

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 «Электроэнергетические системы и се-  
ти»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения нефтебазы АО «ННК –  
Амурнефтепродукт» и прилегающей к ней территории города Благовещенска

Исполнитель студент группы 342зсб2	_____	К.Н. Шматок
	подпись, дата	
Руководитель, ст. преподаватель	_____	Н.С. Бодруг
	подпись, дата	
Нормоконтроль доцент, к.т.н	_____	А.Н. Козлов
	подпись, дата	

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**

- К выпускной квалификационной работе студента Шматок Кирилла Николаевича
1. Тема выпускной квалификационной работы:  
Реконструкция системы электроснабжения нефтебазы АО «ННК – Амурнефтепродукт» и прилегающей к ней территории города Благовещенска  
(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)
  2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_
  3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема электроснабжения нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт», схема электроснабжения жилого района г. Благовещенска, прилегающего к нефтебазе. Электрические нагрузки потребителей нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт» и жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы
  4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):  
изучение и характеристика территории реконструкции, расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов, компенсация реактивной мощности, выбор питающих распределительных линий и коммутационного оборудования
  5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Выпускная квалификационная работа содержит 77 стр., 10 рисунков, 96 формул, 19 источник, 6 листов А1
  6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) отсутствуют
  7. Дата выдачи задания 04 октября 2016
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Бодруг Наталья Сергеевна, ст. преподаватель  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016 /Шматок К.Н. /  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., 11 рисунков, 35 таблиц, 96 формул, 19 источника.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУКА, РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОМПЛЕКСНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ

Работа посвящена актуальной теме научного и прикладного характера – реконструкции системы электроснабжения нефтебазы и прилегающей к ней территории. Цель работы – реконструкция системы электроснабжения нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт» и прилегающей к ней территории города Благовещенска.

Актуальность бакалаврской работы обусловлена современными реалиями, а именно техническим прогрессом в электротехнике.

В данной работе выполнен расчет электрических нагрузок комплексных трансформаторных подстанций, рассчитаны сечения кабельных и воздушных линий электропередачи, определены необходимые мощности трансформаторов КТП. Осуществлен выбор необходимого компенсирующего устройства. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор питающих и распределительных линий, автоматических выключателей для нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт» и прилегающей к ней территории г. Благовещенска. Осуществлен выбор основного оборудования на кабельной трансформаторной подстанции и аппаратов защиты. Рассмотрены экономические вопросы и вопросы техники безопасности при реконструкции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Основная часть	11
1.1 Характеристика территории реконструкции	11
1.1.1 Климатическая и географическая характеристика	11
1.1.2 Краткая характеристика технологических процессов нефтебазы АО «ННК - Амурнефтепродукт»	12
1.1.3 Краткая характеристика жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы АО «ННК - Амурнефтепродукт»	13
1.1.4. Характеристика существующих сетей	13
1.1.4.1 Существующая система электроснабжения нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»	13
1.1.4.2. Характеристика энергосистемы жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы	14
1.2 Расчет электрических нагрузок	15
1.2.1. Расчёт электрической нагрузки потребителей нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»	15
1.2.1.1 Исходные данные для расчета электрических нагрузок АО «ННК-Амурнефтепродукт»	15
1.2.1.2. Расчёт электрической нагрузки нефтебазы АО «ННК- Амурнефтепродукт»	19
1.2.2. Расчет электрических нагрузок потребителей жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы	25
1.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на КТП	27
1.3.1 Категории надёжности потребителей	28
1.3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов питания нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»	30
1.3.3 Выбор трансформаторов КТП жилого района г.	31

Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы	
1.4 Компенсация реактивной мощности	32
1.4.1 Расчёт и выбор компенсирующего устройства	33
1.5 Выбор питающих и распределительных КЛ, выбор автоматических выключателей	34
1.5.1 Выбор питающих и распределительных КЛ нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт», выбор автоматических выключателей.	34
1.5.1.1. Проверка КЛ 10 кВ нефтебазы АО «ННК – Амурнефтепродукт»	35
1.5.1.2 Выбор линий питания ЩР 0,38 кВ	37
1.5.1.3 Выбор кабельных линий, расчет аппаратов защиты электроприёмников	38
1.5.2 Выбор питающих и распределительных линий жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы	44
1.5.2.1 Проверка питающих линий 10кв	44
1.5.2.2 Проверка питающих линий 0,38кВ и выбор ВА	46
1.6 Расчёт токов короткого замыкания	
1.6.1 Расчет токов короткого замыкания в системе энергоснабжения нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»	50
1.6.2. Расчет токов короткого замыкания в системе энергоснабжения жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы	57
1.7 Выбор основного оборудования на КТП и аппаратов защиты	64
1.7.1 Выбор оборудования и аппаратуры защиты на кабельной трансформаторной подстанции, питающей нефтебазу АО «ННК-Амурнефтепродукт»	65
1.7.1.1 Выбор выключателя нагрузки	65
1.7.1.2 Выбор предохранителя на стороне 10кВ	66
1.7.1.3 Проверка автомата питания шин НН	67

