

**Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие системы электроснабжения торгово-складской зоны города  
Благовещенска с центром питания подстанция Северная

Исполнитель

студент группы 342-зсб1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

П.А.Мироненко

Руководитель

профессор, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Мироненко Павла Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы электроснабжения торгово-складской зоны города Благовещенска с центром питания подстанция Северная

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, анализ существующей схемы электроснабжения выбор и обоснование своей схемы, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 7 рисунков, 12 таблиц и 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания: 4.10.2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., профессор, к.т.н.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 4.10.2016г.

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 88 с., 7 рисунков, 12 таблиц, 40 использованных источников, 6 приложений.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ  
НАГРУЗКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ,  
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ТОК  
КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ,  
ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

Расчет необходимости реконструкции существующей сети 0,4 кВ базы Находка расположенной в северо-западном районе г. Благовещенска. Замена кабельных линий, расчет токов короткого замыкания, проектирование низковольтного электроснабжения, замена трансформаторов в трансформаторной подстанции, замена высоковольтного силового оборудования, проверка выбранных сечений по воздействию токов КЗ, выбор и проверка электрических аппаратов, защита существующего оборудования, безопасность и экологичность, технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1.Общая и климатическая характеристики района реконструкции	8
2. Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет	10
3. Анализ существующей схемы электроснабжения выбор и обоснование своей схемы	13
4. Расчет электрических нагрузок	15
5. Определение места расположения ТП	22
6. Расчет и выбор трансформаторов для ТП	26
6.1. Выбор режима работы нейтрали трансформатора	29
7. Выбор схемы электроснабжения	31
8. Расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры	33
9. Выбор и проверка аппаратуры ТП 0,4 кВ	40
10. Расчет питающих и отходящих линий	47
11.Выбор комплектной трансформаторной подстанции	55
12. Расчет заземления и молниезащиты	61
13.Релейная защита и автоматика	64
13.1 Телемеханика и сигнализация	69
14. Техника безопасности при работе с мегаомметром на 1000 и более вольт	74
Заключение	78
Библиографический список	79
Приложение А	83
Приложение Б	84
Приложение В	85

Приложение Г	86
Приложение Д	87
Приложение Е	88

## ВВЕДЕНИЕ

В г. Благовещенске широкое распространение получили торговые базы. Так как город расположен вблизи государственной границы с Китайской Народной Демократической республикой. База Находка построена в середине 70-х годов 20-го века и в настоящее время нуждается к реконструкции. Так как кабельная продукция, используемая в то время уже устарела, усохла и рассыпается. Схема распределения электроэнергии устарела и не соответствует современным требованиям. Поэтому необходимо грамотно и правильно запроектировать реконструкцию системы электроснабжения.

Проектирование систем электроснабжения является важным аспектом в проектировании и дальнейшей реализации данного проекта в жизнь - нарушения или некачественно выполненная работа ведет к прерыванию поставки электроэнергии до потребителя и в свою очередь к большим финансовым потерям.

Реконструкцию будем производить с учетом фактической нагрузки присоединенной к распределительным устройствам базы. Также помимо основной нагрузки необходимо учитывать осветительную нагрузку.

Разработка оптимальной схемы электроснабжения дает возможность понять задачи, которые ставятся перед инженерами, а также некоторые технические решения, которыми пользуются инженеры на местах проведения работ.

В связи с вводом в эксплуатацию дополнительных мощностей, появлением электроприемников I и II категории, а так же с моральным и физическим устареванием оборудования подстанции, было принято решение в реконструкции и замена кабельных линий по всей территории торгово-складской зоны и изменение схемы электроснабжения. Что в свою очередь приведет к повышению надежности и снижению затрат при возникновении нештатных ситуаций.

Так же вместе с расчетами по данной торгово складской зоне будут проведены расчеты оборудования и линий всех питающих подстанций до ПС Северная, для общего увеличения надежности всей питающей сети так как это не произойдет без комплексного подхода к рассмотрению данного вопроса.

После определения расчетных нагрузок на распределительных устройствах, установленных на зданиях необходимо будет произвести расчеты определяющие центр электрических нагрузок, в котором при проектировании наиболее целесообразно устанавливать понижающую подстанцию. Затем произвести выбор схемы распределительной сети и для правильного выбора заменяемого оборудования произвести расчет токов короткого замыкания.

После произведенных в дальнейшем расчетов у нас будет вся информация необходимая для правильного выбора оборудования и сечений проводников. Выбранное оборудование надо будет проверить на термическую и динамическую стойкость к токам короткого замыкания. Также необходимо будет произвести замену существующего контура заземления подстанции 10/0,4 кВ и определить основные требования к безопасности эксплуатации существующей схемы электроснабжения.

## **1. Общая и климатическая характеристики района реконструкции.**

Торговая база «Находка» расположена в северно-западном районе г. Благовещенска. В связи с тем, что характеристики непосредственно самой базы определить не представляется возможным будем рассматривать характеристики г. Благовещенска.

Город Благовещенск — это город расположенный на Востоке России, административный центр Амурской области и Благовещенского района, образует «Городской округ город Благовещенск». Численность населения составляет 224335 чел., это пятый по размеру величине город всего Дальнего Востока. Также г. Благовещенск является пограничным городом его и округ Хэйхэ разделяет река Амур, ширина которой в этой местности около 800 метров. Между Благовещенском и Хэйхэ действует безвизовый режим. в связи с чем торговая база расположена в довольно актуальном месте страны и является одним из центров купли продажи между странами.

Погода в Благовещенске, ввиду очень небольшой теплоёмкости воздуха, в температурном режиме очень зависит от продолжительности солнечного сияния и поступающего солнечного тепла. Поэтому декабрь холоднее февраля, а июнь лишь чуть холоднее, чем август. В Благовещенске континентальный вариант умеренного муссонного климата. Континентальность климата проявляется в большой годовой (43°C) и суточной (10-15°C) амплитуде температуры. Муссонность климата выражается в направлении сезонных ветров, активной циклонической деятельности и большом количестве осадков в теплое время года. Лето жаркое со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом. Температурный рекорд был зафиксирован 25 июня 2010 года, когда температура воздуха в городе поднялась до отметки +39,4 °C.

- Среднегодовая температура — +1,6 °C



- Сумма активных температур ( $T_{cp} > 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) — 2555 (5 мая — 25 сентября)
- Среднегодовая влажность воздуха — 67 %.
- Среднегодовая скорость ветра — 2,0 м/с.
- Район по гололеду – 4.
- Район по ветровому давлению – 3.
- -Нормативная стенка гололёда, мм – 20;
- -Низшая температура воздуха -  $-37$ ;
- -Среднегодовая температура воздуха -  $+1,6$ ;
- -Высшая температура воздуха -  $+39,4$ ;
- -Число грозных часов в год – 14;
- -Вес снегового покрова,  $\text{кг}/\text{м}^2$  – 80;
- -Степень загрязнения атмосферы – 1;

При проектировании и выборе основного силового оборудования его характеристики будем выбирать с учетом данных климатических характеристик района.

## **2. Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет**

На реконструируемой базе Находка по степени надежности электроснабжения 4% всех электроприемников относятся к I-ой категории, 20% к II-ой категории и 76 % - к III-ей категории.

Согласно ПУЭ (п. 1.2.19) электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. В нашем случае электроприемников I категории очень малое количество и резервирование их осуществляется автономными источниками аккумуляторами.

Согласно ПУЭ (п. 1.2.20) электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Около трети потребителей относится ко второй категории надежности

Согласно ПУЭ (п. 1.2.21) для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышают 1 суток.

Источником питания ПС013Б является ТП № 57 которая подключена к Ф-2 ПС 110/10 кВ Северная с другой стороны резервное питание берется от ТП № 013А которая подключена к Ф-12 ЦРП. Переключение между

основным и резервными линиями осуществляется оперативно-выездной бригадой АКС.

Питание с ТП № 057А на которой установлен ТМ 1х1000 и электроэнергия передается на ТП 057 на которой установлены ТМ 2(1)х400 кВА. Между ними проложена КЛ 10 кВ кабелем - ААБ 3х120 длиной - 780 м. И транзитные ТП 057Е, ТП 057Г, ТП 057Б и ТП 057В. Которые были введены в эксплуатацию так же как и ПС013Б в 70-х годах 20века и оборудование уже вырабатывает свой ресурс. И на примере ПС013Б буде показан расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов с учетом возросшей мощности и расчет токов К.З. с выбором защитной аппаратуры.

Перечень нагрузок базы Находка можно увидеть в таблице 1. Схема базы Находка указана на листе графической части.

Таблица 1 - Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет

№ по плану	Наименование цеха.		Категория по ПУЭ	Площадь цеха F, м <sup>2</sup>	Характер среды	Суммарная установленная мощность, кВт
1	Распределительное устройство № 1	Магазин	III	800	нормальная	25
		Склад быт. химии				
		Насосная				
2	Распределительное устройство № 2	Котельная	III	1225	нормальная	320
		Токарня				
		гараж				
		Холодильник				
3	Распределительное устройство № 3	Холодильный цех	II	825	взрывоопасная	196
		Мастерские				
		освещение				

Продолжение таблицы 1

4	Распределительное устройство № 4	Насосная	III	1475	нормальная	200
		Авторазбор				
		Ангары				
		Освещение				
5	Распределительное устройство № 5	Гаражи	III	900	нормальная	60
		Ремонтная мастерская				
6	Распределительное устройство № 6	Ремонтная мастерская	III	250	нормальная	320
		Холодный склад				
		Магазин оптовой торговли				
7	Распределительное устройство № 7	офисы	III	200	нормальная	40
8	Распределительное устройство № 8	Розничные магазины	II	250	нормальная	20
9	Распределительное устройство № 9	Магазины	III	375	нормальная	10
		офисы				
10	Распределительное устройство № 10	Проходная	II	450	нормальная	30
		магазины				
11	Распределительное устройство № 11	Автомастерская	II	300	нормальная	360
		Офисы				
		Магазин автозапчастей				
		Склад бакалея				

### **3. Анализ существующей схемы электроснабжения выбор и обоснование своей схемы**

Существующая схема электроснабжения составлена с учетом отсутствия резервирования, как для потребителей 3 категории надежности. Потребителями электроэнергии являются технологическое, сантехническое оборудование и электроосвещение. К потребителям второй категории относится оборудование насосной станции, холодильное оборудование и котельная, а также аварийное освещение. Остальные электроприемники относятся к третьей категории по надежности. В связи, с чем в проекте необходимо предусмотреть полную реконструкцию кабельных линий с возможностью их резервирования.

Строительство базы осуществлялось в 1975 году и при строительстве использовались бронированные кабели с алюминиевыми жилами в настоящее время состояние изоляции кабельных линий оставляет желать лучшего в связи с чем довольно частое явление это короткие замыкания и потеря фазы. Некоторые установленные предохранители не срабатывают. Также в настоящее время установлена однострансформаторная подстанция 2500 кВА 10/0,4 кВ. Которая не справляется со все возрастающей нагрузкой.

В данном дипломном проекте мы рассмотрим возможность применения двухтрансформаторной подстанции, мощность которой определим при проектировании. Два трансформатора обеспечат нам требуемую надежность. Для электроснабжения базы Находка используем радиальную схему с взаимным резервированием от разных секций шин, которая обеспечит нам требуемую надежность электроснабжения.

При выборе уровня напряжения необходимо учитывать существующие уровни напряжения, а также типовой ряд напряжений. На данный момент существующая трансформаторная подстанция по высокой стороне питается на напряжение 10 кВ по двум линиям. Питание потребителей по низкой

стороне осуществляется на напряжение 380/220 В это типовое напряжение в Российской Федерации.

В данном дипломном проекте преследуется цель реконструкции системы электроснабжения базы Находка в г. Благовещенске. Большинство складов и помещений сейчас оборудованы не только осветительными приборами, но и системами охлаждения, отгрузки, вентиляции и кондиционирования, контрольно-кассовой техникой, шиномонтажным и прочим специальным оборудованием. В связи, с чем отключение электроснабжения может привести к выходу из строя различного оборудования и систем, отключению холодильников, где хранятся скоропортящиеся продукты. Одной из причин такого отключения может служить превышение разрешенной мощности и как следствие, отключение группы оборудования, что повлечет за собой нарушение производственного цикла.

Чтобы предотвратить подобный ход событий следует выполнить реконструкцию электроснабжения базы по предварительно рассчитанной схеме, которая включает в себя воздушную или кабельную линию от центра питания, понизительную подстанцию, и распределительные устройства 0,4 кВ.

#### 4. Расчет электрических нагрузок

Правильный расчет электрических нагрузок является наиболее важным первым шагом. Так как по результатам расчета нагрузок рассчитываются все остальные характеристики и материалы сети. Электрические нагрузки определяют для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов) силовых трансформаторов и преобразователей пропускной способности (нагреву), а также для расчета потерь, отклонений и колебаний напряжения, выбора защиты и компенсирующих устройств.

В практике проектирования систем электроснабжения применяют различные методы определения электрических нагрузок. В данном проекте мы определяем электрические нагрузки по методу установленной мощности и коэффициенту спроса т.к. требуется определить расчетную максимальную нагрузку предприятия на стадии проектного задания. А также в связи с тем, что фактические данные о величине нагрузки отсутствуют так как не все потребители обладают счетчиками электрической энергии, а некоторые банально отказываются делиться информацией.

Согласно этому методу расчетная нагрузка определяется следующим образом: по следующим расчетным формулам:

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

где  $P_p$ - расчетная активная нагрузка;

$P_y$ - установленная мощность цеха;

$K_c$ - коэффициент спроса,

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

где  $Q_p$ - реактивная расчетная нагрузка;

$\operatorname{tg}\varphi$  - соответствует  $\cos\varphi$  данной группы электроприемников,

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3)$$

где  $S_p$ - полная расчетная мощность.

При указанном методе расчета величина коэффициента спроса принимается постоянной независимо от числа и мощности отдельных электроприемников. Поэтому этот метод рекомендуется использовать при определении общих нагрузок базы Находка. Коэффициенты спроса берем усредненные из электротехнического справочника.

В общем балансе потреблённой энергии значительную часть составляет электрическое освещение. Для экономии топливно-энергетических ресурсов необходимо добиваться увеличения естественного освещения помещений склада и применять новые типы светотехнических установок и светильников.

