземляющее устройство используется только для установок напряжением выше 1 кВ

$I_3$  – расчетный ток замыкания на землю, А

$$I_3 = \frac{U \cdot (35 \cdot l_{\text{ка}} + l_{\text{вл}})}{350}, \quad (122)$$

где  $U$  – линейное напряжение сети, кВ

$l_{\text{ка}}$  и  $l_{\text{вл}}$  – суммарная длина электрически связанных между собой кабельных и воздушных линий, км

$$I_3 = \frac{10 \cdot (35 \cdot 12,6)}{350} = 12,6 \text{ А}$$

Сопротивление заземляющего устройства для сети 10 кВ:

$$R_3 = \frac{250}{12,6} = 19,84 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющего устройства для напряжения 10 кВ должно быть не более 10 Ом, согласно /5, с.76/.

Сопротивление естественных заземлителей отсутствует.

Заземляющее устройство выполняем в виде контура из полосы 40х4 мм, проложенной на глубине 0,7 м вокруг РП на расстоянии 1,5 м от фундамента здания, согласно /5, с.73/.

Общая длина полосы составляет 128,32 м

Определяется сопротивление горизонтального заземлителя (соединительной полосы контура):

$$r_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{bt}, \quad (123)$$

где  $l$  – длина полосы, м;

$b$  – ширина полосы, м;

$t$  – глубина заложения, м;

$\rho_{расч}$  – расчетное сопротивление земли для горизонтальных заземлителей.

$$\rho_{расч} = k_c \cdot \rho, \quad (124)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, по /4, с.592/;

$k_c$  – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта.

$k_c$  принимается 3,5÷2,0 по /4, с.593/

$$\rho_{расч} = 3 \cdot 86 = 258 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$r_r = \frac{0,366 \cdot 258}{67,6} \cdot \lg \cdot \frac{2 \cdot 67,6^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 17,73 \text{ Ом}$$

С учетом коэффициента использования сопротивления полосы:

$$R_r = \frac{r_r}{\eta_r}, \quad (125)$$

где  $\eta_r$  – коэффициент использования по таблице 7.4 /4, с.593/

Предварительно принимается в контуре 10 вертикальных электродов электродов.

$$\eta_r = 0,34$$

$$R_r = \frac{17,73}{0,34} = 52,14 \text{ Ом}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей определяется по формуле, Ом:

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_3}{R_r - R_3}, \quad (126)$$

$$R_B = \frac{52,14 \cdot 10}{52,14 - 10} = 12,37 \text{ Ом}$$

$R_{иск} = R_3$ , так как естественные заземлители отсутствуют

Количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (127)$$

где  $\eta_6$  - коэффициент использования вертикальных заземлителей определяется по /3, с. 594/

$$r_6 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (128)$$

где  $\eta_{расч}$  – расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$l$  – длина стержня, м;

$d$  – диаметр стержня, м;

$t$  – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

Сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня длиной 5 м., диаметром 5 мм при):

$$\rho_{расч} = k_c \cdot \rho, \quad (129)$$

где  $k_c$  – определяется по таблице 8.2, /13/, принимается равным 1,25;

$\rho$  - удельное сопротивление земли при нормальной влажности равно

$$\rho = 86 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$\rho_{расч} = 1,25 \cdot 86 = 108 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$r_6 = \frac{0,366 \cdot 108}{5} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 24,4 \text{ Ом}$$

$$n_B = \frac{24,4}{12,37 \cdot 0,57} = 3,46$$

Принимаются к установке 4 вертикальных заземлителя.

Для сравнения производится проверка расчетного сопротивления заземлителя с сопротивлением допустимым 10 Ом:



$$R = \frac{R_6 \cdot R_2}{n_2 \cdot R_6 + n_6 \cdot R_2}, \quad (130)$$

$$R = \frac{12,37 \cdot 52,14}{1 \cdot 12,37 + 4 \cdot 52,14} = 2,91 \text{ Ом}$$

$$2,91 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом}$$

Таким образом выбранный заземлитель удовлетворяет условию

На рисунке 17 приводится конструкция принятого заземления РП.

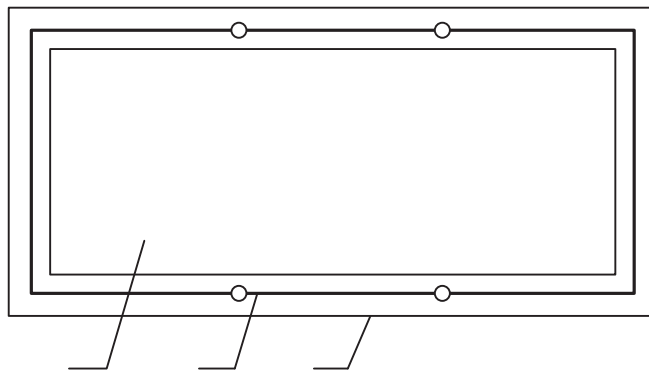


Рисунок 15 – План заземляющего устройства

- 1 – площадь занятая РП (22,2x5,6 м<sup>2</sup>)
- 2 – заземляющий контур (25,2x8,6 м<sup>2</sup>)
- 3 – ограждение РП

## 14 РАСЧЕТ ЕМКОСТНОГО ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Многолетний опыт эксплуатации позволил установить критические значения емкостных токов замыкания на землю, которые в зависимости от номинального напряжения системы составляют 20 А при 10 кВ, согласно /14, с.91/. Если ток замыкания превышает указанные значения, используют компенсацию его с помощью дугогасящих реакторов.

Приближенно емкостной ток  $I_c$ , можно определить по следующей формуле для кабельной линии, А:

$$I_c = \frac{U \cdot l}{10} = \frac{10 \cdot 12,6}{10} = 12,6 \text{ А}, \quad (131)$$

где  $U$  – междуфазное напряжение, кВ;

$l$  – длина электрически связанной сети данного напряжения для городских кабельных линий, а также кабельных линий, питающих локомотивного депо, км

Длина кабельных линий ( $l$ ) с учетом электрической сети прилегающего района города Белогорска схема электроснабжения которого приведена на листе 2.

$$20 \text{ А} > 12,6 \text{ А}$$

Следовательно, в компенсации нет необходимости

## 15 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 15.1 Основная цель расчета

Необходимость в реконструкции системы электроснабжения «Локомотивного депо» вызвана тем, что изменился вид ремонта подвижного состава, увеличилась мощность предприятия, так как были введены новые виды ремонта, которые ранее не производились. Возникла необходимость повышения надежности электроснабжения оборудования, так как 33% электроприемников относятся ко второй категории электроснабжения.