1.7.1.4. Выбор токоведущих частей	69
1.7.1.5 Выбор изоляторов	70
1.7.1.6. Выбор трансформатора тока	71
1.7.2 Выбор оборудования и аппаратуры защиты на КТП питающей жилой район г. Благовещенска, прилегающий к нефтебазе	73
1.7.2.1 Выбор выключателя нагрузки	73
1.7.2.2. Выбор предохранителя на стороне 10кВ	73
1.7.2.3 Проверка автомата питания шин НН	74
1.7.2.4 Выбор токоведущих частей	74
1.7.2.5 Выбор изоляторов	76
1.7.1.6 Выбор трансформатора тока	76
1.8 Расчёт заземления ТП 10/0,4 кв	77
1.9 Охрана труда и техника безопасности при проведении реконструкции	80
1.9.1 Техника безопасности при монтаже электроустановок	82
1.9.2 Меры безопасности при монтаже кабельных линий	86
Заключение	90
Библиографический список	91
Приложение А	
Приложение Б	

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения значительно возросла в последние годы в связи с серьезными, не только количественными, но и качественными изменениями потребителей электроэнергии. Развитие производства все в большей мере базируется на современных технологиях, широко использующих электрическую энергию.

В соответствии с законом "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации " № 261-ФЗ необходимо сокращать потери энергетических ресурсов при их передаче, в том числе в системах коммунальной инфраструктуры, а так же применять энергоэффективные технологии при реконструкциях .

*Актуальность* работы обусловлена современными реалиями, а именно техническим прогрессом в электротехнике и несоответствием предприятия и прилегающего района этим требованиям.

В данной работе в качестве *объекта* выступает нефтебаза АО «ННК – Амурнефтепродукт», а также район г.Благовещенска, прилегающий к нефтебазе.

Нефтебаза – это комплекс зданий, сооружений и устройств для приёма, хранения, перегрузки с одного вида транспорта на другой и отпуска нефти и нефтепродуктов[10, с. 27].Основная цель - обеспечение бесперебойного снабжения нефтепродуктами потребителей в необходимом количестве и ассортименте.

За время своего существования нефтебаза АО «ННК – Амурнефтепродукт» претерпевала существенные изменения в техническом плане. Она была основана в1904 году, за столь длительное время существования её площадь увеличилась с нескольких десятков соток до семи с половиной гектаров. Увеличивались объемы поставок нефтепродуктов: только за последние пять лет с

72,3 тыс. тонн в 2012 году, до 109,5 тыс. тонн в 2016 году. Как следствие этого изменяются и энергопотребление в сторону увеличения.

Меняется внешний вид нефтебазы и производственные процессы, проходящие на ней. В 2001 году была построена и введена в эксплуатацию станция приёма и хранения смазочных масел общим объёмом хранения 500 м<sup>3</sup>. В 2003 году была выведена котельная на тяжёлых нефтепродуктах, взамен ей пришли пять компактных и экономичных котлов Kiturami. В 2008 году была выведен из эксплуатации и демонтирована станция приёма тяжёлых нефтепродуктов и резервуарный парк объёмом 5000 м<sup>3</sup>. В период с 2001 по 2012 годы было увеличено число установок налива автоцистерн с 8 до 13 штук. Тем не менее, несмотря на изменения в техническом плане, электрооборудование нефтебазы не в полной мере соответствует современным требованиям, так например, необходима замена блоков «разъединитель-предохранитель», оптимизация кабельных линий электропередач, установка современных автоматических выключателей в сетях питания отдельных электропотребителей, установка компенсаторных батарей. Таким образом, мы обосновываем необходимость реконструкции системы электроснабжения нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт» для соответствия современным требованиям производства и конкуренции в бизнесе.

Помимо нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт» *объектом* нашего исследования выступает район г. Благовещенска, прилегающий к территории нефтебазы. Нефтебаза расположена в 99 квартале города Благовещенска и граничит с территорией 94 и 95 квартала, Расположение в относительно спокойном районе города, характерной чертой застройки данного района является большое количество частных многоквартирных домов, близость парковой зоны, парка культуры и отдыха, спортивного комплекса делают его привлекательным для проживания и развития.

В современном мире несмотря на переход к энергосберегающим технологиям растёт число электроприёмников на одного человека и домовладение, следовательно, растёт потребляемая мощность электроэнергии. Всё больше

частных домовладений отказываются от твердотопливного отопления и переходят на электрообогрев или же на смешанные установки отопления (твёрдое топливо – электричество), что влечет за собой увеличение нагрузки на сети электроснабжения жилых районов. Увеличение нагрузки на электрические сети и ставит задачу по реконструкции старых, не отвечающих современным требованиям сетям.

Таким образом, *целью* выпускной квалификационной работы является реконструкция нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт» и район г. Благовещенска, прилегающий к нефтебазе, которая призвана повысить надежность электроснабжения и качества получаемой потребителями электроэнергии.

*Основными задачами* выпускной квалификационной работы являются:

1. расчет электрических нагрузок,
2. выбор числа и мощности трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях,
3. расчёт и выбор компенсирующего устройства,
4. выбор и проверка питающих и распределительных линий, выбор автоматических выключателей, расчёт токов короткого замыкания,
5. выбор основного оборудования на комплектных трансформаторных подстанциях и аппаратов защиты,
6. определение мер техники безопасности при реконструкции.

*Основным путем решения поставленных задач* выступает: расчет существующих электрических нагрузок и выбор соответствующего оборудования на комплектной трансформаторной подстанции и аппаратов защиты.