В большинстве помещений базы применяется общее электрическое освещение от сети с фазным напряжением 220 В. От освещённости производственного помещения и конкретного рабочего места зависит безопасность и производительность труда. Осветительные нагрузки составляют существенную долю в электропотреблении [1]. Для освещения производственных помещений применяются следующие виды освещения:

- общее, при котором светильники размещают в верхней зоне помещения равномерно (общее равномерное освещение) или применительно к располагаемому оборудованию (общее локализованное освещение);
- местное, дополняемое к общему, создаваемое светильниками концентрирующими световой поток непосредственно на рабочем месте;
- комбинированное;
- дежурное в нерабочее время;



- эвакуационное;
- аварийное, для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения.

От выбора светильников зависит расход электроэнергии на осветительные цели. Выбор типа освещения определим конкретными условиями. Общее освещение складов и улицы следует осуществлять светильниками с газоразрядными источниками света (лампы ДРЛ, ДРИ, ДНаТ) применять и люминесцентные лампы. При повышенных требованиях к цветопередаче следует применять люминесцентные лампы типов ЛДЦ, ЛХБ, ЛХЕ и ЛЕ. Лампы типа ДНаТ необходимо применять для освещения зрительных работ средней и малой точности [2]. Из-за высокой пульсации светового потока их можно применять только при наличии равномерного распределения по всем трём фазам питающей сети. Лампы накаливания следует использовать:

- для местного освещения;
- для освещения помещений с временным пребыванием людей;
- во взрыво – и пожароопасных помещениях и в помещениях с тяжёлыми условиями среды;
- для аварийного и эвакуационного освещения [2].

В связи с большим количеством собственников помещений и огромным разнообразием применяемых в настоящее время типов ламп и светильников расчет осветительной нагрузки цехов и территории базы проведем с помощью метода удельной мощности и коэффициенту спроса, который дает более простое решение задачи, но менее точное. Поэтому чаще всего этот метод применяется для ориентировочных, предварительных расчетов. По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену.

$$P_{уст} = P_{уд} \cdot F, \quad (4)$$

где  $P_{уд}$  - удельная мощность, Вт/м<sup>2</sup>;

$F$  - площадь помещения, территории, м<sup>2</sup>;

$P_{уст}$  - установленная мощность освещения, кВт.

Для основных складских помещений принимаем светильники с лампами ДРЛ. Для офисов, магазинов, бытовых помещений и вспомогательных цехов принимаем светильники с люминесцентными лампами.

$$P_{р.о.} = P_{уст} \cdot K_c \cdot K_{пра}, \quad (5)$$

где  $P_{р.о.}$  - расчетная осветительная активная нагрузка;

$K_c$  - коэффициент спроса;

$K_{пра}$  - коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре;

$K_{пра} = 1,1$  для ламп типа ДРЛ и ДРИ;

$K_{пра} = 1,2$  для люминесцентных ламп.

Осветительная нагрузка:

$$F = 2750 \text{ м},$$

$$P_{уд} = 4,2 \text{ Вт/м},$$

$$K_c = 0,95,$$

$$P_{уст} = P_{уд} \cdot F = 2750 \cdot 4,2 = 11,55 \text{ кВт},$$

$$P_{р.о.} = P_{уст} \cdot K_c \cdot K_{пра} = 11,55 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 12,07 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о.} = P_{р.о.} \cdot \text{tg} \varphi \quad (6)$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 12,07 \cdot 0,33 = 3,98 \text{ кВар},$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,33$  для ламп типа ДРЛ.

Расчет осветительной нагрузки остальных помещений рассчитывается аналогичным образом и приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет осветительной нагрузки помещений

№ п/п	Наименование цеха.	Площадь цеха F, м <sup>2</sup>	Характер среды	Уд. Мощность, Вт/м <sup>2</sup>	Kco	cos	tg	Pосв	Qосв
1	Распределительное устройство № 1	800	нормальная	7,1	0,5	0,95	0,33	3,12	1,03
2	Распределительное устройство № 2	1225	нормальная	3,9	0,95	0,95	0,33	4,99	1,64
3	Распределительное устройство № 3	825	взрывоопасная	4,1	0,9	0,95	0,33	3,35	1,1
4	Распределительное устройство № 4	1475	нормальная	5,7	0,5	0,95	0,33	4,62	1,52
5	Распределительное устройство № 5	900	нормальная	7,4	0,4	0,95	0,33	2,93	0,96
6	Распределительное устройство № 6	250	нормальная	4,1	0,95	0,95	0,33	1,07	0,35
7	Распределительное устройство № 7	200	нормальная	6,8	0,4	0,95	0,33	0,6	0,2
8	Распределительное устройство № 8	250	нормальная	5,7	0,4	0,95	0,33	0,63	0,21
9	Распределительное устройство № 9	375	нормальная	5,3	0,4	0,95	0,33	0,87	0,29
10	Распределительное устройство № 10	450	нормальная	5,3	0,4	0,95	0,33	1,05	0,34
11	Распределительное устройство № 11	300	нормальная	5,7	0,85	0,95	0,33	1,6	0,53

Определение расчетных нагрузок по предприятию в целом допускается производить по средним величинам коэффициентов спроса  $K_c$ , коэффициентов мощности  $\cos\varphi$  и установленной мощности групповых потребителей в цехах по формулам. Электрические нагрузки систем электроснабжения определяют для выбора числа и мощности силовых трансформаторов, мощности и места подключения компенсирующих устройств, выбора и проверки токоведущих элементов по условию допустимого нагрева, расчета потерь и колебаний напряжения и выбора защиты.

Далее произведем расчет полной нагрузки на РУ установленные в каждом здании. Методика и формулы указаны выше.

Расчетные электрические нагрузки силовых электроприемников определяем используя метод коэффициента спроса [6]:

$$P_p = K_c \cdot P_y \quad (7)$$

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

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{(P_p + P_{P.O.})^2 + (Q_p + Q_{P.O.})^2}, \quad (9)$$

где  $P_p$  и  $Q_p$  – соответственно активная и реактивная силовая нагрузка. Результат вычислений по всей базе представлены в таблице 3.

Таблица 3 Результаты расчета нагрузок

№ по плану	Наименование цеха	Мощность, кВт	Kс	cos	tg	Pp	Qp	Pсумм	Qсумм	Scумм
1	Распределительное устройство № 1	25	0,5	1	0	12,5	0	15,62	1,03	15,66
2	Распределительное устройство № 2	320	0,7	0,85	0,62	224	138,82	228,99	140,46	268,64
3	Распределительное устройство № 3	196	0,5	0,7	1,02	98	99,96	101,35	101,06	143,13
4	Распределительное устройство № 4	200	0,5	0,7	1,02	100	102,02	104,62	103,54	147,2
5	Распределительное устройство № 5	60	0,5	1	0	30	0	32,93	0,96	32,94
6	Распределительное устройство № 6	320	0,7	1	0	224	0	225,07	0,35	225,07
7	Распределительное устройство № 7	40	0,7	1	0	28	0	28,6	0,2	28,6
8	Распределительное устройство № 8	20	0,3	0,4	2,29	6	13,75	6,63	13,95	15,45
9	Распределительное устройство № 9	10	0,4	1	0	4	0	4,87	0,29	4,88
10	Распределительное устройство № 10	30	0,2	0,4	2,29	6	13,75	7,05	14,09	15,76
11	Распределительное устройство № 11	360	0,75	0,7	1,02	270	275,46	271,6	275,98	387,21

## 5. Определение места расположения ТП

Для правильного проектирования распределительной сети необходимо точно и верно выбрать место установки трансформаторной подстанции. Это необходимо для уменьшения длин кабельных линий и минимизации перетоков мощности.

Для того, чтобы определить месторасположение центра электрических нагрузок необходимо на генеральный план базы Находка нанести картограмму нагрузок, которая представляет собой окружности, нанесенные на генеральный план. Площадь окружности в выбранном масштабе равна расчётной нагрузке зданий базы.

$$P_i = \pi \cdot r^2 \cdot m \quad (10)$$

радиус окружности:

$$r = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (11)$$

где  $P_i$  – мощность  $i$ -го склада;

$m=15$  – масштаб для определения радиуса круга.

Правильный выбор места установки КТПН, является одним из основных звеньев системы электроснабжения. Поэтому оптимальное размещение распределительных устройств на территории базы важнейший вопрос при построении рациональных систем электроснабжения. Лучшим местом размещения источника питания является точка центра электрических нагрузок (ЦЭН).

Размещение распределительного пункта или источника питания ближе к ЦЭН преследует следующие цели:

1. уменьшение суммарной длины внутренней сети;
2. обеспечение одинакового напряжения и расположения потребителей;

3.сведение к минимуму потерь электроэнергии и суммарных приведённых годовых затрат.

Расчёт ЦЭН произведем по на грузке помещений базы Находка. Данные нагрузки и координаты занесем в таблицу. Для определения координат нагрузки начертим координатные прямые на плане базы Находка.

По формулам определим координаты ЦЭН:

$$X_{ц} = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i} = 297 ; \quad (12)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i} = 153 ; \quad (13)$$

Таблица 4 - Таблица мощности и координат нагрузки для определения ЦЭН

Наименование	Номер на плане	Нагрузка, кВт	r	Координаты	
				X	Y
Распределительное устройство № 1	1	15,62	41	297	153
Распределительное устройство № 2	2	228,99	156	389	342
Распределительное устройство № 3	3	101,35	104	102	396
Распределительное устройство № 4	4	104,62	105	115	161
Распределительное устройство № 5	5	32,93	59	388	547
Распределительное устройство № 6	6	225,07	155	270	445
Распределительное устройство № 7	7	28,6	55	442	154

## Продолжение таблицы 4

Распределительное устройство № 8	8	6,63	27	575	385
Распределительное устройство № 9	9	4,87	23	86	283
Распределительное устройство № 10	10	7,05	27	122	509
Распределительное устройство № 11	11	271,6	170	545	479

Рассчитанная точка получилась в месте расположения наибольшей нагрузки базы. Переносим месторасположение КРУ в точку удобную по технологическим соображениям, а также предусмотренную планом базы. Также экономически более выгодно смещать распределительное устройство 10 кВ в сторону питающих линий. Укажем на генеральном плане местоположение РУ 10 кВ и РУ 0,4 кВ. Место установки КТПН указано на рисунке 1.



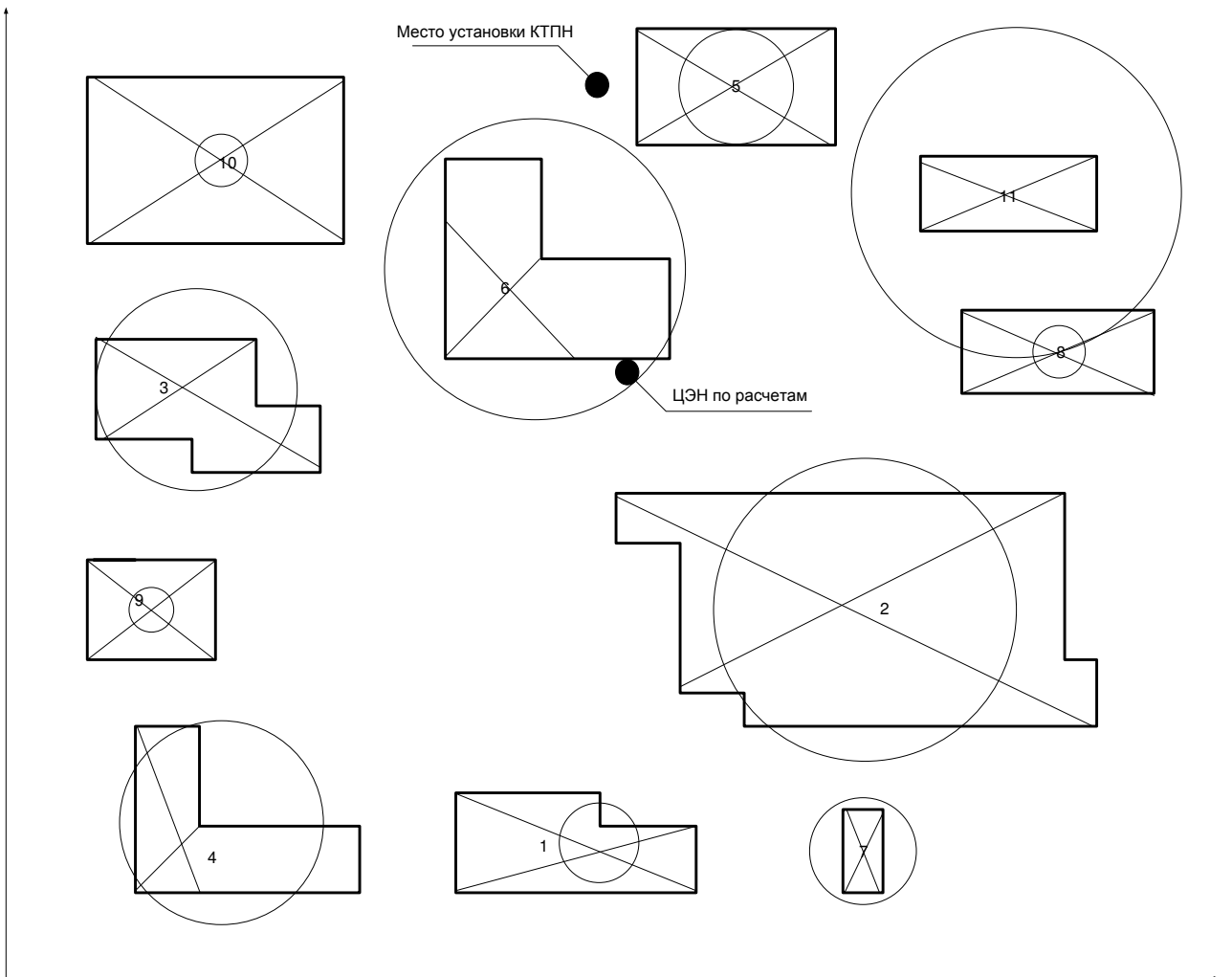


Рисунок1 - Определение места расположения ТП

## 6. Расчет и выбор трансформаторов для ТП

Для правильной последующей эксплуатации торговой базы Находка целесообразно произвести замену устаревших и несоответствующих мощности силовых трансформаторов на понижающей подстанции. При определении числа и мощности силовых трансформаторов необходимо учитывать следующие факторы: категорию надежности электроснабжения потребителей; компенсацию реактивных нагрузок до 1 кВ; нагрузочную способность трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах.