Все выше перечисленные факторы потребовали пересмотра существующей системы электроснабжения, и встала необходимость решения поставленных технических и экономических задач.

### 15.2 Определение капитальных вложений и себестоимости электроэнергии

При реконструкции электроснабжения предприятия к рассмотрению были предложены две схемы электрической сети. Проведя технико-экономическое сравнение двух вариантов, выбрали наиболее выгодный, который соответствует всем выше перечисленным требованиям.

Затраты на потребляемую предприятием электроэнергию складываются из расчетов с энергоснабжающей организацией по договору на энергоснабжение и затрат на содержание энергохозяйства предприятия.

Численность персонала электроучастка, осуществляющего ремонт, обслуживание электротехнического оборудования Локомотивного депо, составляет 14 человек. При этом 4 человека дежурный персонал, остальные относятся к ремонтному персоналу, который занимается ремонтом электрооборудования в порядке текущей эксплуатации. При реконструкции предусматривается, что обслуживающий персонал электроучастка произведет монтаж электрической сети 0,4 кВ без вмешательства посторонних монтажных организаций, тем самым дополнительная численность персонала не требуется. Поэтому дополни-

тельные расходы на заработную плату и отчисления на социальные нужды отсутствуют.

При реконструкции электроснабжения предприятия, добавляется дополнительное электрооборудование, которое ранее не входило в состав предприятия. К установке принимаются комплектные трансформаторные подстанции (КТП), располагающиеся внутри цехов. Количество КТП составляет 3 штуки.

Для обслуживания трех новых КТП потребуется дополнительное привлечение специалистов. Норматив численности для ремонта и обслуживания трансформаторов КТП приблизительно равен 14,4 чел. на 100 единиц оборудования. Для предприятия дополнительная численность составляет 0,43 чел. Из расчета видно, что увеличение численности персонала для обслуживания КТП не требуется, обслуживание объектов будет производиться персоналом электроучастка.

Для начисления заработной платы рабочим электроучастка, основой является тарифная система, которая включает в себя тарифно-квалификационные справочники, тарифные сетки и тарифные ставки.

На основании принятых сроков полезного использования оборудования определяются годовые размеры амортизационных отчислений по каждому виду,  $A$ :

$$A = \frac{K_{\Sigma i}}{T_{\text{сл}}}, \quad (132)$$

где  $T_{\text{сл}}$  – срок службы  $i$ -го оборудования (принимается в соответствии с Постановлением №1 Правительства РФ от 1.01.02 г. «Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы»), лет.

Капитальные вложения в принятый вариант электрической сети предприятия сводятся в таблицу 43.

Таблица 35 – Капиталовложения в работу

Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость за единицу, тыс.руб.	Итого, тыс.руб.	Срок службы лет	Амортизационные отчисления А, тыс.руб.
КТП 400/10	шт	2	170,77	341,54	20	17,08
КТП 630/10	шт	2	240,29	480,58	20	24,1
КТП 630/10	шт	2	240,29	480,58	20	24,1
ТОЛ 10-УЗ	шт	18	5	90	5	18
ЩРС (250А)	шт	24	6,214	149,14	10	14,91
ЩРС (400А)	шт	4	8,464	33,856	10	3,38
ЩРС (600А)	шт	1	10,2	10,2	10	1,02
ВА 04-36	шт	32	17,4	556,8	20	27,84
ВА 53-41	шт	3	21,2	63,6	20	3,18
Итого	-	-	-	2206,3		133,61
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x2,5)мм <sup>2</sup>	км	2,2	4,360	9,592	20	0,46
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x4)мм <sup>2</sup>	км	0,173	5,960	1,031	20	0,051
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x6)мм <sup>2</sup>	км	0,0512	7,320	0,374	20	0,02
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x10)мм <sup>2</sup>	км	0,298	10,760	3,21	20	0,16
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x16)мм <sup>2</sup>	км	0,325	15,000	4,875	20	0,243
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x25)мм <sup>2</sup>	км	0,0142	26,100	0,37	20	0,018
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x35)мм <sup>2</sup>	км	0,183	33,500	6,13	20	0,3
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x50)мм <sup>2</sup>	км	0,415	46,720	19,4	20	0,97
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x70)мм <sup>2</sup>	км	0,253	65,280	16,51	20	0,82
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x95)мм <sup>2</sup>	км	0,111	92,710	10,29	20	0,51
КЛ 0,4кВ-АВВГ (3x120)мм <sup>2</sup>	км	0,155	114,460	17,74	20	0,88
КЛ 0,4кВ-АВВГ 2x(3x240)мм <sup>2</sup>	км	0,024	198,885	4,77	20	0,238
Итого	-	-	-	94,292	-	4,67

Издержки на содержание и эксплуатацию оборудования ( $P_{\text{сз}}$ ) связывают с амортизационными отчислениями по базовому предприятию в %, т.е. издержки на монтаж и ремонт. Дополнительные расходы на содержание и эксплуатацию оборудования определены согласно «Нормативам затрат на ремонт в % от

балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций»  
РАО ЕЭС России:

$$\mathcal{E}_{\text{СЭО}} = P_{\text{СЭО}} \cdot K_{\Sigma i}, \quad (133)$$

где  $P_{\text{СЭО}} = 0,4 \%$  для кабельных линий

$P_{\text{СЭО}} = 3,7 \%$  для силового оборудования

$$\mathcal{E}_{\text{СЭО}} = 0,004 \cdot 94,292 + 0,037 \cdot 2206,3 = 82,01 \text{ тыс.руб.}$$

Цеховые расходы принимаются равными 0,5% от капитальных вложений:

$$\mathcal{Z}_{\text{ЦЕХ}} = 0,005 \cdot K_{\Sigma i} = 0,005 \cdot 2300,59 = 11,5 \text{ тыс.руб.} \quad (134)$$