*Практическая значимость* работы заключается в возможности использования расчетов, предложений и рекомендаций в сфере электроснабжения, применительно к реальному предприятию и прилегающему району. Применение результатов работы позволит повысить надежность электроснабжения и качества получаемой потребителями электроэнергии.

Таким образом, *ожидаемыми результатами* выступают: повышение эффективности производственного процесса, снижение потерь путём компенсации реактивной мощности, оптимизация электрических сетей

Проект реконструкции выполнен в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

В данной работе применялись следующие программные продукты компании Microsoft: Word, Excel, Visio, в качестве текстового, табличного и графического редактора.

## 1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1.1 Характеристика территории реконструкции

#### 1.1.1 Климатическая и географическая характеристика

Нефтебаза АО «ННК –Амурнефтепродукт» располагается на территории города Благовещенска – административного центра Амурской области. В виду этого при реконструкции необходимо учитывать климатические характеристики этого района.

Город Благовещенск расположен на юго-западе Зейско-Буреинской равнины, на левом берегу Амура, при впадении в него реки Зей. Протяженность города составляет 8 километров вдоль Амура и 13 километров вдоль Зеи. Расположение города преимущественно на равнинном массиве. В окраинах города присутствуют возвышения.

Погода в Благовещенске, ввиду очень небольшой теплоёмкости воздуха, в температурном режиме очень зависит от продолжительности солнечного сияния и поступающего солнечного тепла. В связи с этим декабрь холоднее февраля, а июнь всего лишь чуть холоднее, чем август. В Благовещенске континентальный климат с чертами муссонности. Континентальность климата проявляется в большой годовой (43°C) и суточной (10-15°C) амплитуде температуры. Муссонный характер 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.

Охарактеризовать погодные условия можно следующими показателями: так например среднегодовая температура составляет +1,6 °С, сумма активных температур ( $T_{ср} > 10\text{ °С}$ ) 2555 (5 мая — 25 сентября), среднегодовая влажность воздуха составляет 67 %, среднегодовая скорость ветра составляет 2,0 м/с.

В приведенной ниже таблице представлены основные климатические и географические характеристики (таблица 1).

Таблица 1 – Климатические и географические характеристики

<b>Температура, °С</b>	Максимальная	+ 39,4
	Минимальная	- 37,1
	Средняя	+ 1,6
<b>Район по ветру</b>	III	
<b>Район по гололёду</b>	III	
<b>Степень загрязнения атмосферы</b>	II	
<b>Глубина промерзания грунта, м</b>	1,8	
<b>Вид грунта</b>	суглинки	
<b>Число грозových часов в году, час.</b>	49-60	
<b>Продолжительность периода, дней</b>	Зимний	150
	Летний	215

В дальнейших расчётах необходимо принимать во внимание значения, представленные в таблице 1.

### **1.1.2 Краткая характеристика технологических процессов нефтебазы АО «ННК –Амурнефтепродукт»**

Нефтебаза – это комплекс зданий, сооружений и устройств для приёма, хранения, перегрузки с одного вида транспорта на другой и отпуска нефти и нефтепродуктов [10, с. 27].

На нефтебазе АО «ННК –Амурнефтепродукт» в городе Благовещенске осуществляются следующие технологические процессы:

- приём нефтепродуктов с железнодорожных цистерн;
- перекачка нефтепродуктов между резервуарами хранения;
- отпуск нефтепродуктов в автоцистерны.

На территории нефтебазы также расположены производственные и складские помещения напрямую не относящиеся к приёму и хранению нефтепродуктов. К ним относятся:

- ремонтно-механический участок, который предназначен для ремонта собственного оборудования и технической эксплуатации сети автозаправочной станции (далее АЗС);

- гаражный комплекс для осуществления стоянки и ремонта собственного автопарка и спец. техники;
- лаборатория, осуществляющая контроль качества поступающих, хранящихся и отпускаемых нефтепродуктов;
- административного корпус АО «ННК – Амурнефтепродукт»;
- складские ангары № 1, № 2 и № 3 для хранения средств материально – технического обеспечения.

### **1.1.3 Краткая характеристика жилого района г.Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»**

Непосредственно с территорией нефтебазы граничат территории 94 и 95 кварталов. Кварталы расположены в юго-восточной части города Благовещенска. Территория реконструкции 94 и 95 ограничивается с северной стороны улицей Ленина, с востока улицей Первомайской, с юга улицей Краснофлотской, с запада улицей Партизанской .

В районе расположены:

- 3 многоквартирных, пятиэтажных жилых дома по 75 квартир в каждом;
- 1 многоквартирный, пятиэтажный жилой дом с 75 квартирами и расположенным на первом этаже магазине строительных товаров;
- 9 многоквартирных, двухэтажных домов по 12 квартир в каждом;
- 1 многоквартирный, одноэтажный дом на 3 квартиры;
- 6 коттеджей;
- 23 одноквартирных жилых дома.

Поскольку в данном районе отсутствует централизованное газовое снабжение принимаем, что все квартиры в домах с электроплитами.