Из-за особенностей эксплуатации базы при выборе мощности трансформаторов базы желательно, чтобы на предприятии было не более двух габаритов трансформаторов, т.к. при большом количестве разных по мощности трансформаторов, возникают большие сложности с их заменой в аварийных режимах.

Из условия нормальной работы при отключении одного из трансформаторов выбираем номинальные мощности понижающих трансформаторов. Для выбора мощности силовых трансформаторов базы необходимо знать среднюю расчетную мощность за максимально загруженную смену.

$$P_p = 1027,3 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 651,91 \text{ кВар}.$$

Так как присутствует преобладание потребителей II категории, принимаем коэффициент загрузки 0,7. К установке принимаем трансформаторы с номинальной мощностью 1000 кВА.

Минимально необходимое число силовых трансформаторов определяем:

$$N_{\text{MIN}} = P_p / (K_3 \cdot S_{\text{HT}}) + \Delta N = 1027,3 / (0,7 \cdot 1000) + 0,01 = 1,02 \quad (14)$$

Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{ОП}} = N_{\text{МИН}} + m = 1 + 1 = 2 \quad (15)$$

где  $m = 1$  определено исходя из категоричности объекта.

Наибольшая передаваемая реактивная мощность через 2 трансформатора:

$$Q_{\text{МТ}} = \sqrt{(N_{\text{ОП}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{НТ}})^2 - P_p^2} = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 1000)^2 - 1027,3^2} = 951,13 \text{ кВар} \quad (16)$$

Произведем расчет для определения необходимости либо отсутствия необходимости в установке низковольтных конденсаторных батарей. Конденсаторной установкой называется электроустановка, состоящая из конденсаторов, относящегося к ним вспомогательного электрооборудования (выключателей, разъединителей, разрядных резисторов, устройств регулирования, защиты и т.д.) и ошиновки. Она предназначена для генерации реактивной мощности. Суммарная генерируемая мощность установки на основной частоте определяется исходя из условия обеспечения требуемого значения коэффициента мощности в режиме максимального потребления реактивной мощности. С целью получения экономичного режима работы электрических сетей с переменным графиком реактивной нагрузки используют автоматическое регулирование мощности конденсаторной установки путем включения или отключения ее в целом или отдельных ее частей.

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов, кВар:

$$Q_{\text{НК1}} = Q_{\Sigma} - Q_{\text{МТ}} = 651,91 - 951,13 = -299,22; \text{ кВар}; \quad (17)$$

Дополнительная мощность НБК не требуется так как трансформаторы 1000 кВА пропускают через себя требуемую реактивную нагрузку. Тем более установка конденсаторных батарей удорожает реконструкцию.

Проверка трансформатора на загрузку:

$$K_3 = \frac{S_p^1}{2 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{1216,7}{2 \cdot 1600} = 0,61 \quad (18)$$

Требуемое значение коэффициента загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 \leq 0,7$$

$$K_{3.АВ} = \frac{S_p^1}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{1216,7}{1000} = 1,22 \quad (19)$$

Требуемое значение коэффициента загрузки в аварийном режиме:

$$K_3 \leq 1,4$$

Коэффициент загрузки как в аварийном режиме, так и в нормальном соответствует норме.

Выбираем трансформаторы типа: ТМГ-1000/10/0.4.

Выбор пал на герметичные трансформаторы по следующим причинам. Трансформаторы ТМГ имеют повышенную электрическую прочность изоляции вследствие применения при их заливке маслом глубокого вакуума, который полностью обеспечивает удаление воздуха из обмоток и изоляционных деталей активной части. Они изготавливаются в герметичном исполнении (их внутренний объем не имеет сообщения с окружающей средой). Трансформаторы полностью заполнены трансформаторным маслом. Расширитель и воздушная или газовая "подушка" у этих трансформаторов отсутствуют. Это значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шламообразование. Трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор дегазируется. Благодаря этому масло своих свойств практически не меняет в течение всего срока службы трансформаторов, поэтому производить отбор пробы масла не требуется. Трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в

профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации. Для контроля полноты заполнения бака маслом трансформаторы ТМГ снабжаются поплавковым масло указателем, расположенным на крышке.

Таблица 5 - Технические параметры трансформаторов

Номинальная мощность трансформаторов, кВт	Потери, Вт		Ток хх, %	Напряжение кз, %	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
	ХХ	КЗ				
ТМГ-1000	1550	10200	2	5.5	2000x1250x2100	2890

### 6.1. Выбор режима работы нейтрали трансформатора

Вопрос выбора режима работы нейтрали трансформаторов достаточно актуальный. В настоящее время существует несколько вариантов работы нейтрали сети. Нейтрали трансформаторов в трехфазной системе электроснабжения промышленных предприятий и баз могут быть изолированы от земли, заземлены через дугогасящие устройства и глухо заземлены. Выбор режима работы нейтрали определяется надежностью и экономичностью работы электроустановок, безопасностью их обслуживания, режима работы сети.

Согласно ПУЭ сети напряжением 10 кВ работают с изолированной нейтралью. Установки, работающие в таких системах обладают малыми токами замыкания на землю ( $I_k < 500 \text{ A}$ ).

Благодаря изолированной нейтрали, при замыкании на землю одной фазы, питание потребителей, включенных на междуфазные напряжения, не нарушается, и они продолжают работать нормально. Допускается не отключать возникшее замыкание в течении 2-х часов для отключения повреждения.

В нашем случае – вторичные обмотки трансформаторов ПС 110/10 кВ Северная и обмотки трансформаторов распределительных сетей с высокой стороны не заземляются (т.е. работают с изолированной нейтралью).

Выбор режима работы нейтрали в сетях трехфазного тока

напряжением до 1000В базы Находка выполнен с точки зрения безопасности, экономичности и надежности системы электроснабжения.

Для сетей 380/220В. На базе предусмотрено глухое заземление нейтрали трансформаторов в КТП. Это дает возможность применить более простую и экономичную систему совместного питания силовых и осветительных приемников базы от общих трансформаторов и сетей, так как глухое заземление нейтрали предусматривает не повышение напряжения проводов по отношению к земле сверх 250В, что необходимо для возможности питания от этих сетей приемников освещения.

## **7. Выбор схемы электроснабжения**

После выбора силовых трансформаторов и определения оптимального места установки КТПН необходимо определиться с будущей схемой распределительной сети 0,4 кВ. Питание электроприемников 0,4 кВ может осуществляться по схемам радиальным, магистральным и смешанным. Схему силовой сети определим с учетом категории надежности электроснабжения, технологическими процессами производств размещенных на территории базы, единичной установленной мощностью приемников, их размещением по площади. Схема должна быть проста, безопасна, удобна в эксплуатации, экономична, обеспечивать применение индивидуальных методов монтажа.

Рассмотрим радиальную схему, которая применяется при неравномерном расположении электроприемников по территории базы, при сосредоточенной нагрузке на отдельных участках базы. Питание выполняется от ТП через распределительные устройства расположенные на зданиях РУ. Электроприемники к РУ подключаются независимо или цепочкой не более трех.

Питающая и распределительная сеть выполняются проводом, тип провода определяется ниже при расчетах, прокладываемым открыто по конструкциям, в лотках, коробах, трубах и в трубах скрыто под полом. Трассы линий прокладывают по кратчайшему расстоянию с учетом строительной части, установленного оборудования, требований эстетики, также по возможности исключаются линии обратного направления по отношению к питающим линиям.

Электроприемники подключаются через разъемы, имеют защиту от перегрузок и коротких замыканий в виде автоматических выключателей и предохранителей.

Достоинством радиальной схемы для питания базы Находка является их высокая надёжность, так как авария на одной линии не влияет на работу электроприемников, подключенных к другой линии.

Недостатками радиальной схемы является: малая экономичность, связанная со значительным расходом проводникового материала, труб, распределительных шкафов; большое число защитной и коммутационной аппаратуры; ограниченная гибкость сети при перемещениях ЭП, вызванных изменением технологического процесса; невысокая степень индустриализации монтажа.

Внутренние электрические сети напряжением до 1 кВ различаются между собой по многим конструктивным признакам. Конструкции сетей зависят от материала проводников, способов изоляции, условия окружающей среды, от степени ответственности электроустановки, от расстояния источника питания до потребителя, от характера нагрузки (спокойная, ударная) и других факторов.

По способу изоляции сети напряжением до 1 кВ принимаем изолированные провода и кабели. Изоляцию принимаем из сшитого полиэтилена и с пластиковой изоляцией. Электропроводки и КЛ относятся к сетям, выполненным из изолированных проводников.

Выбранная схема распределительной сети показана на листе графической части.



## 8. Расчет токов КЗ и выбор основной и защитной аппаратуры

Прежде чем приступать к выбору и проверке оборудования устанавливаемого на трансформаторной подстанции базы Находка, а также проводов питающей и распределительной сети необходимо определить токи термической и динамической стойкости, которые выбранное оборудование должно выдерживать. Для этого необходимо произвести расчет токов короткого замыкания.

Также токи короткого замыкания могут понадобиться для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действия устройств релейной защиты электроустановок 0,4 – 10 кВ.

Для того что бы рассчитать токи короткого замыкания необходимо первоначально определиться с точками (местами) где эти токи считать.

Для расчета ТКЗ в характерных точках необходимы следующие исходные данные:

1. мощность короткого замыкания на шинах источника питания;
2. параметры всех элементов схемы электроснабжения (воздушных и кабельных линий, трансформаторов, автоматических выключателей, шин, электродвигателей, реакторов и т.д.).

Так как выбор сечений ЛЭП и кабельных линий пока не производился, то предварительно произведем выбор проводов, а потом сравним и проверим по результатам расчета ТКЗ.

Параметры элементов схемы замещения можно определить в именованных или относительных единицах. В целях упрощения расчетов вместо действительных напряжений на отдельных ступенях трансформации допустимо принимать среднее номинальное напряжение по шкале  $U_{\text{ср.ном}}$  кВ: 230; 115; 37; 10.5; 6.3; 0.4. Расчеты будем вести в относительных единицах.

Для расчетов токов КЗ составляется расчетная схема. Она представляет собой однолинейную схему электрической сети с электрическими аппаратами и проводниками, подлежащими выборке и проверки по условиям КЗ. В расчетную схему вводятся все генераторы, синхронные компенсаторы,

синхронные и асинхронные электродвигатели напряжением выше 1000 В, имеющие небольшую электрическую удаленность расчетной точки КЗ, а также трансформаторы, реакторы, ВЛ и КЛ, связывающие источники питания с местом КЗ.

Расчетным видим КЗ при выборе и проверке аппаратов и проводников обычно является трехфазная, реже однофазная КЗ.

Характерные точки, в которых нужно определять ТКЗ, приведены в расчетной схеме.

При расчете токов КЗ в установках на 1 кВ, за понижающим трансформатором сравнительно небольшой мощности напряжение на высокой стороне трансформатора остается неизменным, в связи с чем:

$$S_T \leq 0.02S_C$$

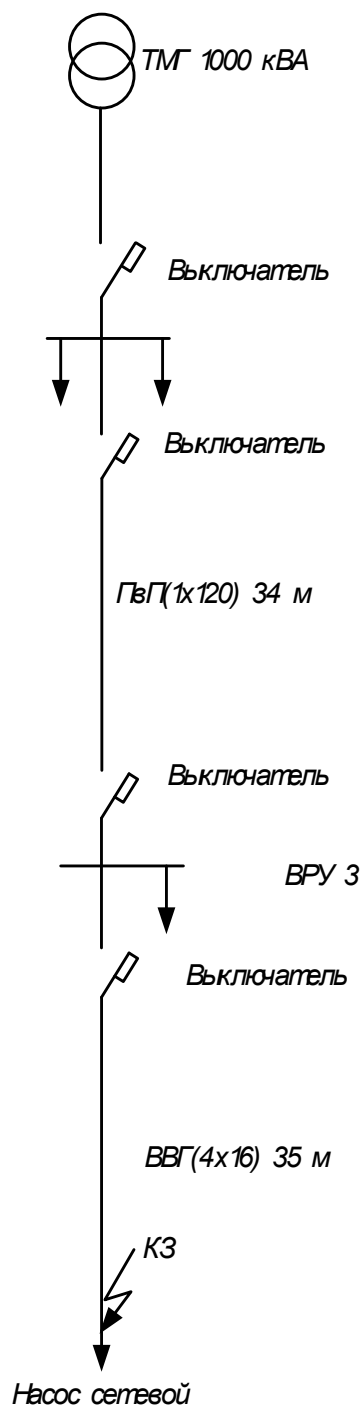


Рисунок 2 – Схема для расчета токов КЗ

Определяем ток автомата на входе:

$$I_{н.т.р} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (20)$$

$$I_{н.т.р} = \frac{1000}{1.73 \cdot 0.38} = 1521.14 \text{ A};$$

Определяем ток автомата с учетом перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{ABT}} = I_{\text{Н.ТР}} \cdot 1.5 \quad (21)$$

$$I_{\text{ABT}} = 1521.14 \cdot 1.5 = 2281.71 \text{ A};$$

Выбираем автоматический выключатель LZMN3-A2500-I ,  
с номинальным током 2500 А на вводе трансформатора ТП.