Общехозяйственные расходы принимаются равными 3% от капитальных вложений:

$$\mathcal{Z}_{\text{ХОЗ}} = 0,03 \cdot K_{\Sigma i} = 0,03 \cdot 2300,59 = 69,02 \text{ тыс.руб.} \quad (135)$$

Полная себестоимость (Псеб) включает все статьи калькуляции, связанные с реализацией работы:

$$P_{\text{себ}} = \mathcal{Z}_{\Pi} + C_{\text{Н}} + A + \mathcal{E}_{\text{СЭО}} + \mathcal{E}_{\text{ЦЕХ}} + \mathcal{E}_{\text{ХОЗ}}, \quad (136)$$

$$P_{\text{себ}} = 0 + 0 + 138,28 + 82,01 + 11,5 + 69,02 = 300,81 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость продукции – это важный экономический показатель, который характеризует уровень использования основных фондов предприятия, степень механизации и автоматизации производственных процессов, уровень

производительности труда, качество эксплуатации оборудования, является основой ценообразования, используется для расчета прибыли и рентабельности.

Себестоимость электроэнергии – это отношение производственной себестоимости к полезному отпуску электроэнергии. Себестоимость калькуляционной единицы определяется по выражению:

$$C = \frac{\Pi_{с\acute{e}б}}{\Sigma W}, \quad (137)$$

Производится расчет себестоимости электроэнергии для «Локомотивного депо» по формулам, приведенным выше.

Годовой расход электроэнергии предприятием определяется по выражению:

$$\Sigma W = P_{\max} \cdot T_{\max}, \quad (138)$$

где  $T_{\max}$  – годовое число часов использования максимума нагрузки,  
 $T_{\max} = 4000$  ч

Используя данные пункта 1.3 части 1 бакалаврской работы определяется максимальная нагрузка депо, кВт:

$$P_{\max} = 1,81 \text{ МВт}$$

$$\Sigma W = 1,81 \cdot 4000 = 7240 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$C = \frac{300,81}{7240} \cdot 100 = 4,15 \text{ руб/тыс.кВт}\cdot\text{ч}$$

В связи с реконструкцией электрической сети локомотивного депо себестоимость потребленных тыс. кВт·ч составляет 4,15 руб.

## 16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

При реконструкции электрических сетей важной задачей является обеспечение безопасности использования всех объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования «Правил устройства электроустановок». В разделе безопасность и экологичность рассматривается вопрос безопасного проведения работ при сооружении кабельных линий и установке комплектных трансформаторных подстанций в районе города Белогорска, прилегающего к «Локомотивному депо».

Район, в котором производится реконструкция, характеризуется климатическими условиями, приведенными в таблице 45. Данные получены с учетом существующих документов по многолетним наблюдениям на метеостанции города Белогорска.

Таблица 36 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетные данные
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра (северо-западный ветер), м/сек	32
Район по гололеду	II
Низшая температура воздуха, С <sup>0</sup>	-42
Высшая температура воздуха, С <sup>0</sup>	36
Число грозных часов в год	45
Средняя скорость ветра, м/сек	2,6
Температура гололеда образования, С <sup>0</sup>	-3до-5
Степень загрязненности атмосферы	I
Высота снежного покрова, см	40
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3,2
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности	1,5
Тип почвы	Тяжелый суглинок

### 16.1 Безопасность

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, двойная изоляция.

Прокладка кабельных линий в траншеях производится на глубине 0,7м, при этом учитывается, пересекает кабельная линия проезжую часть, железно-



дорожный путь или другие объекты, которые могут находиться в земле. В местах, где присутствует одно из вышеперечисленных условий, защита кабельной линии осуществляется защитным коробом, который препятствует повреждению кабеля при его эксплуатации.

Разгрузка кабеля и его прокладка должна производиться согласно, «Правил техники безопасности» (ПТБ). Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а также разматывание кабеля с барабанов и прокладку его необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и приняты меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Перед началом перекачки барабана необходимо прочно закрепить конец кабеля. Разматывать кабель разрешается только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Для этого применяется специальная тележка, оборудованная тормозным устройством или домкраты. В холодное время года при прокладке кабеля на открытом воздухе допускается прогревать кабель напряжением не выше 250 В. При напряжении выше 42 В, броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При эксплуатации оборудования пункта распределения электрической энергии для защиты персонала от поражения электрическим током предусмотрено защитное заземление.

## **16.2 Расчет равномерного освещения для распределительного пункта методом коэффициента использования**

Рассчитывается система общего искусственного освещения производственного помещения длиной (А), шириной (В), высотой (Н).

В качестве источника света будем использовать люминесцентные лампы.

Общее равномерное освещение применяется для тех помещений, где работа производится по всей площади и нет необходимости в лучшем освещении отдельных участков. Для составления таблицы 46 примем данные из /1/.

Таблица 37 – Данные к расчету искусственного освещения

A, м	B, м	H, м	h <sub>п</sub> , м	P <sub>с</sub> , %	P <sub>п</sub> , %	k	z
22,2	5,6	3,5	0,7	30	50	1,4	0,9

Коэффициент отражения стен (P<sub>с</sub>), потолка (P<sub>п</sub>). Коэффициент запаса (k) для помещений с нормальными условиями среды (учебные помещения, лаборатории и проч.) k = 1,2– 1,4, коэффициент неравномерности освещения (z). Высота рабочей поверхности (h<sub>п</sub>). Основные требования и значения нормируемой освещенности рабочих поверхностей изложены в, /2, с.40/. Для помещения РП E<sub>н</sub>=200 лк

Высота распределительных щитов – 2,4м

Для освещения рабочего помещения выбирается светильник ОД-2-30, /1, с.5/:

- длина L<sub>св</sub>=933 мм;
- ширина 204 мм;
- высота 156 мм;
- КПД=75%;
- U=127 В;
- P<sub>л</sub>=15 Вт;
- U<sub>л</sub>=58 В;
- I<sub>л</sub>=0,30 А;
- световой поток ЛБ=640 лм.