### **1.1.4 Характеристика существующих сетей**

#### **1.1.4.1 Существующая система электроснабжения нефтебазы АО «ННК –Амурнефтепродукт»**

Электроснабжение нефтебазы АО «ННК–Амурнефтепродукт» осуществляется на напряжении 10 кВ по кабельной линией (далее КЛ)ААШВу 3×50 от подстанции Зейская 35/10 кВ. Низковольтные потребители шин получают

электроэнергию напряжением 380\220 В от КТП 10\0,4 кВ. На территории нефтебазы расположены две независимые друг от друга однотрансформаторные комплектные трансформаторные подстанции (далее КТП) с установленной суммарной мощностью 560 кВА. Используются трансформаторы марок ТМ - 160/10/0,4 и ТМ -400/10/0,4.

Система электроснабжения выполнена по радиальной схеме кабельными линиями, питание отходящих линий осуществляется рубильниками с предохранителями типа РПС и кабельными линиями ААБВ. По нефтебазе кабельные линии проложены в земле, в траншеях.

Однолинейная схема системы электроснабжения и генплан предприятия с трассами прокладки КЛ представлен на листе графической части Л-1.

Питание отдельных электроприемников осуществляется от РЩ-0,4 кВ от автоматических выключателей серии ВА 53 и предохранители с плавкими ставка, кабелями АВВГ и ВВГ различного сечения. Компенсация реактивной мощности не предусмотрена.

Анализ системы электроснабжения нефтебазы показывает, что существующая система электроснабжения выполняет поставленные перед ней цели, однако было установлено опытным путем, что оборудование энергосистемы нефтебазы является морально устаревшим и не соответствует современным требованиям. Таким образом, нами было доказана необходимость реконструкции. Целью реконструкции является оптимизация системы электроснабжения нефтебазы под современные требования производства и замена устаревшего оборудования современными аналогами (установка одной КТП вместо двух, замена трансформаторов ТМ на ТСЗ, установка компенсирующих устройств, замена РПС и ПР на автоматические выключатели, оптимизация существующих КЛ .

#### **1.1.4.2 Характеристика энергосистемы жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы**

Энергоснабжение жилого района осуществляется кабельной линией 10 кВ, кабель марки ААБлу 3х95 от подстанции Зейской 35/10. низковольтные по-

требители получают питание от двухтрансформаторной подстанции КТП№95 с трансформаторами ТМ-400 и ТМ-630 общей суммарной мощностью 1030кВА.

Питание потребителей осуществляется через рубильниками с предохранителями типа РПС, многоквартирные пятиэтажные дома получают питания по кабельным линиям ААБл3х70, остальные потребители получаю питания по воздушным линиям (далее ВЛ) выполненными проводами СИП 2 3х95+1х75.

План района с нанесенными линии электропередач изображён в графической части Л-4.

Первичный анализ системы показывает, что линии электропередач не требуют реконструкции, однако требуется проведение их проверки. Целью работы будет являться расчёт электрических нагрузок жилого района для дальнейшего выбора трансформатора питания, выбора коммутационного оборудования и проверки существующей линий электропередач.

## **1.2 Расчёт электрических нагрузок**

Расчётная нагрузка –такая длительная нагрузка, неизменная по величине которая по наиболее тяжёлому тепловому действию на элементы электроустановок (максимальной, кратковременно допустимой температуре, тепловому износу изоляции) эквивалентна фактической или ожидаемой изменяющейся нагрузке [10, с. 27]. Вероятность превышения фактической мощности над расчётной не превышает 0,05%. По расчетной нагрузке выбирают проводники, аппараты, трансформаторы из условий нагрева и рассчитывают потери напряжения и максимальные потери мощности.

### **1.2.1 Расчёт электрической нагрузки потребителей нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»**

#### **1.2.1.1 Исходные данные для расчёта электрических нагрузок нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»**

В приведенной ниже таблице представлен перечень электродвигателей, их размещение и назначение (таблица 2)

Таблица 2 – Перечень электродвигателей, их размещение и назначение

№ п/п	Марка электродвигателя	Мощность, кВт	Частота, об/мин	Оборудование	Местоположение
1	2	3	4	5	6
1	У02-42-6	4	960	Токарный станок	РММ Благовещенск
2	АОЛ22-4	0,4	1300	Токарный станок	РММ Благовещенск
3	АОЛ22-4	0,4	1300	Токарный станок	РММ Благовещенск
4	ЭЛП 32-4-93	4	1000	Токарный станок	РММ Благовещенск
5	ЭЛП 32-4-93	3	300	Сверлильный станок	РММ Благовещенск
6	АС 17	1,5	400	Сверлильный станок	РММ Благовещенск
7	АИМЛ80А4У2,5	1,1	1000	Наждак	РММ Благовещенск
8	ВА32М4У2	5	1500	Наждак	РММ Благовещенск
9	АИМЛ80А4У2,5	1,1	1,4	Отрезной станок	РММ Благовещенск
10	АИМ90Л4У25	2,2	1400	Вытяжная вентиляция	Лаборатория Благовещенск
11	АИММ100Л6У25	2,2	955	Приточная вентиляция	Лаборатория Благовещенск
12	АИММ100Л6У25	2,2	955	Приточная вентиляция	Лаборатория Благовещенск
13	4АМ132М 6/4 У	6,3	970-1455	Установка УИТ-85	Лаборатория Благовещенск
14	АИМ	1,5	1500	Вентил. вытяжн.(крыша)	Лаборатория Благовещенск
15	АИР100S4У3	3	1410	ж/д лебёдка	Территория н/базы
16	АИР100S4У3	3	1410	ж/д лебёдка	Территория н/базы
17	ВА32М4У2	5,5	1000	насос	Насосная (масла)
18	ВА32М4У2	5,5	1000	насос	Насосная (масла)
19	ВА32М4У2	5,5	1000	насос(передвижной)	Насосная (масла)
20	АИМ132М6У2,5	11	1500	насос	Насосная (масла)
21	АИМ	1,5	1500	насос	Насосная (масла)
22	АИМ	1,5	1500	насос	Насосная (масла)
23	АИМ	1,5	1500	вентиляция	Насосная (масла)
24	АИМ132М6У2,5	7,5	960	насос (передвижной)	Насосная (масла)
25	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №1	АСН
26	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №2	АСН
27	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №3	АСН
28	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №4	АСН