Сопротивления силового трансформатора определяются по формулам:

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (22)$$

$$r_T = \frac{10.2 \cdot 380^2}{1000} = 1.5 \text{ мОм.}$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{К.}\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (23)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{5.5}{100}\right)^2 - \left(\frac{10.2}{1000}\right)^2} \cdot \frac{380^2}{1000} = 7.8 \text{ мОм}$$

Сопротивления линии и кабелей определяются по формуле:

$$r_{\text{кл}} = r_0 \cdot l \quad (24)$$

$$x_{\text{кл}} = x_0 \cdot l \quad (25)$$

$$r_{\text{кл}} = 0.07 \cdot 22 = 1.54$$

$$x_{\text{кл}} = 0.058 \cdot 22 = 1.28$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельные сопротивления линий, мОм/м;

$l$  - длина линии, м.

$$r_{np} = r_0 \cdot l = 0.12 \cdot 35 = 4.2$$

$$x_{np} = x_0 \cdot l = 0.059 \cdot 35 = 2.1$$

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (26)$$

Рассчитаем для точки короткого замыкания на кабеля ток трехфазного КЗ (металлическое КЗ).

$$x_{\Sigma} = x_T + x_{QF1} + x_{QF2} + x_{QF3} + x_{кл} + x_{np} \quad (27)$$

$$x_{\Sigma} = 7.8 + 0.3 + 0.3 + 0.3 + 1.28 + 2.1 = 12.08 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{QF1} + r_{QF2} + r_{QF3} + r_{кл} + r_{np} \quad (28)$$

$$r_{\Sigma} = 1.5 + 0.7 + 0.7 + 0.7 + 1.54 + 4.2 = 9.34 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} \quad (29)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{12.08^2 + 9.34^2} = 14.27 \text{ мОм};$$

$$I_{ПК0} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 14.27} = 15.37 \text{ кА.}$$

Расчет однофазных токов КЗ.

В сетях 0,4 кВ, работающих с заземлённой нейтралью, необходимо рассчитывать токи КЗ не только при трёхфазном, но также и при однофазных КЗ на землю. Значения этих последних зависят не только от параметров питающего трансформатора, но и от схемы соединения его обмоток. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У<sub>0</sub> значение тока в месте однофазного КЗ за трансформатором практически равно току трёхфазного КЗ в этой же точке.

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_R^{(1)} = \frac{U_\Phi}{Z_{\Pi} + Z_T}, \quad (30)$$

где  $U_\Phi$  – фазное напряжение сети;

$Z_{\Pi}$  – сопротивление петли фаза ноль;

$Z_T$  – полное сопротивление трансформатора.

Для трансформаторов с обмоткой соединения Д/У-11 активные и реактивные сопротивления нулевой последовательности определяются по таблице  $Z=0.065$  Ом.

Определяем активное и реактивное сопротивление фазы от насоса до трансформатора:

$$R_\Phi = \Sigma R - R_T = 9.34 - 1.5 = 7.84 \text{ мОм}; \quad (31)$$

$$X_\Phi = \Sigma X - X_T = 12.08 - 7.8 = 4.28 \text{ мОм}; \quad (32)$$

Определяем активное и реактивное сопротивление нулевого провода от станка до трансформатора:

$$R_N = R_{\text{КЛ}} + R_{\text{ПР}} = 1.54 + 4.2 = 5.74 \text{ мОм}; \quad (33)$$

$$X_N = X_{\text{КЛ}} + X_{\text{ПР}} = 1.28 + 2.1 = 3.38 \text{ мОм}; \quad (34)$$

Определяем сумму активных и реактивных сопротивлений:

$$\Sigma R = R_N + R_\phi = 7.84 + 5.74 = 13.58 \text{ мОм}; \quad (35)$$

$$\Sigma X = X_N + X_\phi = 4.28 + 3.38 = 7.66 \text{ мОм}; \quad (36)$$

Определим полное сопротивление сети:

$$Z_\Sigma = \sqrt{X_\Sigma^2 + R_\Sigma^2} = \sqrt{7.66^2 + 13.58^2} = 15.6 \text{ мОм}; \quad (37)$$

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{K1} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma} = \frac{220}{1.73 \cdot 15.6} = 8.15 \text{ кА}. \quad (38)$$

## 9. Выбор и проверка аппаратуры ТП 0,4 кВ

После того как проведены расчеты токов короткого замыкания у нас есть все данные необходимые для выбора и проверки вновь устанавливаемого оборудования. Для обеспечения надежной и длительной работы электрической аппаратуры и токоведущих частей, установленных на трансформаторных подстанциях, необходимо выбрать их по условиям длительной работы и проверить по режиму протекания через них максимальных токов короткого замыкания.

В сетях напряжением до 1 кВ защиту выполняют плавкими предохранителями и расцепителями автоматических выключателей.

Плавкий предохранитель предназначен для защиты электрических установок от токов КЗ и перегрузок. Основными его характеристиками являются номинальный ток плавкой вставки  $I_{ном.вст.}$ , номинальный ток предохранителя  $I_{ном.пр.}$ , номинальное напряжение предохранителя  $U_{ном.пр.}$ , номинальный ток отключения предохранителя  $I_{ном.откл.}$ , защитная (времятоковая) характеристика предохранителя.

Номинальным током плавкой вставки предохранителя называют ток, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы в нормальном режиме. Номинальный ток предохранителя - это ток, при длительном протекании которого не наблюдается перегрева предохранителя в целом.

Необходимо иметь в виду, что в предохранителе может использоваться плавкая вставка с номинальным током, меньшим номинального тока предохранителя. Номинальное напряжение предохранителя определяет конструкцию предохранителя и длину плавкой вставки. Отключающая способность предохранителя характеризуется номинальным током отключения, являющимся наибольшим током КЗ, при котором предохранитель разрывает цепь без каких-либо повреждений, препятствующих его дальнейшей работе после смены плавкой вставки.

В нашей сети предохранители с плавкими вставками используются для защиты непосредственно электроприемников на их вводе. Принимаем к



установке предохранители НПН (насыпной неразборный) и типа ПН-2 (насыпной разборный).

Различают плавкие предохранители инерционные (типа ИП), способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки, и безинерционные (типов НПН, ПН-2) с ограниченной способностью к перегрузкам.

Предохранители типа ПН-2 в зависимости от типа исполнения состоят из плавкой вставки, контактов основания, указателя срабатывания и свободного контакта. Плавкий элемент предохранителя помещен в керамический корпус, заполненный кварцевым песком. При недопустимой перегрузке или коротком замыкании плавкий элемент расплавляется и размыкает электрическую цепь. Возникающая при этом электрическая дуга гаснет в наполнителе. При расплавлении плавкого элемента предохранителя перегорают плавкий элемент указателя срабатывания, освобождая взведенный при сборе боек, который переключает свободный контакт. Свободный контакт является самостоятельным узлом, кинематически связанным с указателем срабатывания. Установка и извлечение плавких вставок при замене их и осмотре производятся при отсутствии напряжения в цепи предохранителя.

#### Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Для защиты линий 0,4 кВ на распределительных устройствах и в РУ 0,4 кВ понижающей ТП применим автоматические выключатели. В качестве устройств защиты отходящих от ТП линий 0,38 кВ используются автоматические выключатели. Выключатели предназначены для отключений тока, при коротком замыкании и перегрузках на защищаемых линиях, при недопустимом снижении напряжения, а также для оперативных включений и отключений. Выключатели ВА имеют повышенную коммутационную способность.

Для обеспечения надежной и длительной работы электрической аппаратуры и токоведущих частей, установленных на трансформаторной

подстанции, в РУ, необходимо выбрать их по условиям длительной работы и проверить по режиму протекания через них максимальных токов короткою замыкания.

Автоматические выключатели предназначены для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах работы, для редких оперативных переключений при нормальных режимах, а также для защиты электрических цепей при недопустимых снижениях напряжения. Наименьший ток, вызывающий отключение автоматического выключателя, называют током срабатывания, а настройку расцепителя автоматического выключателя на заданный ток срабатывания – уставкой тока срабатывания.

1) Номинальный ток автоматического выключателя:

Выбирается по длительному расчетному току.

$$I_{ав} \geq I_{н.дл} \quad (39)$$

2) Номинальный ток теплового расцепителя:

Выбирается по длительному расчетному току линии:

$$I_{н.тр} \geq I_{н.дл} \quad (40)$$

3) Ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

Должен быть не меньше 125% тока пускового или максимально кратковременного:

$$1.25 \cdot I_{кр} \geq I_{ср.эмр} \quad (41)$$

Расчет произведем на примере производственного корпуса № 1.

$$P_H = 268,64 \text{ кВт};$$

$$I_{НОМ} = 408,64 \text{ А};$$

Следуя выше указанным условиям выбираем ток автомата  $I_{ав}=500$  А.

Выбираем выключатель типа LZMN3-A500-I:

где  $I_n=630$  А – номинальный ток теплового расцепителя;

$I_{ср.эмр} = 10 \cdot I_n = 10 \cdot 379.84 = 3798.4$  А –уставка срабатывания

электромагнитного расцепителя.

Проверка:

1)  $I_{ав} \geq I_n$ .дл.

$500 \text{ А} \geq 408,64 \text{ А}$

2)  $I_n$ .тр.  $\geq I_n$ .дл.

$630 \text{ А} \geq 250 \text{ А}$

3)  $1,25 \cdot I_{кр} \geq I_{ср.эмр}$

$1,25 \cdot 8150 \geq 10 \cdot 400$

$10187,5 \text{ А} \geq 4000 \text{ А}$

Выключатель выбран правильно.

Таблица 6 – Выбор аппаратов защиты

№ по плану	Наименование цеха	Scumm	$I_p$ , А	$I_n$ , А	Тип и марка выключателя
1	Распределительное устройство № 1	15,66	23,82	32	LZMN3-A32-I
2	Распределительное устройство № 2	268,64	408,64	500	LZMN3-A500-I
3	Распределительное устройство № 3	143,13	217,72	250	LZMN3-A250-I
4	Распределительное устройство № 4	147,2	223,91	250	LZMN3-A250-I
5	Распределительное устройство № 5	32,94	50,11	60	LZMN3-A60-I
6	Распределительное устройство № 6	225,07	342,36	400	LZMN3-A400-I

7	Распределительное устройство № 7	28,6	43,50	60	LZMN3-A60-I
8	Распределительное устройство № 8	15,45	23,50	32	LZMN3-A32-I
9	Распределительное устройство № 9	4,88	7,42	16	LZMN3-A16-I
10	Распределительное устройство № 10	15,76	23,97	32	LZMN3-A32-I
11	Распределительное устройство № 11	387,21	589,00	800	LZMN3-A800-I
	ИТОГО на вводе	1216,71	1850,80	2500	LZMN3-A2500-I

### Защита трансформаторов на ТП

Производится выбор защиты для ТП. Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10 кВ применяются предохранители. При условии обеспечения селективности работы с защитами смежных элементов. Плавкие предохранители выполняют роль автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

### Расчёт токовой отсечки

Токовой отсечкой должны быть оборудованы линии с напряжением 10 кВ, при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ( $k_{\text{ч}} \geq 2$ ).

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{\text{с.о}} \leq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,3 \cdot 3,34 = 4,34 \text{ кА}; \quad (42)$$

где  $I_{к.макс}^{(3)}$  - максимальное значение тока трехфазного КЗ в месте установки защиты.

$k_n$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_m} = 219,8 \cdot \frac{1}{40} = 5,5 \text{ А}; \quad (43)$$

где  $k_{сх}$  - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду  $k_{сх} = 1$ ; в треугольник и на разность фаз  $k_{сх} = \sqrt{3}$ );

$n_m$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k'_ч \geq k'_ч \cdot \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = 1 \cdot \frac{2890}{219,8} = 13,15; \quad (44)$$

где  $I_{к.мин}^{(2)}$  - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

$k'_ч$  - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

Выбор максимальной токовой защиты

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,25 \cdot 2}{0,8} \cdot 70,33 = 219,78 \text{ А}; \quad (45)$$

где  $I_{раб.макс}$  - первичный номинальный ток;

$K_n$  - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$  - коэффициент само запуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

$K_B$  - коэффициент возврата принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot 0.87}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{2890 \cdot 0.87}{219.78} = 11.44 \geq 1.5; \quad (46)$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{с.з.МТЗ}} = t_{\text{нр max}} + \Delta t = 0.7 + 0.5 = 1.2 \text{ с}; \quad (47)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{ТА}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 219.7}{40} = 9.5 \text{ А}. \quad (48)$$

На двухобмоточных трансформаторах устанавливаются:

1. Для защиты от многофазных КЗ применяют токовую отсечку.
2. Для защиты от токов, обусловленных внешними КЗ, и резервирования действия токовой отсечки применяется - максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения (при недостаточной чувствительности без пуска напряжения), устанавливаемая со стороны питания.

## 10. Расчет питающих и отходящих линий

При выборе сечения проводников в электрических сетях учитываются как рабочие, так и возможные аварийные режимы сетей. Выбор сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов.

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1000В определяется по условию нагрева в зависимости от расчетного значения длительно допустимой токовой нагрузки при 25 °С. Основным показателем рабочего режима линий и других элементов сети является длительная или расчетная токовая нагрузка.

1) Выбор сечения проводников по расчетной токовой нагрузке заключается в соблюдении условия:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq K \cdot I_{\text{расч}} \quad (49)$$

где  $I_{\text{дл.доп}}$  - длительно допускаемый ток проводника, А;

$I_{\text{расч}}$  - расчетная или длительная токовая нагрузка проводника, А;

$K$  –коэффициент (для взрывоопасной среды принимается равным 1.25; для нормальной среды равным 1).

2) После выбора сечения проводится его проверка на согласование с защищающим аппаратом:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq K_3 \cdot I_{\text{заш}} \quad (50)$$

где  $I_{\text{заш}}$  –ток защиты автоматического выключателя, А;

$K_3$  –коэффициент защиты (для взрывоопасной среды принимается равным 1,25; для нормальной среды равным 1).

Произведем расчет и выбор марки кабельных линий для питания цехов от КТП.

Расчет произведем на примере РУ № 2.

$$P_H = 268,4 \text{ кВт}; \quad I_{H,дв} = 408,64 \text{ А.}$$

Так как среда в помещениях первого корпуса нормальная, то  $K=1$ ;  $K_3=1$ .

Определяем ближайшее стандартное сечение кабеля  $S$ , по току расчетному.

Выбираем кабель 4 ВВГ (1x185) с  $I_{доп} = 510 \text{ А}$  – кабель с медными жилами, с поливинилхлоридной изоляцией и поливинилхлоридной оболочкой, без защитного покрова.