В зависимости от типа светильника существует расстояние между светильниками:

$$\lambda = \frac{L}{h}, \quad (139)$$

где  $L$  – расстояние между светильниками, м;

$h$  – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м.

$\lambda$  - определяется по таблице 7 / 1, с.11/

Для ОД  $\lambda = 1,4$

Определется расстояние между рядами светильников, м:

$$L = \lambda \cdot h, \quad (140)$$

$$h = H - h_p - h_c, \quad (141)$$

где  $h_p$  – высота светильника над рабочей поверхностью, м;

$h_c$  – расстояние светового центра светильника до потолка, м.

$h_c$  принимается 0,5 м

$$h_p = 3,5 - 0,7 - 0,5 = 2,3 \text{ м} \quad (142)$$

$$L = 1,4 \cdot 2,3 = 2,53 \approx 3,22 \text{ м}$$

Определяется количество рядов светильников:

$$n_{\text{ряд}} = B/L, \quad (143)$$

где  $B$  – ширина помещения, м

$$n_{\text{ряд}} = \frac{5,6}{3,22} = 1,74 \approx 2 \text{ шт.}$$

Определяется количество светильников в одном ряду:

$$n_{\text{свряд}} = \frac{A - 2 \frac{L}{3}}{L_{\text{св}}}, \quad (144)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{22,2 - 2 \frac{3,22}{3}}{0,933} = 21,48 \approx 21 \text{ шт.}$$

$$\Delta = \frac{0,xx \cdot l_{св}}{n'_{свряд} - 1} \quad (145)$$

$$\Delta = \frac{0,48 \cdot 0,933}{21 - 1} = 0,022\%$$

Определяется общее количество светильников:

$$N_{св} = n_{ряд} \cdot n'_{свряд}, \quad (146)$$

$$N_{св} = 2 \cdot 21 = 42 \text{ шт.}$$

Рассчитаем расчетное значение ширины помещения:

$$B' = 2 \frac{L}{3} + (n_{ряд} - 1)L + n_{ряд} u_{св} \quad (147)$$

$$B' = 2 \frac{3,22}{3} + (2 - 1)3,22 + 2 \cdot 0,2 = 5,76 \text{ м}$$

Определим насколько реальная длина помещения отличается от рассчитанной:

$$\delta = B - B' \quad (148)$$

$$\delta = 5,6 - 5,76 = -0,16 \text{ м}$$

Определим на сколько нужно уменьшить или увеличить размеры L и L/3:

$$\Delta L = \frac{3\delta}{2 + 3(n_{ряд} - 1)} \quad (149)$$

$$\Delta L = \frac{3 \cdot 0,16}{2 + 3(2 - 1)} = 0,096 \text{ м}$$

$$\Delta L' = \frac{\delta - (n_{ряд} - 1)\Delta L}{2} \quad (150)$$

$$\Delta L' = \frac{0,16 - (2-1)0,096}{2} = 0,032 \text{ м}$$

Скорректированные значения будут равны:

$$L' = L + \Delta L \quad (151)$$

$$L' = 3,22 + 0,096 \text{ м}$$

$$\left(\frac{L}{3}\right)' = \frac{L}{3} + \Delta L'$$

$$\left(\frac{L}{3}\right)' = 1,07 + 0,032 \text{ м} \quad (152)$$

Количество лам в помещении:

$$n = \text{ряд} \cdot n'_{\text{сряд}} \cdot a$$

$$n = 2 \cdot 21 \cdot 2 = 84$$

Расстояние от стен помещения до крайних светильников рекомендуется  $1/3 \cdot L$ .

$$h_{\text{ст}} = 0,33 \cdot 3,22 = 1,06 \text{ м}$$

Определяется величина светового потока лампы по формуле:

$$F = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot Z}{n \cdot \eta}, \quad (153)$$

где  $E$  – минимальная освещенность, лм;

$k$  – коэффициент запаса;

$S$  – площадь помещения, м<sup>2</sup>;

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения;

$n$  – число ламп в помещении;

$\eta$  - коэффициент использования светового потока (в долях единиц).

Коэффициент использования светового потока – это отношение полезного светового потока, достигающего освещаемой поверхности, к полному световому потоку в помещении.

Для определения коэффициента использования по таблице необходимо знать индекс помещения  $i$ , значения коэффициентов стен и потолка и тип светильника.

Индекс помещения определяется по формуле /1, с.8/:

$$i = \frac{S}{h_p \cdot (A + B)}, \quad (154)$$

$$i = \frac{124,32}{2,3 \cdot (22,2 + 5,6)} = 1,94$$

По таблице 18 /1/ определяется коэффициент использования для светильника типа ШОД. Он равен  $\eta = 0,43\%$

$$F = \frac{150 \cdot 1,4 \cdot 124,32 \cdot 0,9}{84 \cdot 0,43} = 650 \text{ лм}$$

Проверяется правильность выбора типа и мощности светильника по выражению:

$$-10\% \leq \frac{F_{\text{табл}} - F_{\text{расч}}}{F_{\text{табл}}} \cdot 100\% \leq +20\%, \quad (155)$$

$$\frac{640 - 650}{640} \cdot 100\% = -1,56\%$$

Условие выбора соблюдается, светильник выбран правильно.

Вывод: проведенные расчеты показали, что в помещении шириной 5,6 м, длиной 22,2 м, высотой 3,5 м, целесообразно применять светильники ОД-2-30 длиной 933 мм, шириной 204 мм, высотой 156 мм и КПД 75%, с лампами ЛБ=640 лм, т.к. они обеспечивают необходимую освещенность помещения. Светильники расположили в два ряда по 21 штуке в каждом.

На рисунке 16 изображается план расположения светильников в распределительном пункте.