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

29	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №5	АСН
30	ВА160S2У2	18	1500	насос №6	АСН
31	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №7	АСН
32	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №8	АСН
33	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №9	АСН
34	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №10	АСН
35	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №11	АСН
36	ВА160S2У2	18	1500	насос №12	АСН
37	АИМ132М4У2,5	11	1500	насос №13	АСН
38	АИММ225М4У2,5	55	1500	Насос	Насосная №1
39	АИММ225М4У2,5	55	1500	Насос	Насосная №1
40	АИММ225М4У2,5	55	1500	Насос	Насосная №1
41	ВАО828У2	30	735	Насос	Насосная №1
42	АИМЛ90Л4У2,5	2,2	1395	Дозатор	Насосная №1
43	4АМ200Л6У3	30	980	Вакуумный насос	Насосная №2
44	4АМ200Л6У3	30	980	Вакуумный насос	Насосная №2
45	ВАО828У2	30	735	Насос	Насосная №2
46	АИММ160М4У2,5	18,5	1463	Насос	Насосная №2
47	АИМЛ90Л4У2,5	2,2	1395	Дозатор	Территория насосной
48	АИМ90Л4У2,5	2,2	1400	Вентиляция вытяжная	Территория насосной №1
49	АИМ90Л4У2,5	2,2	1400	Вентиляция вытяжная	Территория насосной №1
50	АИМ90Л4У2,5	2,2	1400	Вентиляция вытяжная	Территория насосной №2
51	АИМ90Л4У2,5	2,2	1400	Вентиляция вытяжная	Территория насосной №2
52	АИМ90Л4У2,5	2,2	1400	Вентиляция приточная	Вентиляционная (насосная)
53	АС 17	1,5	1500	Сверлильный станок	АБК (подвал)
54	АИМ90Л4У2,5	2,2	1500	Вентиляция	Бокс №7 (на крыше)
55	АИМ90Л4У2,5	2,2	1500	Вентиляция	Бокс №8 (на крыше)
56	АИМ90Л4У2,5	2,2	1500	Вентиляция	Бокс №9 (на крыше)
57	АИР90Л4У3	2,2	1500	Вытяжная вентиляция	Бокс №6
58	АИР90Л4У3	2,2	1500	Вытяжная вентиляция	Бокс №6
59	АИМ-М71В4У2,5	2,2	1500	Вытяжная вентиляция	Бокс №4
60	АИМ-М71В4У2,5	2,2	1500	Вытяжная вентиляция	Бокс №4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

61	844 ER Z25	1,5	1000	Подъёмник	Бокс №2
62	844 ER Z25	1,5	1000	Подъёмник	Бокс №2
63	4АМА80В4У3	6,5	1000	Компрессор	Бокс №1
64	АИР90L4У3	2,2	1000	Пресс	Бокс №1
65	АИРММ2МС	1,1	1500	Наждак	Бокс №1
66	АИРММ2МС	1,1	1500	Наждак	Бокс №1
67	АОЛ22-4	0,4	1300	Токарный станок	Бокс №1
68	4АМА80В4У3	1,4	1500	Сверлильный станок	Бокс №1
69	640 С\S	0,5	1400	Шлагбаум	Территория н/базы
70	844 ER Z16	0,65	1400	Ворота	Территория н/базы

В приведенной ниже таблице представлены данные, касающиеся потребителей сетей освещения внутреннего и наружного освещения, а так же мощность электроотопления (таблица 3).

Таблица 3 – Потребители сетей внутреннего и наружного освещения и мощность электроотопления

	Светильник наружный шт/ Мощность единичного приёмника, Вт	Светильник внутренний шт/ Мощность единичного приёмника, Вт	Электроотопление, кВт
1	2	3	4
АБК	3/70	260/80	-
Лаборат.		25/20	-
Гараж	5/70	60/20	6x2
АСН	10/70	10/80	6
Насосная	5/70	20/20	6
Склады		45/20	-
РММ	3/70	26/20	6
Склад ма-сел	2/70	15/20	-
Территория	65/70		

Реконструкция подразумевает оптимизацию КЛ, однолинейная схема системы электроснабжения и генплан предприятия с трассами прокладки КЛ после реконструкции представлена на листе графической части Л-2.

Уличное освещение выполнено светодиодными светильниками марки ВЭЛАН-03 - СД.Л.70. «КОБРА»- УХЛ1 на стальных и железобетонных опорах,

питание осуществляется через СИП4 4x16. Сети внутреннего освещения производственных и складских помещений выполнены светильниками ВЭЛАН-03 - СД.Л.20- УХЛ1 с питающими КЛ марок ВВГ 3x1.5.