Проверка:

$$1) I_{дл.доп} \geq K \cdot I_{расч}$$

$$408,64 \text{ А} > 1 \cdot 510 \text{ А}$$

$$2) I_{дл.доп} \geq K_3 \cdot I_{зщ}$$

$$3) 408,64 \text{ А} > 1 \cdot 510 \text{ А}$$

Определим коэффициент загрузки КЛ:

$$K_3 = \frac{I_p}{I'_{доп}}; \tag{51}$$

$$K_3 = \frac{408,64}{510} = 0.8;$$



Таблица 7 – Выбор проводов и кабелей

№ по плану	Наименование цеха	Scumm	Ip, А	Идл.доп., А	Тип и марка кабеля	Коэффициент загрузки
1	Распределительное устройство № 1	15,66	23,82	30	ВВГ 4x4	0,79
2	Распределительное устройство № 2	268,64	408,64	510	4 ВВГ 1x185	0,80
3	Распределительное устройство № 3	143,13	217,72	260	ВВГ 4x120	0,84
4	Распределительное устройство № 4	147,2	223,91	260	ВВГ 4x120	0,86
5	Распределительное устройство № 5	32,94	50,11	75	ВВГ 4x16	0,67
6	Распределительное устройство № 6	225,07	342,36	385	4 ВВГ 1x120	0,89
7	Распределительное устройство № 7	28,6	43,50	75	ВВГ 4x16	0,58
8	Распределительное устройство № 8	15,45	23,50	30	ВВГ 4x4	0,78
9	Распределительное устройство № 9	4,88	7,42	25	ВВГ 4x2,5	0,30
10	Распределительное устройство № 10	15,76	23,97	30	ВВГ 4x4	0,80
11	Распределительное устройство № 11	387,21	589,00	605	4 ВВГ 1x240	0,97
	ИТОГО на вводе	1216,71	1850,80	2080	ШМТВ 100x8	0,89

Выбранное сечение кабеля должно быть проверено:

- на допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;

- на обеспечение надежного срабатывания плавких предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

Согласно ГОСТ 32144-2013 [8], нормально допустимое значение отклонения напряжения 4 - 6 %.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot 100 \%, \quad (52)$$

где  $I$  - рабочий максимальный ток, А;

$L$  - длина линии, км;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Таблица 8 – Проверка выбранных сечений по падению напряжения

№ по плану	Наименование цеха	$I_p$ , А	Тип и марка кабеля	Длины $L$ , км	$\cos$	$\sin$	R, Ом	X, Ом	$\Delta U$
1	Распределительное устройство № 1	23,82	ВВГ 4x4	0,07	1,00	0,00	3,08	0,10	2,40
2	Распределительное устройство № 2	408,64	4 ВВГ 1x185	0,05	0,85	0,50	0,10	0,06	1,13
3	Распределительное устройство № 3	217,72	ВВГ 4x120	0,03	0,70	0,65	0,15	0,06	0,49
4	Распределительное устройство № 4	223,91	ВВГ 4x120	0,07	0,70	0,65	0,15	0,06	1,06
5	Распределительное устройство № 5	50,11	ВВГ 4x16	0,01	1,00	0,00	1,12	0,07	0,28

Продолжение таблицы 8

6	Распределительное устройство № 6	342,36	4 ВВГ 1x120	0,01	1,00	0,00	0,15	0,06	0,26
7	Распределительное устройство № 7	43,50	ВВГ 4x16	0,07	1,00	0,00	1,12	0,07	1,51
8	Распределительное устройство № 8	23,50	ВВГ 4x4	0,03	0,40	0,79	3,08	0,10	0,35
9	Распределительное устройство № 9	7,42	ВВГ 4x2,5	0,06	1,00	0,00	7,41	0,12	1,40
10	Распределительное устройство № 10	23,97	ВВГ 4x4	0,02	0,40	0,79	3,08	0,10	0,30
11	Распределительное устройство № 11	589,00	4 ВВГ 1x240	0,02	0,70	0,65	0,07	0,06	0,42

Для электропитания потребителей 2 категории по стороне 10 кВ необходимо учитывать, что разные кабели двухцепной линии должны питаться от разных секций шин, для возможности резервирования в случае повреждения какой либо секции.

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов.

Реконструкцию будем проводить самонесущим изолированным проводом СИПЗ где существует возможность его прокладки. В остальных случаях применяем кабель АСБ.

Сечение линии 10 кВ выбирается по расчетному длительно допустимому току. Проверка осуществляется на термическую стойкость к токам короткого замыкания, по допустимой потере напряжения.

Находится рабочий ток, проходящий по линии при условии, что нагрузка фаз распределена равномерно:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}; \quad (53)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность линии;

$U_H$  – номинальное напряжение, кВ.  $U_H=10$  кВ.

По расчетному току определяется из таблицы сечение линий и проверяется по потере напряжения, при этом должно соблюдаться условие:

$$I_{РАСЧ} \leq I_{ДОП}, \quad (54)$$

где  $I_{доп}$  - длительно допустимый по условиям нагрева ток линии;

Произведем расчет, нагрузки возьмем из предыдущих расчетов приведенных к стороне 10 кВ.

Рабочий ток:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{1216,7}{10 \cdot \sqrt{3}} = 70,33 \text{ A},$$

Выбираем провод марки СИП-3 сечением  $1 \times 50$  мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 245 А [33].

Проверяем рабочий ток по отношению к длительно допустимому:

$$70,33 \leq 245 \text{ A}.$$

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяется напряжение у потребителей. Согласно ПУЭ

[25] нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %.

Потеря напряжения в линиях 10 кВ, определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{1}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \sum P_m \cdot l_m + x_0 \cdot \sum Q_m \cdot l_m) \cdot 100\%, \quad (55)$$

где  $P_m$  – активная мощность в линии, кВт;

$l_m$  – длина линии от ТП 057В до ТП013Б, км;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км. В связи с тем, что индуктивное сопротивление линии достаточно мало для СИПЗ его в расчет не принимаем.

$$\Delta U = \frac{1}{10000} \cdot 0,72 \cdot 0,98 \cdot 1027,3 \cdot 100\% = 7,2 \%,$$

В связи с тем, что потеря напряжения превышает максимально допустимую потерю напряжения равную 5%. Нам необходимо увеличить сечение сети что бы уменьшить потерю напряжения. Примем СИПЗ 1х95 с удельным сопротивлением равным 0,36 Ом/км. Проверим отклонение напряжение еще раз.

$$\Delta U = \frac{1}{10000} \cdot 0,36 \cdot 0,98 \cdot 1027,3 \cdot 100\% = 3,62 \%,$$

Отклонение напряжения не превышает нормально допустимое отклонение в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

Произведем проверку кабеля АСБ 3х120.

Произведем расчет, нагрузки возьмем из предыдущих расчетов приведенных к стороне 10 кВ.

Рабочий ток:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{1216,7}{10 \cdot \sqrt{3}} = 70,33 \text{ A},$$

Выбираем провод марки АСБ сечением 3x120 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 218 А [33].

Проверяем рабочий ток по отношению к длительно допустимому:

$$70,33 \leq 218 \text{ A}.$$

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяется напряжение у потребителей. Согласно ПУЭ [25] нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %.

Потеря напряжения в линиях 10 кВ, определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{1}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \sum P_m \cdot l_m + x_0 \cdot \sum Q_m \cdot l_m) \cdot 100\%,$$

где  $P_m$  – активная мощность в линии, кВт;

$l_m$  – длина линии от ТП 057В до ТП013Б, км;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км. В связи с тем, что индуктивное сопротивление линии достаточно мало для АСБ 3x120 его в расчет не принимаем, а удельное активное сопротивление составляет - 0,258 Ом/км.

$$\Delta U = \frac{1}{10000} \cdot 0,258 \cdot 0,14 \cdot 1027,3 \cdot 100\% = 3,7 \%,$$

Отклонение напряжения не превышает нормально допустимое отклонение в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

## **11.Выбор комплектной трансформаторной подстанции**

Для установки взамен старой ТП выбираем комплектную блочную подстанцию производства ЗАО «Биробиджанский завод силовых трансформаторов». КТП «БиРЗСТ» - комплектная трансформаторная подстанция в металлической оболочке, напряжением 10/0,4 кВ, мощностью силовых трансформаторов до 2500 кВА. Применяется в сетях с изолированной нейтралью на стороне 10 кВ и глухозаземлённой нейтралью на стороне 0,4 кВ. Предназначена для электроснабжения жилищно-коммунальных, общественных, инфраструктурных объектов, а также для электроснабжения промышленных объектов, коттеджных посёлков и зон индивидуальной застройки. КТП представляет собой трансформаторную подстанцию полной заводской готовности с одним или двумя силовыми трансформаторами. Вводные и отходящие линии выполняются кабелем или воздушной линией.

Срок службы КТП составляет не менее 25 лет.

РУВН выполняется на базе ячеек КСО-6(10)-Э1 коммутационные аппараты с воздушной изоляцией. РУВН имеет одинарную систему сборных шин, номинальный ток сборных шин 630А, ток термической стойкости сборных шин 20 кА/1с. В состав секции РУВН могут входить: вводные ячейки, ячейки отходящих линий, ячейка присоединения силового трансформатора, ячейка секционная, ячейка трансформатора напряжения. Главные цепи РУВН приведёна в графической части проекта. Ячейки вводов и отходящих линий РУВН комплектуются выключателями нагрузки. Защита силового трансформатора осуществляется предохранителями в комбинации с выключателем нагрузки. В РУВН возможно выполнение схемы автоматического ввода резерва (АВР) с различным алгоритмом работы.



Рисунок 3 – КСО-6(10)-Э1 и ЩО-2000

РУНН выполняется на базе панелей ЩО-2000. РУНН имеет одинарную систему сборных шин, номинальный ток сборных шин до 2500А; ток термической стойкости сборных шин до 100 кА. В состав секции РУНН могут входить: ввод, отходящие линии, секционирование. На вводе РУНН может быть установлен автоматический выключатель выкатного исполнения. Защита отходящих линий осуществляется: автоматическими выключателями выкатного исполнения (с номинальным током до 630 А и выше). На каждой секции РУНН предусмотрена установка автоматических выключателей для подключения щитов ЩСН. В РУНН возможно выполнение схемы автоматического ввода резерва (АВР) с различным алгоритмом работы [22].

Выбор и проверка выключателей нагрузки.

Выбор выключателей нагрузки так же, как вакуумных выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током КЗ.

Выбираем на стороне 10 кВ трёхпозиционный выключатель нагрузки ВНТ-2Е с приводом К-2Е, для цепей трансформатора трёхпозиционный выключатель нагрузки с предохранителем ВНТ-2П с приводом К-2Е.





Рисунок 4 –Выключатель нагрузки трёхпозиционный ВНТ

Нагрузка трансформаторной подстанций ТП13Б, в послеаварийном режиме составляет:

$$I_{нав} = 66,98 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = 5.3^2 \cdot (0.5 + 0,009) = 14 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{K.ном} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном}.$$

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 66,98\text{А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скз} = 40 \text{ кА}$	$i_{y0} = 10.8 \text{ кА}$	$i_{скз} \geq i_{y0}$
$B_{к.ном} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$

Выбор предохранителей для выключателей нагрузки

$$I_{ном.пл.вс} = \frac{1.4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (56)$$

$$I_{ном.пл.вс} = \frac{1.4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 77,1 \text{ А}$$

Выбор трансформатора тока

Нагрузка по ТП для трансформатора тока:

Таблица 10 – Приборы, подключаемые к трансформатору тока

Прибор	Тип	Разбивка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	0,12	–	0,12
		0,12		0,12
Итого:		0.74	0.5	0.74

Из таблицы (24) видно, что наиболее загружены фазы А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТРУ 22.11.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1.

$$V_{кном} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с};$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=15 \text{ В}\cdot\text{А}$  (класс точности 0.5/0.5S)

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{20}{25} = 0.8 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{2.24}{25} = 0.03 \text{ Ом};$$

Выбираем провод сечением  $q=2.5 \text{ мм}^2$  медными жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0175$ . Длину проводов примем  $l=10 \text{ м}$ .

$$r_{пр} = \frac{0.0175 \cdot 10}{2.5} = 0.07 \text{ Ом};$$

Сопротивление контактов:  $r_{конт} = 0,015 \text{ Ом}$ .

$$z_2 = 0,09 + 0,07 + 0,015 = 0,115 \text{ Ом}.$$

Сопоставление данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор трансформатора тока ТРУ 22.11

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 0.4 \text{ кВ}$	$U_H = 0.4 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_{p\max} = 462 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{2H} = 0.8 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} = 0.115 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} = 30.4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11.0 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

### Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты электрооборудования от коммутационных перенапряжений применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную крышку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка.

Благодаря своей высокой нелинейности ограничители перенапряжения обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и выдерживают без ограничения времени рабочее напряжение сети. Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию.

Выбираем ОПН фирмы «ABB» MWD 14, предназначенные для внутренней установки, необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты РУ [20].

Выбираем ОПН фирмы «ABB» MWD 14/15, предназначенные для внутренней установки (14–Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ, 15 – номинальный разрядный ток, кА) [19].

Таблица 12 – Основные характеристики ограничителей перенапряжения

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальный ток разряда, кА	15
Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	14
Длина пути утечки, мм	225
Высота, мм	225±2
Масса, кг	2,2±0,1

## **12. Расчет заземления и молниезащиты**

В данном разделе произведем расчет защитного и рабочего заземления двухтрансформаторной КТПН и оборудования базы, которые также необходимо заземлять. Для повышения надежности проектируемый контур заземления КТПН необходимо соединить в общий контур с заземлениями отдельных зданий для выравнивания потенциалов и уменьшения сопротивления контура и повышения надежности.

Уточнимся немного в определениях, что же такое защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей металлических нетоковедущих частей электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним (прежде всего вследствие разрушения изоляции).

При замыкании фазы на металлический корпус электроустановки он приобретает электрический потенциал относительно земли. Если к корпусу такой электроустановки прикоснется человек, стоящий на земле или токопроводящем полу (например, бетонном), он немедленно будет поражен электрическим током.

Посредством защитного заземления ток замыкания перераспределяется между заземляющим устройством и человеком обратно пропорционально их сопротивлениям.

Поскольку сопротивление тела человека в сотни раз превышает величину сопротивления растеканию тока заземляющего устройства, через тело человека, прикоснувшегося к поврежденному заземленному оборудованию, пройдет ток, не превышающий предельно допустимого значения (10 мА), а основная часть тока уйдет в землю через контур заземления. При этом напряжение прикосновения на корпусе оборудования не превысит 42 В.

Контур заземления выполняют из стальных стержней, уголков, некондиционных труб и др. В траншее глубиной до 0.7 м вертикально

забиваются стержни (трубы, уголки и др.), а выступающие из земли верхние концы соединяются сваркой внахлест стальной полосой или прутком.