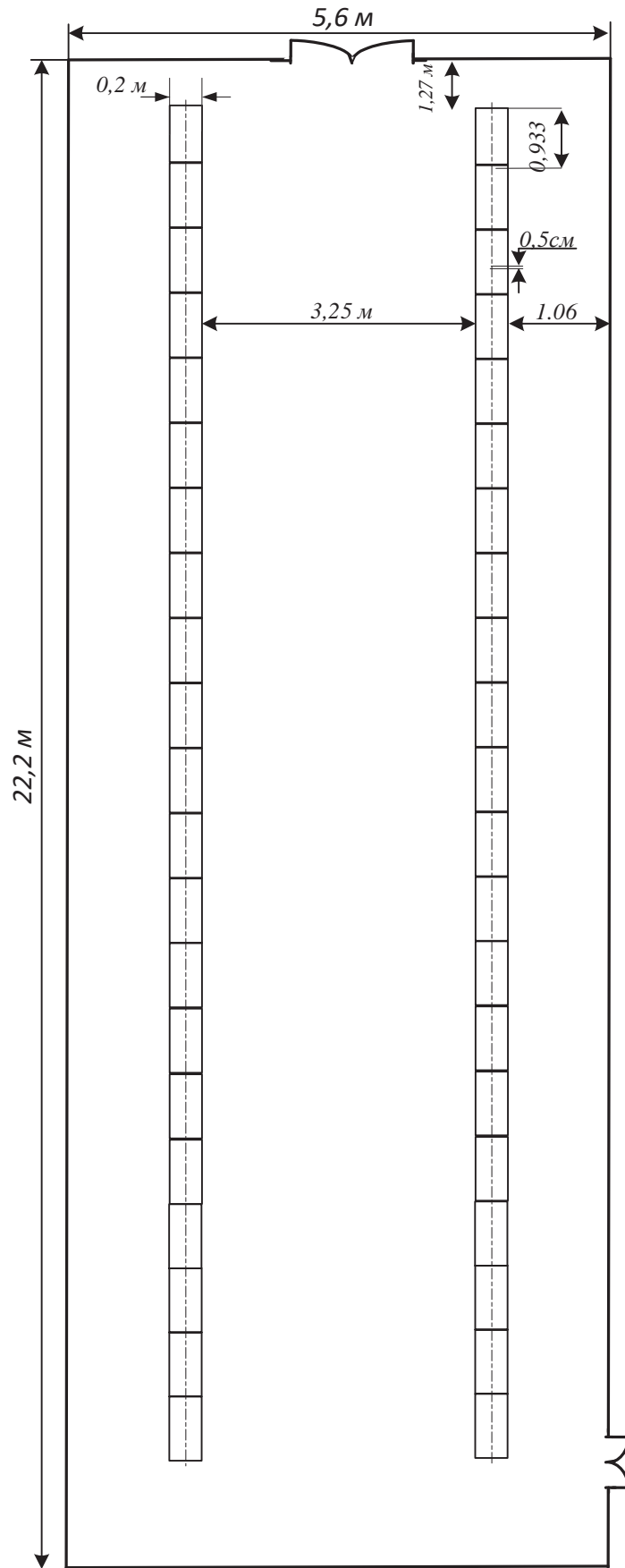


Рисунок 16 – Размещение светильников внутри помещения РП



### 16.3 Экологичность

В бакалаврской работе ведется реконструкция сетей 10/0,4 кВ. Согласно таблицы 3, /27/, № 14 278ТМ-Т1.

Площадь земельного участка отводится следующая:

- 1) для комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 25–630 кВА – 50 м<sup>2</sup>;
- 2) для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 160 – 630 кВА – 80 м<sup>2</sup>;

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную).

В данной бакалаврской работе отсутствуют линии сверхвысокого напряжения, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Защита окружающей среды от загрязнений на современном этапе помимо задачи повышения общественной производительности труда включает так же и задачу улучшения условий жизни человека, сохранение его здоровья.

Рассматривая вопрос экологичность, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести маслонаполненные трансформаторы. В бакалаврской работе используются городские комплектные трансформаторные подстанции закрытого типа, которые маслоприемниками не оборудуются. Трансформаторы устанавливаются на специальные подставки, которые с помощью анкерных болтов крепятся к полу помещения. Помещение выполнено в виде металлического корпуса, стены которого утеплены и проложен звукоизолирующий материал, тем самым КТП не оказывает шумовых воздействий.

## 17 ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

### 17.1 Пожарная безопасность

Одним из важных вопросов является вопрос о пожарной безопасности. В качестве примера рассмотрим распределительный пункт, который является базовым распределительным пунктом снабжения электроэнергией реконструируемого предприятия и прилегающего к нему района города.

Определяются основные размеры помещения РП и расстановку в нем оборудования. Расстановку оборудования и размеры помещения покажем на рисунке 17 приведенном ниже. Распределительный пункт расположен в одном помещении, имеет две секции шин, щит диспетчерского управления, щит телеуправления.



Рисунок 17 – План распределительного пункта  
Определим необходимое количество огнетушителей для РП

Расстояние от места очага пожара до места расположения огнетушителей согласно /30, с.124/ не должно превышать 20 метров. Количество огнетушителей на  $200\text{м}^2$  составляет, по /30/: 2 порошковых объемом 5л и 2 углекислотных объемом 5л, а также должен быть водопровод. Для РП общая площадь составляет  $124,32\text{м}^2$ . Для установки достаточно четырех огнетушителей. Размещение огнетушителей согласно /31/ должно соответствовать нормам ППБ 01 – 93.

Установка на высоте не более 1,5м от уровня пола до верхнего торца огнетушителя весом до 15 кг, на расстоянии от двери достаточным для полного открывания двери.

Для обеспечения места нахождения огнетушителей должны быть установлены знаки согласно ГОСТ 12.4.026 –2002. Знаки должны располагаться на видных местах на высоте 2 – 2,5м от уровня пола.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе реконструировалась электроснабжение потребителей локомотивного депо сети 0,4 кВ и прилегающего района города Белогорска. Разработан вариант схемы электроснабжения, выбраны комплектные трансформаторные подстанции, источник питания и средства защиты и автоматики.

Исходными данными для расчета являлись – план предприятия, нагрузка установленного оборудования, в результате чего произведен расчет и выбор КТП предприятия, силовых пунктов и кабельных линий.

На РП произведен выбор высоковольтных аппаратов и их проверка по термической и электродинамической стойкости. К установке приняты вакуумные выключатели типа ВВЭ-10.

При расчете релейной защиты и автоматики выбраны реле для отходящих присоединений, секционного и вводного выключателей.