Реконструкция сети уличного и внутреннего освещения производится не будет, в расчётах пункта 1.2.1.2 будут внесены щиты освещения (далее ЩО) для расчёта их подключения к щитам распределительный (далее ЩР).

Распределение потребителей по ЩР производится по принципу расположения и характеру участия потребителя в производственном процессе, однолинейная схема подключения потребителей к ЩР показана в графической части Л-3

### **1.2.1.2 Расчёт электрической нагрузки нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»**

При разработке проекта расчетных нагрузок в сетях низкого напряжения предусмотрено двумя методами:

- упорядоченных диаграмм (коэффициента использования и коэффициента максимума);
- коэффициента спроса.

Для определения расчетной мощности необходимо для начала определить среднюю мощность, которая приходится на конкретный ЩР, кВт:

$$P_c = K_{и.гр} \sum P_{ном} \quad (1)$$

где  $P_c$  - средняя активная мощность группы электроприемников, кВт;

$\sum P_{ном}$  - суммарная номинальная активная мощность группы электроприемников, кВт;

$K_{и.гр}$  - групповой коэффициент использования активной мощности, который определяется по формуле:

$$K_{и.гр} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{номi} \cdot K_{иi})}{\sum_{i=1}^n P_{номi}} = \frac{P_{ном1} \cdot K_{и1} + P_{ном2} \cdot K_{и2} + \dots + P_{номn} \cdot K_{ин}}{P_{ном1} + P_{ном2} + \dots + P_{номn}}$$

(2)

где  $P_{ном1}, P_{ном2}, \dots, P_{номn}$  - номинальные мощности электроприемников, подключенных к силовому пункту;

$K_{и1}, K_{и2}, \dots, K_{ин}$ , – коэффициенты использования конкретных электроприемников.

Согласно методу расчетная мощность группы электроприемников определяется по формуле, кВт:

$$P_p = K_{м.а} P_c \quad (3)$$

где  $K_{м.а}$  - групповой коэффициент максимума активной мощности.

При этом коэффициент максимума рассматривается как функция двух переменных, т.е.  $K_m = f(n_э, K_u)$ , где  $n_э$  - эффективное число электроприемников и определяется по таблице 6.

Для определения  $n_э$  вначале определяется коэффициент  $m$ :

$$m = \frac{P_{НОМ.МАХ}}{P_{НОМ.МИН}} \quad (4)$$

1) Пусть общее число электроприемников  $n \geq 4$ ,  $m \leq 3$ , то  $n_э = n$ ;

2)  $n \geq 4$ ,  $m > 3$ ,  $K_{узр} \geq 0,2$  то

$$n_э = 2 \frac{\sum P_{НОМ}}{P_{НОМ.МАХ}} \quad (5)$$

если  $n_э > n$ , то следует принять  $n_э = n$ ;

3)  $n \geq 4$ ,  $m > 3$ ,  $K_{узр} < 0,2$ , то  $n_э = n_{э*} \cdot n$ , где  $n_{э*} = f(n^*; P^*)$  определяется по таблице 6 в зависимости от:

$$n_{э*} = \frac{n_1}{n} \quad (6) \quad P^* = \frac{\sum P_{НОМ1}}{\sum P_{НОМ}} \quad (7)$$

Где 1 - электроприемники, мощность которых не меньше половины мощности самого большого приемника.

По методу упорядоченных диаграмм рассчитываются мощности  $P_p$ ,  $Q_p$ ,  $S_p$  групп электроприемников цеха по формулам:

$$Q_p = P_c \cdot \text{tg} \varphi_{гр} \cdot K_{мр} \quad (8)$$

$$\text{tg} \varphi_{гр} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{НОМ i} \cdot \text{tg} \varphi_i)}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ i}} = \frac{P_{НОМ1} \cdot \text{tg} \varphi_1 + P_{НОМ2} \cdot \text{tg} \varphi_2 + \dots + P_{НОМ n} \cdot \text{tg} \varphi_n}{P_{НОМ1} + P_{НОМ2} + \dots + P_{НОМ n}} \quad (9)$$

Где  $K_{м.р}$  – коэффициент максимума реактивной мощности, принимаем 1,1 при  $K_{узр} < 0,2$ ,  $n_э \leq 100$ , или  $K_{и гр} > 0,2$ ,  $n_э \leq 10$ , во всех остальных случаях принимаем 1.

Аналогично рассчитывается и  $\cos \varphi$ :

$$\cos\varphi_{\text{гр}} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{НОМ}i} \cdot \cos\varphi_i)}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}} = \frac{P_{\text{НОМ}1} \cdot \cos\varphi_1 + P_{\text{НОМ}2} \cdot \cos\varphi_2 + \dots + P_{\text{НОМ}n} \cdot \cos\varphi_n}{P_{\text{НОМ}1} + P_{\text{НОМ}2} + \dots + P_{\text{НОМ}n}}$$

(10)

- полная мощность (кВ·А)

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (11)$$

А также по значению полной мощности определяется значение рабочего тока линии  $I_p$  как отдельного электроприбора, так и РП в целом, А:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

(12)

где  $U_H$  - номинальное напряжение, В.

Средние нагрузки определяются только для ЩР, а расчетные также и для конкретных потребителей [3, с.45].