В качестве искусственного заземлителя применяем вертикальные заземлители – стержни длиной 5 м, диаметром 16 мм на расстоянии 5 м друг от друга и стальную полосу 40·4 мм на глубине 0.7 м, соединяющую стержни и являющуюся горизонтальным заземлителем, см рисунок 6.

Сопротивление одного стержня:

$$r_B = 0.27 \cdot \rho = 0.27 \cdot 145 = 39.15 \text{ Ом}; \quad (57)$$

где  $\rho = K_{\text{сез}} \cdot \rho = 1,45 \cdot 100 = 145 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $K_{\text{сез}}$  – для второго климатического района для вертикальных заземлителей,  $\rho$  – удельное сопротивление грунта – суглинка.

Вертикальные заземлители располагаются вдоль стены цеха. Принимаем предварительно количество вертикальных стержней равное 18.

$$n_B = \frac{r_B}{R_3 + \eta_B} = \frac{39.15}{4 \cdot 0.52} = 18.8 = 19 \text{ шт.} \quad (58)$$



Рисунок 5– Общий вид устройства заземляющего контура.

Сопротивление заземляющей полосы:

$$r_{\Gamma} = \frac{0.366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \cdot \log \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} = \frac{0.366 \cdot 380}{90} \cdot \log \frac{2 \cdot 90^2}{40 \cdot 7} = 8.87 \text{ Ом.} \quad (59)$$

Сопротивление полосы в контуре из 19 вертикальных заземлителей:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{8.87}{0.25} = 35.48 \text{ Ом;} \quad (60)$$

Необходимое число вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{з}}}{R_{\Gamma} - R_{\text{з}}} = \frac{35.48 \cdot 4}{35.48 - 4} = 4.51 \text{ Ом;} \quad (61)$$

Уточненное число стержней:

$$n_{\text{В}} = \frac{r_{\text{В}}}{R_{\text{В}} \cdot \eta} = \frac{39.15}{4.51 \cdot 0.52} = 16.7 \text{ шт.} \quad (62)$$

По результатам расчета принимаем 17 вертикальных электродов длиной 5 метров каждый с расстоянием между электродами 5 м, по периметру подстанции в несколько контуров. Вертикальные электроды обвязываются горизонтальной полосой длиной 85 м.

Проверим контур заземления по результирующему сопротивлению, которое не должно быть больше 2 Ом.

Суммарное сопротивление заземлителя:

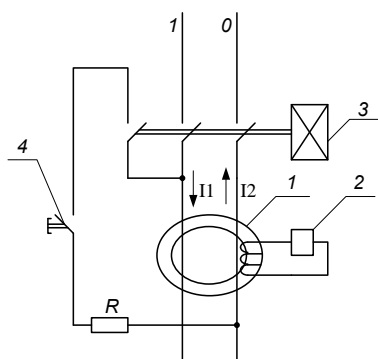
$$R_{\text{сум}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{В}}}{n_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma} + n_{\text{В}} \cdot R_{\text{В}}} = \frac{35.48 \cdot 4.51}{17 \cdot 35.48 + 85 \cdot 4.51} = 0.16 \text{ Ом.} \quad (63)$$

Результирующее сопротивление контура меньше 2 Ом, вследствие чего можно сделать вывод, что контур рассчитан, верно.

### 13.Релейная защита и автоматика

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция системы электроснабжения промышленно-торговой базы Находка. Система электроснабжения которой состоит из питающих линий 10 кВ понижающей двухтрансформаторной подстанции 10 кВ и распределительной сети 0,4 кВ. Данная сеть является типовой и наиболее распространенной. В таких сетях обычно не используют сложных микропроцессорных защит и устройств телемеханики. К тому же в данной сети отсутствует потребитель 1 категории в связи с чем можно использовать более простые средства защиты распределительной сети от повреждений. К таким устройствам защиты относятся устройства защитного отключения, автоматические выключатели 0,4 кВ с тепловыми и электромагнитными расцепителями, предохранители с плавкими вставками, ограничители перенапряжения.

Устройства защитного отключения (УЗО) используются для повышения уровня электробезопасности в электроустановках общественных, жилых, административных зданий, а также в производственных помещениях, сельскохозяйственных предприятий. УЗО представляет собой быстродействующий защитный выключатель, реагирующий на дифференциальный ток в проводниках, подводящих электроэнергию к защищаемой установке. Устройство УЗО двухполюсного исполнения представлено на рисунке 8.



*1 – датчик дифференциального тока; 2 – блок управления пороговым элементом; 3 – исполнительный механизм; 4 – цепь тестирования.*

Рисунок 6 – Основные функциональные блоки УЗО



Дифференциальный ток возникающий в трансформаторе тока определяется как векторная сумма токов протекающих по проводникам, в нормальном режиме равны по модулю и направлены в противоположные направления, а следовательно не наводят во вторичной обмотке ЭДС. В случае утечки, баланс токов нарушается и во вторичной обмотке возникает ток небаланса, который подаёт сигнал на блок управления, и в результате этого выключатель разрывает цепь.

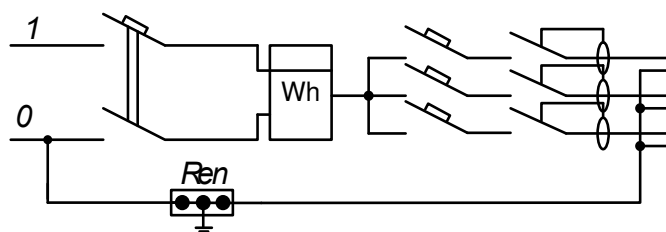


Рисунок 7 – Схема электроснабжения квартиры

Различают электромеханические УЗО, не зависящие от напряжения питания, и электронные, которые зависят от напряжения питания. В первом случае источником энергии является сам дифференциальный ток, на который происходит реакция, а во втором – сама сеть либо внешний источник питания. Электронные УЗО менее надёжны и могут отказать при металлическом КЗ или обрыве нулевого проводника.

#### Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ

Как и линии, трансформаторы необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением перенапряженностей и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВ·А (включительно) можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку плавких вставок предохранителей.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

Вновь вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ППН-10, которые встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНТ-2Е.

Защита линии 10 кВ на примере Ф 39 п/ст Центральная

В сетях 10 кВ с изолированной нейтралью на воздушных линиях электропередач с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, максимальная токовая направленная защита [2]. На линиях 10 кВ предусматриваем указатели протекания токов короткого замыкания. Защита линий 10 кВ от замыканий на землю, выполняется с действием на сигнал. Производится расчет защиты линии питающей ТП.

Для защиты отходящего фидера применяем микропроцессорный блок F 650 фирмы GE Multilin.

F 650 – это устройство для защиты, управления, контроля, измерения и регистрации, подходящее для различных применений, таких как основная защита линии передачи распределения и резервная защита трансформаторов, шин, батарей конденсаторов и т.п.

Терминал F 650 включает в себя следующие основные функции:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ) - отключает фидер при превышении тока уставки с выдержкой времени. Токовая отсечка отключает

фидер без выдержки времени при появлении в сети больших токов короткого замыкания. Ускорение МТЗ автоматически вводится при включении выключателя и после работы АПВ на время 0,5с., при этом время МТЗ уменьшается до 0 с;

2. Токовая отсечка (ТО) от междуфазных КЗ и замыканий на землю;
3. Защита от снижения и повышения напряжения нулевой последовательности;
4. Защита от тепловой перегрузки;
5. Защита от замыканий на землю работает на сигнал.

Определим величину тока уставки МТЗ для линии П/С-ТП:

Определим номинальный ток,  $I_{\text{ном}}$  линии, мощность 1027,3 кВА, длина линии 2,3 км.

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (64)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность протекающая по линии, кВА;

$U_{\text{ср}}$  – среднее напряжение цепи, кВ.

$$I_{\text{ном}} = \frac{1027,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 58,8 \text{ А},$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (65)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равен 1,3;

$K_3$  – коэффициент самозапуска, равен 1,25;

$K_B$  – коэффициент возврата реле, равен 0,95;

$$I_{ср.з} = \frac{1,3 \cdot 1,25}{0,95} \cdot 58,84 = 100,7 \text{ А},$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{ср.реле} = \frac{I_{ср.з}}{K_{ТТ}}, \quad (66)$$

где  $K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, равен 60;

$$I_{ср.реле} = \frac{100,65}{60} = 1,7 \text{ А},$$

Определяется чувствительность защиты:

$$K_{\chi} = \frac{I_K^{(2)} \cdot 0,87}{I_{с.з.}} = \frac{2890 \cdot 0,87}{100,7} = 24,9 \geq 1,5, \quad (67)$$

где  $I_{K2}^{(2)}$  - минимальный ток двухфазного КЗ на шинах противоположной по отношению к защите подстанции.

### **13.1 Телемеханика и сигнализация**

Средства телемеханики являются неотъемлемой частью диспетчерского управления энергетическими системами и обеспечивают возможность осуществления непрерывного контроля над работой энергосистем и оперативного руководства выработкой и распределением электрической энергией.

Средства телемеханики (телеуправление, телесигнализация, телеизмерение и телерегулирование) применяются для диспетчерского управления территориально рассредоточенными электроустановками, связанными общим режимом работы, и их контроля. Благодаря применению средств телемеханики повышается эффективность диспетчерского управления.

В первую очередь средства телемеханизации используются для сбора информации о режимах работы, состоянии основного коммутационного оборудования, изменений при возникновении аварийных режимов или состояний, а также для контроля за выполнением распоряжений по производству переключений (плановых, ремонтных, оперативных) или ведению режимов эксплуатационным персоналом.

Телесигнализация предусматривается для отображения на диспетчерских пунктах положения и состояния основного коммутационного оборудования.

Телеизмерения должны обеспечивать передачу основных электрических и технологических параметров.

Оперативное управление в электрических сетях осуществляется оперативно-диспетчерской службой.

В нашем случае средства телемеханики предусматриваются на подстанции Центральная в следующем объеме:

1) Телеуправления коммутационным оборудованием, имеющим существенное значение для работы подстанций в схеме сети (обычно исполнительные органы, осуществляющие управление объектом, обладают дискретной природой и имеют малое число возможных состояний, например, «замкнуто» - «разомкнуто», «включено» - «выключено»);

2) Телесигнализации положения коммутационного оборудования подстанций (как правило, система телесигнализации передает сведения о дискретных состояниях контролируемых объектов, например, «включено» - «выключено»);

3) Аварийно-предупредительной телесигнализации:

- работа защиты – один общий сигнал,
- авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защиты на отключение) – один сигнал для всех трансформаторов,
- ненормальная работа трансформатора (сигнализация о перегрузке, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла) – один сигнал с трансформатора,
- земля на секции 35 кВ – один сигнал с секции,
- неисправность на подстанции (неисправность во вторичных цепях, попадание напряжения на подстанции, выход из строя стабилизатора питания) – один общий сигнал,

4) Телеизмерения по вызову (тока трансформатора, тока отходящих линий напряжением 10 и 35 кВ, напряжения на шинах 35 и 10 кВ).

На двухобмоточных трансформаторах амперметр устанавливается в цепи одной из обмоток, так как токи в обмотках пропорциональны и по одному амперметру можно судить о нагрузке обеих обмоток. На трехобмоточных трансформаторах для контроля над нагрузкой (по току) амперметры устанавливаются в цепи всех трех обмоток. Это необходимо потому, что токи в обмотках могут быть сдвинуты по фазам и по нагрузке двух обмоток нельзя судить о нагрузке третьей. Ввиду практического отсутствия перекоса нагрузок у трансформаторов на них обычно

устанавливается амперметр лишь на одной фазе. У трансформаторов с заземленной нейтралью амперметры устанавливаются во всех трех фазах.

Система учета активной и реактивной электроэнергии дает возможность определить количество энергии отпущенной подстанциями непосредственно потребителям, определить потери энергии в трансформаторах и сетях при ее распределении, контролировать установленные режимы потребления энергии.

Для осуществления учета активной энергии счетчики устанавливаются: на каждом повышающем и понижающем трансформаторе для учета пропускаемой через трансформатор энергии (на понизительных трансформаторах счетчики устанавливаются со стороны низшего (среднего) напряжения, на всех отходящих линиях 10 кВ.

Счетчики реактивной энергии устанавливаются: на понижающих трансформаторах со стороны среднего и низшего напряжения, на отходящих линиях 10 кВ, если на этих линиях установлены счетчики активной энергии для расчета с потребителями.

При помощи электроизмерительных приборов осуществляется контроль над режимом работы отдельных линий электропередачи, распределительной сети, за качеством распределяемой электроэнергии, а также учет выработанной электроэнергии.

Все информация о системе для обеспечения удобства и простоты эксплуатации сводится в автоматизированную систему диспетчерского управления, представляет собой совокупность технических средств и информационно-математического обеспечения, которые используются при диспетчерском управлении на основе ЭВМ. Техника, используемая для создания АСДУ, программное обеспечение и принципы построения системы позволяют учесть особенности сети или схемы. Высокая надежность каждого элемента позволяет получить надежную систему управления, широкая

номенклатура средств передачи данных и открытость системы позволяет ей сопрягаться с различными ранее созданными или вновь создаваемыми приборами и системами энергетики.

АСДУ имеет двухуровневую структуру. Нижний уровень ведет сбор и первичную обработку информации с контролируемых объектов, производит решение локальных задач сигнализации, измерений, диагностики, управления и защиты, передает результаты работы на более высокие по иерархии уровни системы управления. Для этого используются программируемые контролеры в комплексе с датчиками и преобразователями для измерения тока, напряжения, мощности и т.д. со стандартным выходным аналоговым либо дискретно-импульсным сигналом. Аппаратура этого уровня расположена непосредственно на объектах управления, или вблизи этих объектов. Верхний уровень служит для последующей обработки, хранения, представления, документирования информации, для оперативного контроля и управления, а также для передачи информации на более высокий уровень управления. Для реализации верхнего уровня используется ПЭВМ. Оборудование для функционирования верхнего уровня располагается на диспетчерском пункте РЭС.

Автоматизацию учета следует осуществлять созданием системы учета состояний из технических средств, имеющих метрологическую, информационную, электрическую и конструктивную совместимость. Такой системой в наше время является автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ. По мере увеличения объема информации и возникновения новых объектов и задач энергосбережению система должна с минимальными затратами расширять свои функциональные возможности. Этого можно добиться благодаря модульному принципу построения.