Рассмотрен раздел организационно-экономической части работы, а также к рассмотрению представлен раздел «Безопасность и экологичность».

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Гольстрем В.А., Иваненко А.С. «Справочник энергетика промышленных предприятий». Издание 4-е, переработанное и дополненное. Киев, «Техника», 1977.
- 2 Указания по расчету электрических нагрузок (технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект № 358-90 от 1 августа 1990г.)
- 3 Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. «Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования», М.: «Энергоатомиздат», 1987.
- 4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование станций и подстанций»: Учебник для техникумов. – 3-е изд., переработанное и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 5 Правила устройства электроустановок / Минтопэнерго РФ. – 7-изд., перераб. и доп. – 2003. – 648 с.: ил.
- 6 Блок В.М.: «Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей».–М.: Высш. школа, 1990.
- 7 Блок В.М., Обушев Г.К., Паперенко Л.Б.: «Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей».–М.: Высш. школа, 1990.
- 8 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94
- 9 Козлов В.А.: «Электроснабжение городов». – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1988.
- 10 Липкин Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок». – М.: Высш. школа, 1990.
- 11 Барыбин Ю.Г. и др. «Электроустановки промышленных предприятий». – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с
- 12 Овчаренко А.С., Рабинович М.Л., Мозырский В.И.,– К.: Техника, 1985.
- 13 Нейфульд М.Р.Заземление и защитные меры безопасности. – М.: Энергия, 1971.

- 14 Правила техники эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – С116: ООО Альтернативная Полиграфия, 2003. – 312 стр.
- 15 Козлов В.А. и др. Справочник по проектированию электроснабжения городов/В. А. Козлов, Н. И. Билик, Д. Л. Файбисович. –2-е изд., перераб. и доп.-Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 256 с.: ил.
- 16 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 880 с.: ил.
- 17 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 880 с.: ил.
- 18 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с.: ил.
- 19 Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. М. Минтопэнерго, 1994.
- 20 Идельчик В.И.. «Электрические системы и сети», М: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.
- 21 Стандарт предприятия: Проекты (работы) дипломные и курсовые. Правила оформления / СТП АмГУ-05-97.
- 22 ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках напряжением выше 1 кВ.
- 23 Тульгин И.К., Нудлер Г.И. Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.
- 24 Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию. – М.: Высшая школа, 1985. – 143 с.
- 25 Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кноринг, Ю.Б. Оболенцев и др. – Л.: Энергия, 1976. – 384 с.

- 26 Веников В.А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев.- М.: Энергоатомиздат, 1985.- 216 с., ил.
- 27 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ (№14278тм-т1)
- 28 Методические указания к выполнению индивидуальных заданий по курсу «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей, Томск, изд. ТПУ, 1991-21с.
- 29 Московские городские строительные нормы. Естественное и искусственное освещение. – МГСН 2.06-97
- 30 Борисова А.Ф. Инженерные расчеты систем безопасности труда и промышленной экологии – Нижний Новгород , 2000. – 273 с.
- 31 Пожарная безопасность предприятия. Курс пожаро-технического минимума: Справочник . 5-е изд., доп.(с изм.). – М.: Спецтехника, 2001. – 448 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Проверка кабельных линий по термической стойкости

В качестве примера приводится расчет одной кабельной линии РП-КТПГ№1, используя формулы пункта 10.

Определяется результирующее сопротивление до точки КЗ, Ом:

$$x_{рез1.1} = 11,28 + (0,095 \cdot 0,472) = 11,32 \text{ Ом}$$

$$r_{рез1.1} = 1,46 + (0,89 \cdot 0,472) = 1,88 \text{ Ом}$$

Определяется ток КЗ на шинах 10 кВ КТПГ№1, кА:

$$I_{п.о.к1.1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,88^2 + 11,32^2}} = 0,528 \text{ кА}$$

Определяется ударный ток относительно точки КЗ 3

Определяется постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_{a1.1} = \frac{11,32}{314 \cdot 1,88} = 0,019 \text{ с}$$

Определяется ударный коэффициент:

$$k_{уд1.1} = (1 + e^{\frac{-0,01}{0,019}}) = 1,59$$

Определяется ударный ток в месте КЗ 3:

$$i_{уд1.1} = \sqrt{2} \cdot 0,528 \cdot 1,59 = 1,18 \text{ кА}$$

Проверяется кабель на термическую стойкость:

$$B_{к1.1} = 0,528^2(1,2 + 0,12 + 0,019) = 0,373 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Определяется минимальное сечение по термической стойкости:

$$F_{\text{min}1.1} = \frac{\sqrt{0,373 \cdot 10^6}}{94} = 6,49 \text{ мм}^2$$

Условие  $F_{\text{min}} < F$  соблюдается  $6,49 \text{ мм}^2 < 35 \text{ мм}^2$

Результаты проверки по остальным кабельным линиям сводятся в таблицу 40.

Таблица А1 – Результаты проверки кабельных линий на термическую стойкость

Участок линии	г, Ом	х, Ом	$I_k^{(3)}$ , кА	$B_k$ , кА <sup>2</sup> с	$F_{\text{min}}$ , мм <sup>2</sup>
РП -КТПГ№1	1,88	11,32	0,528	0,373	6,12
КТПГ№1- КТПГ№2	2,298	11,35	0,523	0,365	6,04
КТПГ№5- КТПГ№4	1,67	11,3	0,53	0,377	6,14
КТПГ№4- КТПГ№3	2,08	11,32	0,526	0,37	6,14
КТПГ№3- КТПГ№2	2,318	11,33	0,524	0,366	6,04
РП -КТПГ№2	1,6	11,29	0,531	0,377	6,14
РП – КТПГ№6	1,65	11,31	0,528	0,374	6,11
КТПГ№6 – КТПГ№7	2,281	11,328	0,525	0,368	6,06
КТПГ№7 – КТПГ№8	3,445	11,396	0,509	0,345	5,87
РП – КТПГ№9	2,42	11,336	0,523	0,365	6,04
КТПГ№9 – КТПГ№8	2,762	11,356	0,519	0,359	5,99
КТПГ№9 – КТПГ№9а	2,75	11,35	0,519	0,359	5,99
РП – КТПГ№10	1,968	11,321	0,528	0,373	6,12
РП – КТПГ№13	1,856	11,312	0,529	0,375	6,12
КТПГ№13– КТПГ№12	1,98	11,32	0,527	0,372	6,1
КТПГ№12– КТПГ№11	2,39	11,346	0,52	0,365	6,04