Расчетная реактивная мощность при известной величине  $P_p$ , квар:

$$Q_p = \operatorname{tg}\varphi \cdot P_{\text{рн}}, \quad (13)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  - коэффициент реактивной мощности, соответствующий заданному  $\cos\varphi$ .

Паспортная мощность электрического приемника повторно кратковременного режима в расчетах приводится номинально - продолжительной мощности при ПВ=1 по формуле:

$$P_H = P_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}}\% \quad (14)$$

$$S_H = S_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}}\%$$

(15)

где ПВ - паспортная продолжительность включения, в частицах единицы.

Рассчитаем электрические нагрузки на примере ЩРН№1:

Эффективное число электроприёмников.

Определение отношения  $m$ :

$$m = \frac{P_{\text{НОМ.макс.}}}{P_{\text{НОМ.мин.}}} = \frac{55}{2,2} = 25 > 3$$

Находим групповой коэффициент использования активной

сти:  $K_{\text{и гр}} = \frac{(110 \times 0,5) + (30 \times 0,2) + (18,5 \times 0,2) + (2,2 \times 0,2) + (4,4 \times 0,5) + (6 \times 0,8)}{55 + 55 + 30 + 18,5 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 6} = 0,42$

Средняя мощность, которая приходится на распределительный шкаф (ЩР1), кВт:

$$P_c = 0,42 \cdot (110 + 30 + 18,5 + 2,2 + 4,4 + 6) = 72,14 \text{ кВт}$$

Т.к. общее число электроприемников  $n \geq 4$ ,  $m > 3$ ,  $K_{изр} \geq 0,2$ , то:

$$n_3 = 2 \times \frac{171,1}{55} = 6$$

По таблице 1 [6, с 32.] определяем  $K_{ма} = 1,66$

Определим расчетную мощность группы электроприемников, кВт:

$$P_p = 72,14 \cdot 1,66 = 119,73 \text{ кВт},$$

Определим:

$$tg\varphi = \frac{(110 \times 0,8) + (30 \times 0,8) + (18,5 \times 0,8) + (2,2 \times 0,8) + (4,4 \times 0,8) + (6 \times 0,95)}{55 + 55 + 30 + 18,5 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 6} = 0,73$$

Реактивная мощность, кВАР:

$$Q_p = 119,73 \cdot 0,73 = 87,4 \text{ кВАР}$$

$$\cos\varphi = \frac{(110 \times 0,75) + (30 \times 0,75) + (18,5 \times 0,75) + (2,2 \times 0,75) + (4,4 \times 0,75) + (6 \times 0,33)}{55 + 55 + 30 + 18,5 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 6} = 0,8$$

Полная мощность (кВ·А)

$$S_p = \sqrt{119,73^2 + 87,4^2} = 154,08 \text{ кВА}$$

Ток линии  $I_p$ , А:

$$I_p = \frac{154,08}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 234 \text{ А}$$

Полученные нами данные были сведены в таблицу, представленную ниже (таблица 4)

Таблица 4– Сводная ведомость нагрузок по ЩР№1

Наименование РУ и электроприемников	Нагрузка установленная						Нагрузка средняя						Нагрузка расчетная				
	$P_n$ , кВт	$n$	$P_n \cdot \Sigma$ , кВт	$K_u$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c$ , кВт	$Q_c$ квар	$S_c$ , кВ·А	$m$	$n_3$	$K_{ма}$	$K_{изр}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ квар	$S_p$ , кВ·А	$I_p$ , А
ЩР№1 насос	55	2	110	0,5	0,8	0,75	55	41,25	68,75								
насос	30	1	30	0,2	0,8	0,75	6	4,5	7,5								
насос	18,5	1	18,5	0,2	0,8	0,75	3,7	2,77	4,62								
Дозатор	2,2	1	2,2	0,2	0,8	0,75	0,44	0,33	0,55								
Вентилятор	2,2	2	4,4	0,5	0,8	0,75	2,2	1,65	2,75								
Отопление	6	1	6	0,8	0,95	0,33	4,8	1,57	5,04								
Итого ЩР№1			171,1	0,42	0,8	0,73	72,14	52,09	89,23	25	6	1,66	1,1	119,73	96,8	154,08	234



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
\сварочный	18,2	1	7,28	0,2	0,35	2,67	1,46	3,89	4,14								
отопление	6	1	6	0,8	0,95	0,33	4,8	1,57	5,04								