Основной целью учета электроэнергии в энергосистемах является контроль объемов ее производства и потребления, а также получение



достоверной информации для решения следующих технико-экономических задач:

- финансовые расчеты за электроэнергию на межгосударственном уровне, между энергоснабжающими предприятиями и потребителями, а также между энергосистемами республики;

- контроль соблюдения лимитов и договорных величин мощности и электропотребления;

- определение и планирование выработки и потерь электроэнергии на всех классах напряжения;

- определение и планирование удельных расходов топлива на электростанциях;

- определение себестоимости выработки, передачи и распределения электроэнергии.

Система учета должна обеспечивать определение количества электроэнергии:

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на производственные нужды (раздельно) электростанций и подстанций;

- потребленной на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителю;

- переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- отпущенной потребителю из электрической сети;
- поступившей в электрические сети различных классов напряжения;
- переданной по транзитным линиям (отдельно в каждом напряжении);
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

## 14. Техника безопасности при работе с мегаомметром на 1000 и более

### ВОЛЬТ

Мегаомметр — прибор, для измерения больших значений сопротивлений. Отличается от омметра тем, что измерение сопротивления производится на высоких напряжениях (обычно 1000 или 2500 Вольт).

К самостоятельной работе при проведении работ с мегаомметром допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие при поступлении на работу предварительный медицинский осмотр, а также:

- вводный инструктаж;
- инструктаж по пожарной безопасности;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- инструктаж по электробезопасности на рабочем месте;
- обучение по правилам устройства и безопасной эксплуатации ПУЭ, ПЭЭП, ПТБ при эксплуатации электроустановок, иметь группу по электробезопасности не ниже 3;
- измерения мегаомметром в установках напряжением более 1000 В проводятся по наряду, до 1000 В - по распоряжению.

Персонал при работе с мегаомметром должен:

- проходить повторный инструктаж по безопасности труда на рабочем месте не реже, чем через каждые три месяца;
- проходить санитарный медицинский осмотр согласно приказу Минздрава РФ № 90 от 14.03.96 г.;
- выполнять только ту работу, которая входит в его обязанности;
- использовать безопасные методы труда;
- выполнять требования запрещающих, предупреждающих, указательных и предписывающих знаков и, надписей и сигналов.

Персонал при работе с мегаомметром должен знать:

- действие на человека опасных и вредных производственных факторов, возникающих во время работы;

- правила внутреннего трудового распорядка, установленные на предприятии;
- требования настоящей инструкции, инструкции о мерах пожарной безопасности, инструкции по электробезопасности;
- назначение средств индивидуальной защиты;
- правила и нормы по охране труда, техники безопасности и промсанитарии;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшим, пользоваться средствами пожаротушения, при возникновении пожара вызвать пожарную охрану.

Персонал при работе с мегаомметром должен использовать СИЗ: костюм хлопчатобумажный, ботинки кожаные, перчатки диэлектрические, очки защитные, коврик диэлектрический.

Персонал при работе с мегаомметром должен выполнять следующие требования пожарной безопасности:

- курить только в отведенных местах;
- знать и уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Личную одежду и спецодежду необходимо хранить отдельно в шкафчиках и гардеробной. Уносить спецодежду за пределы предприятия запрещается.

Принимать пищу следует только в столовых, буфетах или специально отведенных для этого комнатах, имеющих соответствующее оборудование.

За невыполнение требований безопасности, изложенных в настоящей инструкции, персонал несет ответственность согласно действующему законодательству.

Требования безопасности перед началом работы

Перед началом работы персонал по проведению измерений мегаомметром должен:

- надеть полагающую по нормам спецодежду и спецобувь, привести их в порядок;

- заправить свободные концы одежды так, чтобы она не свисала;
- установить последовательность выполнения операций;
- осмотреть свое рабочее место, устранить неполадки;
- проверить исправность испытательного стенда и его заземление;
- убедиться в надежности освещенности рабочих мест.

Требования безопасности во время работы

Замеры сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих участках, с которых снят заряд путем предварительного заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегометра.

При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

Перед испытанием электрокабелей и воздушных линий напряжением выше 1000В их следует разрядить. Лицо, производящее разрядку, должно пользоваться защитными средствами.

Заземление с токоведущих частей, подлежащих испытаниям, следует снимать только после подключения мегаомметра.

Работу выполнять внимательно, не отвлекаясь на посторонние дела и разговоры.

Перед началом работы с мегаомметром и в процессе работ следить за тем, чтобы на месте работ и в части электроустановки, подлежащей испытаниям, не находился другой персонал и посторонние люди.

На противоположных концах кабельных и воздушных линий перед производством измерений на отключенных проводах, рубильниках,

автоматах следует вывесить плакат: "Испытание. Опасно для жизни", "Не включать - работа на линии".

Требования безопасности по окончании работ

По окончании измерения производитель работ должен снять напряжение с токоведущих частей, подлежащих измерениям, остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

Отсоединить провода прибора от токоведущих частей, снять кратковременно наложенное заземление.

Записать результаты измерений в ведомость.

Проверить состояние приборов, проводов, зажимов, штанг и уложить их в специальный футляр для транспортировки.

Снять спецодежду и убрать ее в шкаф гардеробной.

После работы или в случаях загрязнения частей тела принять душ.

О всех нарушениях производственного процесса сообщить непосредственному руководителю.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам реконструкции распределительной сети базы Находка получилась современная система электроснабжения торгово-складской базы с установленными в ней автоматическими выключателями и новым оборудованием трансформаторной подстанции. Также была изменена схема режима работы нейтрали для возможности правильной работы устройств защитного отключения.

При реконструкции трансформаторной подстанции произведена замена контура заземления, так как существующий контур сгнил в земле и не соответствовал современным требованиям к безопасности обслуживающего персонала.

В проекте произведена замена трансформаторной подстанции с заменой оборудования на аппараты современного типа. Взамен разъединителей по стороне 10 кВ установлены выключатели нагрузки которые позволяют производить коммутационные действия не снимая нагрузки по стороне 0,4 кВ, что повышает надежность системы электроснабжения и позволяет своевременно производить отключения в случае повреждений.

Произведена реконструкция линий электропередач 0.4 кВ, с полной заменой токоведущих частей современным провод с двойной изоляцией, что повышает надежность работы сети и безопасность людей сталкивающихся с электричеством. В итоге рассмотрены варианты работы автоматической защиты от перегрузки и токов короткого замыкания на стороне 10 кВ.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебное пособие для вузов / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 1991.- 496 с.
- 2 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин.- М.: Энергоатомиздат, 1990. - 531 с.
- 3 Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие / Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов.– Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
- 4 Будзко И.А., Зуль Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А Будзко, Н.М Зуль . – М.: Агропромиздат, 1999. – 346 с.
- 5 Васильев Л.И., Ихтейман Ф.М и др. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / под. ред. Л.И Васильев, Ф.М. Ихтейман и др. – М: Агропромиздат , 1999 г. – 159 с.
- 6 Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Безопасность труда электроустановках: Учеб. пособ. для сред. ПТУ / А.А. Воронина, Н.Ф. Шибенко . - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1987. - 192 с.
- 7 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.3. Кн.1. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002. - 964 с.
- 8 ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электроэнергии в системах общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013 г. – 31с.
- 9 ГОСТ 14209–85 .Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки – М.: Изд-во стандартов, 1995 г. – 76с.
- 10 ГОСТ 28249–93. Методы расчета коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 2003 г. – 54с.

11 Григорьев В.И. Справочная книга электрика / под ред. В.И. Григорьева. – М.: Колос, 2004. – 746 с.

12 Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю. В. Графическая часть курсовых и дипломных проектов: Учебное пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.-120 с.

13 Козлов В. А. Городские распределительные электрические сети/ В.А. Козлов. – Л.: Энергоатомиздат, -2003.—224 с.

14 Козлов В. А. Справочник по проектированию электроснабжения городов/ В.А Козлов, Н.И. Билик, Д.Л. Файбисович. – Л.: Энергоатомиздат, - 2003.—256 с.: ил.

15 Козлов В. А. Электроснабжение городов/ В.А.Козлов. - Л.: Энергоатомиздат, 2004. – 247 с.

16 Китушин В.Г. Надежность электрических систем. Часть 1 / В.Г. Китушин – Новосибирск: НГТУ, 2003. – 256 с.

17 Комплектные электротехнические устройства. Институт промышленного развития «Информэнерго», том 1, часть 2. – М. 2004. – 87 с.

18 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учебное пособия для студентов средних специальных профессиональных учреждений / Е.А. Конюхова. – М: Изд-во «Мастерство» – М, 2002. - 320 с.

19 Материалы с официального сайта компании «ABB»  
<http://www.abb.ru>

20 Материалы с официального сайта ОАО «ЮГ-СИСТЕМА плюс»  
<http://yugsys.ru>

21 Материалы с официального сайта компании «Элтехника»  
<http://www.elteh.ru>

22 Материалы с официального сайта компании «Schneider Electric»  
<http://www.schneiderelectric.ru>

23 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.- М.: Издательство НЦЭНАС, 2001.- 192с.



24 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. Благовещенск: Амурский гос. ун-т 2006.-192 с.

25 Мясоедов Ю.В. Расчет симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения / Ю.В. Мясоедов, Л.Б. Гоголева – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2002. – 63 с.

26 Наумов И.В., Василевич М.Р., Лукина Г.В. Электроснабжение сельских населенных пунктов: Учебное пособие / И.В. Наумов, М.Р. Василевич, Г.В. Лукина. – Иркутск: Типография ИрГСХА, 200 г. – 180 с.

27 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 608 с.

28 Ополева Г.Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения: Справочник / Г.Н. Ополева. - Иркутск: Иркутский гос. ун-т, 2003. - 100 с

29 Ополева Г.Н. Схемы подстанций электроснабжения: Справочник / Г.Н. Ополева.– М: ФОРУМ – ИНФА – М, 2006. - 480 с

31 Постановление правительства РФ № 239 от 1.01.2002г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

30 Правила оформления дипломных и курсовых работ (проектов): Стандарт Амурского государственного университета / Благовещенск: Издательство АмГУ, 2009. –44 с.

31 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. ППБ-01-03. Сборник нормативных документов / Новосибирск: Издательство РИПЭЛ плюс, 2003 г. - 256 с.

32 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации /Изд-во ЕЭС России, 2003.

33 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей/Изд-во Альтернативная полиграфия, 2003. – 312 с.

34 Правила устройства электроустановок: Справочник / М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 184 с.

35 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2004 .– 448

36 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.

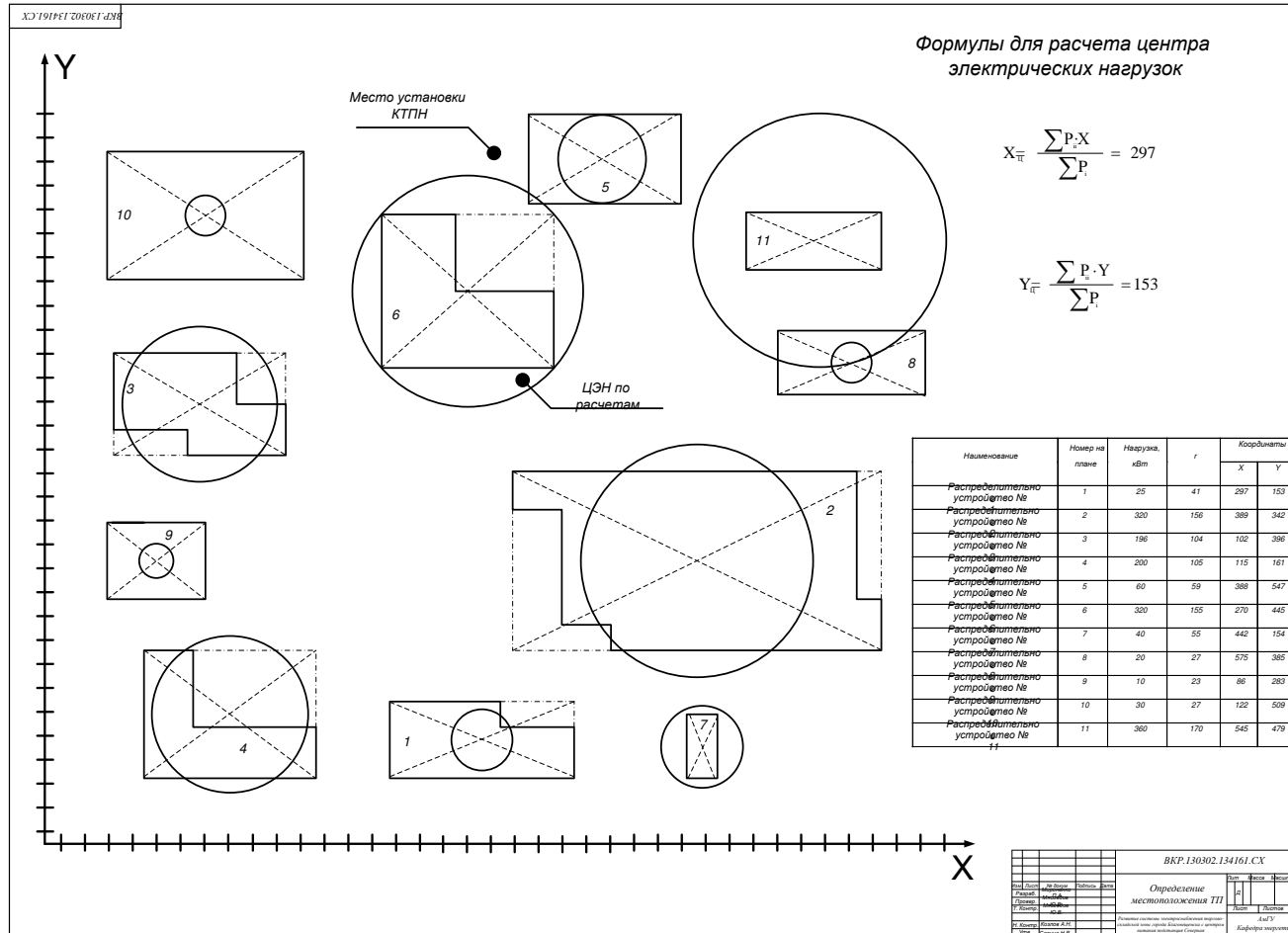
37 Руководящий документ «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД-34.20.185-94. – Министерство топлива и энергетики РФ, 1997.-32 с.