## Продолжение приложения А

Участок линии	$r$ , Ом	$x$ , Ом	$I_k^{(3)}$ , кА	$B_k$ , кА <sup>2</sup> с	$F_{min}$ , мм <sup>2</sup>
КТПГ№11 – КТПГ№10	2,63	11,36	0,52	0,36	6,0
РП – КТПГ№14	1,87	11,304	0,529	0,375	6,12
КТПГ№14– КТПГ№15	2,23	11,325	0,525	0,369	6,07
РП – КТПГ№16	2,02	11,313	0,528	0,372	6,1
КТПГ№16– КТПГ№15	2,29	11,329	0,524	0,367	6,05

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Кабельный журнал сети 0,4 кВ «Локомотивного депо»

Таблица Б 1 – Выбор сечения кабелей электрической сети 0,4 кВ

№ кабельной линии	Тип кабеля	Длина , м
1	2	3
КТП№1-СП1	АВВГ-3х35+1х16	100
СП1-1	АВВГ-4х4	31
СП1-ПУ1	АВВГ-3х50+1х16	5,5
ПУ1-(3-8)	АВВГ-4х4 (6 шт.)	(28,21,18,5,11,5,7,2.1)
СП1-15	АВВГ-3х10+1х4	19
СП1-16	АВВГ-4х4	3,2
СП1-18	АВВГ-4х4	3
СП1-22	АВВГ-3х10+1х4	14
СП1-23	АВВГ-4х4	22,5
СП1-24	АВВГ-4х4	8
КТП№1-СП2	АВВГ-3х50+1х16	60
СП2-2	АВВГ-4х4	2,5
СП2-ПУ2	АВВГ-3х50+1х16	51
ПУ2-(9-14)	АВВГ-4х4 (6 шт.)	(3,5,7,5,11,19,26,5)
СП2-19	АВВГ-4х4	17
СП2-(20,21)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(7,18,5)
СП2-25	АВВГ-3х70+1х25	1,8
КТП№1-СП3	АВВГ-3х16+1х4	20
СП3-31	АВВГ-4х4	1,1
СП3-32	АВВГ-4х4	5,2
СП3-33	АВВГ-4х4	2,4
СП3-34	АВВГ-4х4	16
СП3-(36,37)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(32,37,5)
СП3-38	АВВГ-4х4	43,5
СП3-Склад	АВВГ-4х4	79
СП3-СП9	АВВГ-3х16+1х4	44,5
СП9-64	АВВГ-4х4	1,56
СП9-(68,69)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(6,5,13)
СП9-72	АВВГ-4х4	5,2
СП9-(73,74)	АВВГ-3х10+1х4 (2шт.)	(7,18,2)
СП9-75	АВВГ-3х6+1х2,5	11,5
СП9-76	АВВГ-4х4	20,5
СП9-77	АВВГ-4х4	16,5
КТП№1-СП5	АВВГ-3х25+1х10+1х16	14,2
СП5-44	АВВГ-4х4	4,3
СП5-(45,46)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(14,1,13)
СП5-47	АВВГ-4х4	10,4
СП5-48	АВВГ-4х4	8,2
СП5-49	АВВГ-4х4	14
СП5-50	АВВГ-3х10+1х4	2,3
КТП№1-СП6	АВВГ-3х50+1х16	13,8
СП6-(52,53)	АВВГ-3х35+1х16 (2 шт.)	(6,10,8)
СП6-54	АВВГ-4х4	18,5
СП6-55	АВВГ-4х4	27
СП6-СП4	АВВГ-3х16+1х4	16,5
СП4-27	АВВГ-4х4	19,5

## Продолжение приложения Б

1	2	3
СП4-(28,29)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(11.5,11.8)
СП4-40	АВВГ-4х4	4,1
СП4-41	АВВГ-4х4	13,4
СП4-42	АВВГ-4х4	9,5
КТП№1-СП7	АВВГ-3х95+1х35	15
СП7-60	АВВГ-4х4	8,5
СП7-61	АВВГ-4х4	21,5
КТП№1-СП8	АВВГ-3х50+1х16	31
СП8-63	АВВГ-4х4	28,8
СП8-(65-67)	АВВГ-4х4 (3 шт.)	(4,9,6,15,5)
СП8-(70,71)	АВВГ-3х6+1х2,5 (2 шт.)	(6,3,21,4)
СП8-(78,79)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(12,11,5)
СП8-ПУ3	АВВГ-4х4	21
ПУ3-(80,81)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(2,6,1)
ПУ3-82	АВВГ-4х4	2,1
СП8-СП10	АВВГ-3х16+1х4	84
СП10-(189,190)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(18,5,9)
СП10-(191-193)	АВВГ-4х4 (3 шт.)	(5,5,17,18,2)
СП10-194	АВВГ-4х4	10,2
СП10-(195,196)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(4,1,11,5)
СП10-(197,198)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(6,5,9)
КТП№2-СП11	АВВГ-3х95+1х35	96,5
СП11-85	АВВГ-4х4	14
СП11-86	АВВГ-4х4	3
СП11-87	АВВГ-3х10+1х4	16
СП11-ПУ4	АВВГ-3х10+1х4	9,1
ПУ4-(88-91)	АВВГ-4х4 (4 шт.)	(4,6,11,5,9,5)
СП1-ПУ5	АВВГ-4х4	2,1
ПУ5-(93,94)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(1,4,7)
СП11-95	АВВГ-4х4	10,5
СП11-96	АВВГ-4х4	10,7
СП11-СП12	АВВГ-3х35+1х16	23
СП12-92	АВВГ-3х35+1х16	9,8
СП12-97	АВВГ-4х4	13
СП12-98	АВВГ-4х4	11,5
КТП№2-СП14	АВВГ-3х70+1х25	42,5
СП14-ПУ7	АВВГ-3х10+1х4	2
ПУ7-(119-122)	АВВГ-4х4 (4 шт.)	(13,8,5,9,5,3,4)
СП14-ПУ8	АВВГ-4х4	2,1
ПУ8-(123-126)	АВВГ-4х4 (4 шт.)	(2,8,5,8,13,5)
СП14-СП13	АВВГ-3х70+1х25	88,5
СП13-114	АВВГ-3х50+1х16	16,5
СП13-ПУ6	АВВГ-3х10+1х4	28
ПУ6-(115-118)	АВВГ-4х4 (4 шт.)	(14,5,21,6,5,14,5)
КТП№2-СП16	АВВГ-3х70+1х25	16,5
СП16-ПУ10	АВВГ-4х4	28,5
ПУ10-(106,107)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(7,14)
СП16-(108-110)	АВВГ-4х4 (3 шт.)	(73,5,9,5,14)
СП16-СП15	АВВГ-3х50+1х16	85
СП15-(100,101)	АВВГ-4х4 (2 шт.)	(3,2,6,5)
СП15-(102,103)	АВВГ-3х10+1х4 (2 шт.)	(8,5,11,5)
СП15-ПУ9	АВВГ-4х4	7

## Продолжение приложения Б

1	2	3
КТП№2-СП18	АВВГ-3x35+1x16	33,5
СП18-(220,221)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(8,5,7)
СП18-225	АВВГ-4x4	9
СП18-(227,229)	АВВГ-4x4 (3 шт.)	(5,5,2,4,8)
СП18-230	АВВГ-4x4	4,8
СП18-240	АВВГ-4x4	5
СП18-СП17	АВВГ-3x16+1x4	15
СП17-224	АВВГ-4x4	7,5
СП17-226	АВВГ-4x4	3,2
СП17-(232,233)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(5,4,4,8)
СП17-239	АВВГ-4x4	7,2
КТП№2-СП19	АВВГ-3x70+1x25	66,5
СП19-(218,219)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(7,4,8,5)
СП19-241	АВВГ-4x4	9,3
СП19-(234,235)	АВВГ-3x10+1x4 (2 шт.)	(12,5,21)
СП19-(242,243)	АВВГ-3x10+1x4 (2 шт.)	(20,24)
СП19-СП20	АВВГ-3x16+1x4	13,5
СП20-(222,223)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(11,13,3)
СП20-231	АВВГ-4x4	11
СП20-(236-238)	АВВГ-4x4 (3 шт.)	(13,3,4,18,5)
КТП№2-СП21	АВВГ-3x70+1x25	37,5
СП21-203	АВВГ-4x4	28,5
СП21-(204,205)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(22,11,5)
СП21-206	АВВГ-4x4	19,5
СП21-207	АВВГ-4x4	6,5
СП21-СП22	АВВГ-3x50+1x16	25
СП22-200	АВВГ-4x4	10
СП22-201	АВВГ-3x10+1x4	13,5
СП22-202	АВВГ-3x50+1x16	9
СП22-(209,210)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(10,8,8)
КТП№2-СП23	АВВГ-3x50+1x16	86
СП23-214	АВВГ-3x50+1x16	12
СП23-215	АВВГ-4x4	19,4
СП23-216	АВВГ-4x4	8,8
КТП№3-СП24	АВВГ-3x120+1x35	95
СП24-129	АВВГ-4x4	13,5
СП24-131	АВВГ-4x4	8
СП24-(133,134)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(8,2,9,5)
СП24-137	АВВГ-3x150+1x70	20,5
СП24-(145,146)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(23,23)
КТП№3-СП26	АВВГ-2x(4x240)	47
СП26-132	АВВГ-4x4	11,5
СП26-(135,136)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(4,6,4,8)
СП26-138	АВВГ-2x(4x240)	12
СП26-140	АВВГ-4x4	8
СП26-СП25	АВВГ-3x16+1x4	18,5
СП25-130	АВВГ-4x4	8,5
СП25-139	АВВГ-4x4	11,5
СП25-141	АВВГ-4x4	9
СП25-(142,143)	АВВГ-4x4 (2 шт.)	(17,16)
СП25-144	АВВГ-4x4	7
КТП№3-СП27	АВВГ-3x50+1x16	21

## Продолжение приложения Б

1	2	3
СП27-175	ABBГ-4x4	2
СП27-176	ABBГ-3x6+1x2,5	12
СП27-177	ABBГ-4x4	3,5
СП27-179	ABBГ-4x4	18,4
СП27-180	ABBГ-3x16+1x4	15,3
КТПН№3-СП29	ABBГ-3x16+1x4	28,5
СП29-151	ABBГ-4x4	9
СП29-152	ABBГ-4x4	68,5
СП29-ПУ11	ABBГ-4x4	34
ПУ11-(153,154)	ABBГ-4x4 (2 шт.)	(1.8,10.2)
СП29-161	ABBГ-4x4	12
СП29-170	ABBГ-4x4	5,2
СП29-172	ABBГ-4x4	24,2
СП29-173	ABBГ-4x4	48,3
КТПН№3-СП30	ABBГ-3x120+1x35	40
СП30-150	ABBГ-3x10+1x4	6,4
СП30-ПУ14	ABBГ-4x4	12,3
ПУ14-(155-158)	ABBГ-4x4 (4 шт.)	(9.8,9.4,9.6,10.2)
СП30-160	ABBГ-3x16+1x4	23,5
СП30-ПУ12	ABBГ-3x10+1x4	11,3
ПУ12-(162-165)	ABBГ-4x4 (4 шт.)	(4.8,4.8,10.2,10.2)
СП30-ПУ13	ABBГ-3x10+1x4	11
ПУ13-(166-169)	ABBГ-4x4 (4 шт.)	(4.8,10.2,10.2,15.3)
СП30-171	ABBГ-3x10+1x4	28,5
СП30-СП28	ABBГ-3x16+1x4	29,4
СП28-(182,183)	ABBГ-4x4 (2 шт.)	(8,26.5)
СП28-184	ABBГ-4x4	13,2
СП28-185	ABBГ-4x4	6,4
СП28-186	ABBГ-4x4	12,8
СП28-187	ABBГ-3x10+1x4	14,3