38 РД.153-34.0-20.527-98 – Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2001. – 105 с.

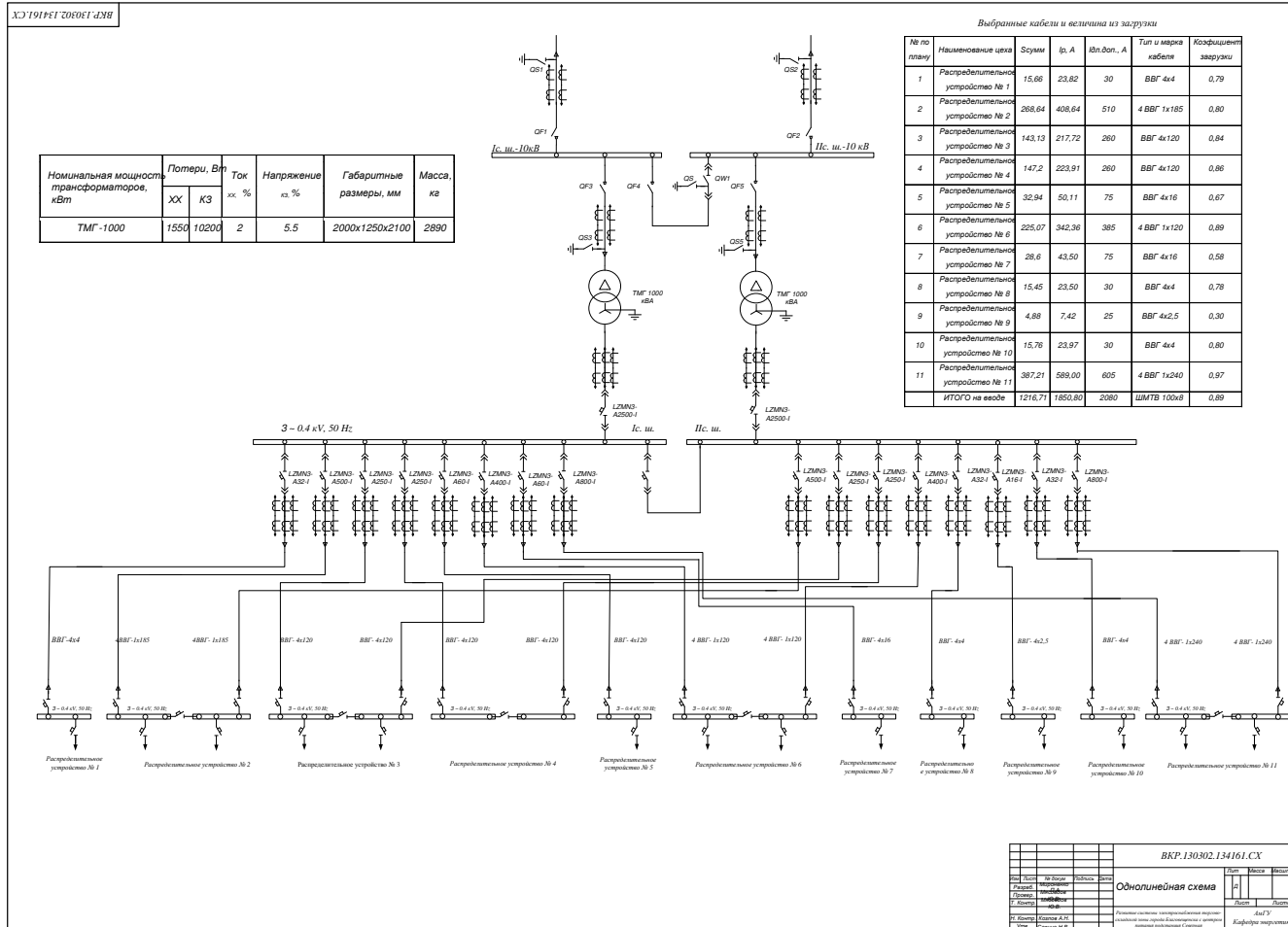
39 СанПиН 2.2.1/2.1.1031-01 Санитарно – защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

40 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т ,2007.-216 с.

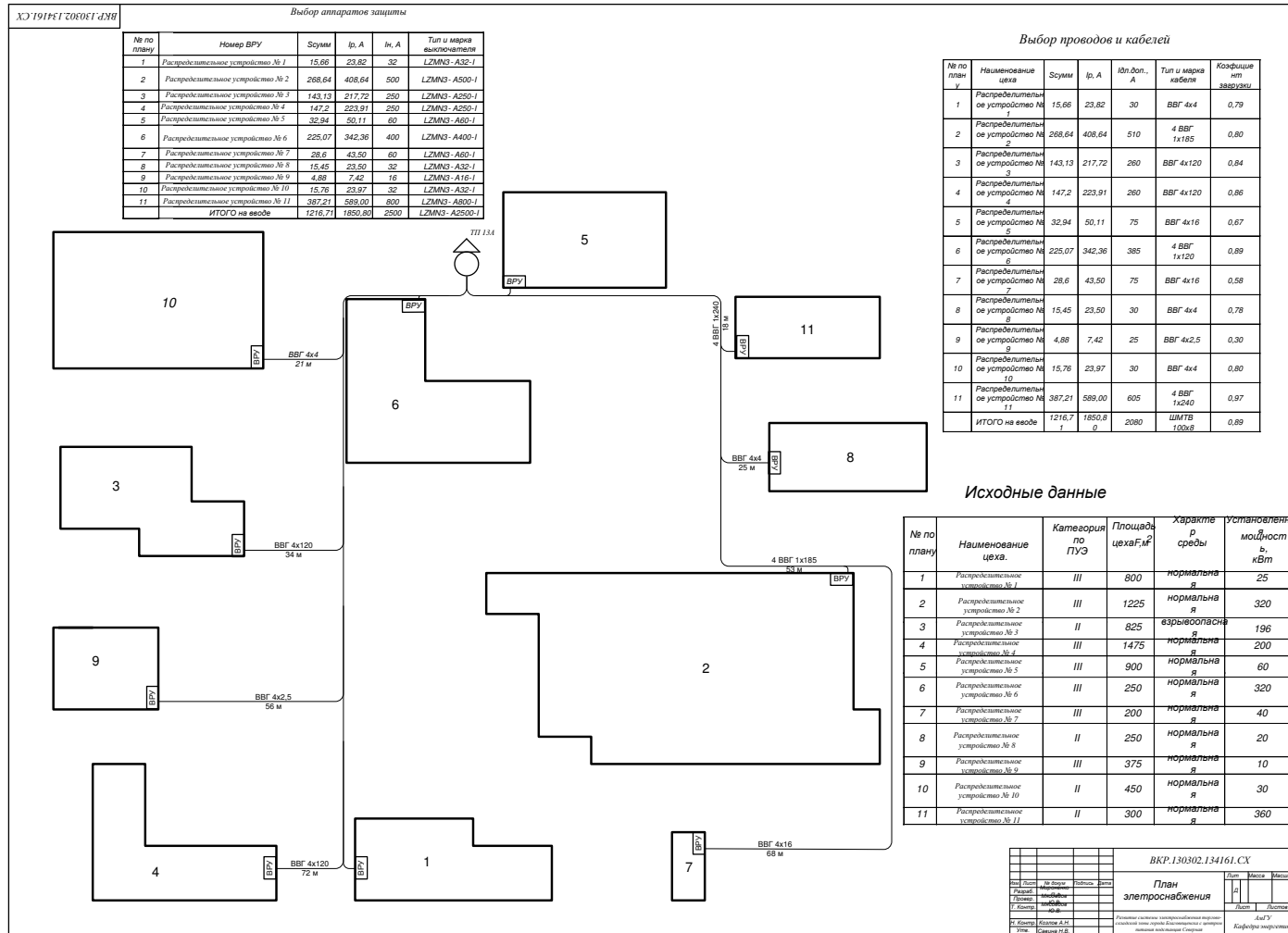
# ПРИЛОЖЕНИЕ А



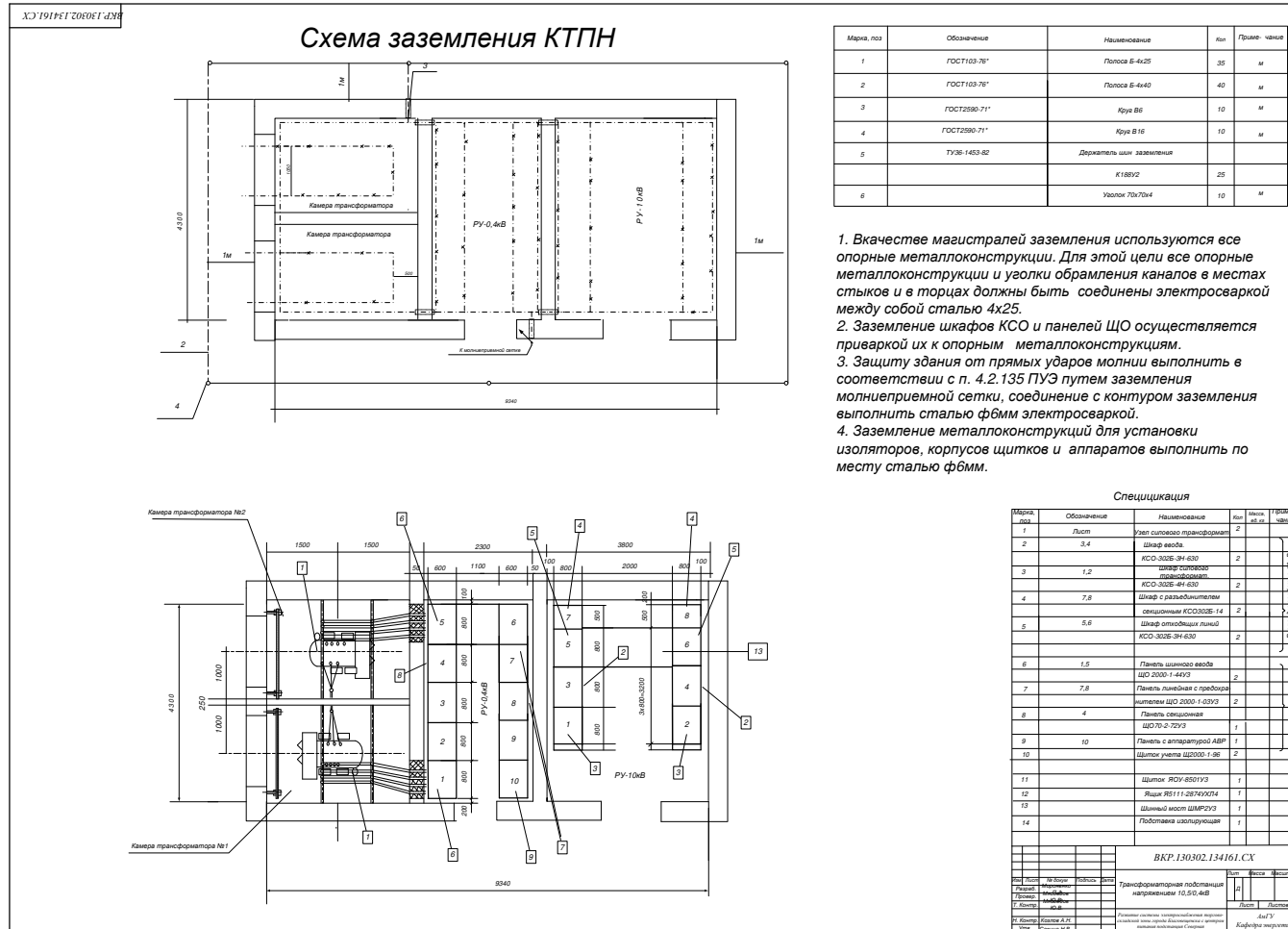
## ПРИЛОЖЕНИЕ Б



## ПРИЛОЖЕНИЕ В



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г



## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}}$$

Полное сопротивление до точки короткого замыкания.

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(\Sigma X_{\Sigma} + X_{\text{снет}})^2 + (\Sigma R_{\Sigma})^2};$$

Постоянная времени затухания, определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma \cdot R};$$

Расчетная схема для расчетов токов короткого замыкания

Эквивалентная схема замещения

Схема замещения для расчетов токов КЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле

$$I_R^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{Z_{\Pi} + Z_T}$$

Перечень автоматических выключателей выбранных по результатам расчета токов КЗ

№ по плану	Наименование цеха	Scumm	Ip, А	In, А	Тип и марка выключателя
1	Распределительное устройство № 1	15,66	23,82	32	LZMN3 -A32-I
2	Распределительное устройство № 2	268,64	408,64	500	LZMN3 -A500-I
3	Распределительное устройство № 3	143,13	217,72	250	LZMN3 -A250-I
4	Распределительное устройство № 4	147,2	223,91	250	LZMN3 -A250-I
5	Распределительное устройство № 5	32,94	50,11	60	LZMN3 -A60-I
6	Распределительное устройство № 6	225,07	342,36	400	LZMN3 -A400-I
7	Распределительное устройство № 7	28,6	43,50	60	LZMN3 -A60-I
8	Распределительное устройство № 8	15,45	23,50	32	LZMN3 -A32-I
9	Распределительное устройство № 9	4,88	7,42	16	LZMN3 -A16-I
10	Распределительное устройство № 10	15,76	23,97	32	LZMN3 -A32-I
11	Распределительное устройство № 11	387,21	589,00	800	LZMN3 -A800-I
	ИТОГО на вводе	1216,71	1850,80	2500	LZMN3 -A2500-I

Результаты расчета токов короткого замыкания

№ КЗ	Однофазный ток КЗ, кА	Трехфазный ток КЗ, кА
1	2	3
КЗ	8,15	15,37

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}};$$

Ток нагрузки трансформатора определяется по формуле:

$$I_{н.тр} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)};$$

Ток срабатывания автоматического выключателя с учетом перегрузки трансформатора определяется по формуле:

$$I_{авт} = I_{н.тр} \cdot 1.5$$

	<p>Расчет токов короткого замыкания</p> <p>Лист 5</p>
	<p>Листов</p>

# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