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котёл	1,4	1	1,4	0,5	0,7	1,73	0,7	1,2	14								
ЩО2	1,1	1	1,1	0,85	0,95	0,33	0,93	0,31	0,97								
итогог ЩР№3		13	36,68	0,27	0,55	1,64	10,4	11,33	16,5	60	4	2,14	1,1	22,24	40,27	46,01	69,8
ЩР№4 насос	5,5	3	16,5	0,5	0,8	0,75	8,25	6,19	10,2								
насос	1,7	2	3,4	0,2	0,8	0,75	0,68	0,51	0,85								
насос	7,5	1	7,5	0,2	0,8	0,75	1,5	1,12	1,87								
насос	11	1	11	0,2	0,8	0,75	2,2	1,65	2,75								
вентилятор	1,5	1	1,5	0,7	0,8	0,75	1,05	0,795	1,2								
отопление	6	1	6	0,8	0,95	0,33	4,8	1,57	5,04								
ЩО3	0,2	1	0,2	0,85	0,95	0,33	0,17	0,06	0,18								
ЩО4	0,3	1	0,3	0,85	0,95	0,33	0,25	0,07	0,27								
ЩО5	0,26	1	0,26	0,85	0,95	0,33	0,21	0,06	0,22								
ЩО6	1,4	1	1,4	0,5	0,95	0,33	0,7	0,22	0,74								
итого ЩР№4		13	48,06	0,4	0,82	0,68	19,83	12,29	23,56	37	12	1,34	1,1	26,57	19,82	33,14	50,4
ЩР№5 насос	18	2	36	0,25	0,8	0,75	9	6,75	11,25								
насос	11	11	121	0,5	0,8	0,75	60,5	45,37	75,62								
отопление	6	1	6	0,85	0,95	0,33	5,1	1,67	5,36								
ШО7	1,4	1	1,4	0,85	0,95	0,33	1,19	0,38	1,241								
итого ЩР№5		15	164,4	0,45	0,81	0,72	75,79	54,1	93,5	13	18	1,26	1,1	95,5	76,8	122,3	186,2
ЩР№6 токарный	0,3	1	0,3	0,12	0,5	1,73	0,04	0,05	0,066								
сверильный	1,7	1	1,7	0,12	0,5	1,73	0,2	0,34	0,41								
наждак	1,1	1	1,1	0,12	0,5	1,73	0,12	0,23	0,25								
наждак	1,2	1	1,2	0,12	0,5	1,73	0,13	0,25	0,29								
сварка	18,2	1	7,28	0,12	0,35	2,67	0,86	2,32	2,48								
пресс	2,2	1	2,2	0,12	0,5	1,33	0,25	0,34	0,44								
подъёмник	1,5	2	3	0,12	0,5	1,33	0,36	0,48	0,6								
отопление	6	2	12	0,8	0,95	0,33	9,6	3,17	10,11								
вентилятор	2,2	7	15,4	0,35	0,8	0,75	5,39	4,03	6,74								
компрессор	7,5	2	15	0,2	0,8	0,75	3	2,25	3,75								
котёл	1,4	2	2,8	0,5	0,7	1,73	1,4	2,41	2,8								
ЩО8	0,9	1	0,9	0,85	0,95	0,33	0,76	0,24	0,8								
ЩО9	1,4	1	1,4	0,5	0,95	0,33	0,7	0,22	0,74								
ЩО10	1,1	1	1,1	0,85	0,95	0,33	0,93	0,31	0,97								
итого ЩР№6		24	65,38	0,35	0,74	1,02	23,7	16,73	30,47	61	7	1,51	1,1	35,93	40,23	53,93	82
ЩР№7 вентилятор	2,2	5	11	0,23	0,8	0,75	2,53	1,9	3,15								
шлагбау	1,5	1	0,6	0,23	0,8	0,75	0,14	0,1	0,16								
эл.привод ворот	1,5	1	0,6	0,23	0,8	0,75	0,14	0,1	0,16								
котёл	1,4	2	2,8	0,5	0,7	1,73	1,4	2,41	2,8								
эл.об-е.лаб-рии.	5	1	5	0,2	0,35	1,73	1	1,73	2								
ЩО11	0,5	1	0,5	0,85	0,95	0,33	0,42	0,13	0,45								
итого ЩР№7		11	20,5	0,26	0,67	1,11	5,62	6,38	8,741	10	8	1,4	1,1	7,9	9,65	12,4	18,8

ЩР№ 8	148				0,85										125,8	191
всего шины НН			661,62		0,57	0,81							394,32	354, 4	529,5	804,6

## 1.2.2 Расчет электрических нагрузок потребителей жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n \quad (17)$$

где  $P_{\text{кв.уд}}$  - удельная расчетная нагрузка ЭП квартир (домов), кВт/кв  
 $n$  - число квартир.

Как упоминалось ранее в районе отсутствует газоснабжение, поэтому принимаем, что во всех квартирах установлены электроплиты.

На примере одного пятиэтажного жилого дома проведём расчёт нагрузки дома.

Количество квартир в доме 75. Поскольку в справочной литературе отсутствует значение  $P_{\text{кв.уд}}$  для домов с нужным нам количеством квартир, то вычисляем  $P_{\text{кв.уд}}$  методом интерполяции.

$$P_{\text{уд.75}} = P_{\text{уд.60}} - \frac{P_{\text{уд.60}} - P_{\text{уд.100}}}{100 - 60} \quad (18)$$

$$P_{\text{уд.75}} = 2,1 - \frac{2,1 - 1,5}{100 - 60} \cdot (75 - 60) = 1,88 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{кв}} = 1,88 \cdot 75 = 140,5 \text{ кВт}$$

$$Q = P \times \text{tg}\varphi$$

(19)

$\text{tg}\varphi = 0,2$  расчётный коэффициент реактивной мощности для квартир с электрической плитой

$$Q_{\text{кв}} = 140,5 \cdot 0,2 = 28,1 \text{ кВАр}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (20) \quad S = \sqrt{140,5^2 + 28,1^2} = 143,3 \text{ кВА}$$

В здание встроен магазин, поэтому расчетную нагрузку встроенного магазина определяем отдельно, а затем суммируем с нагрузкой здания.

$$P_{\text{маг}} = P_{\text{удл}} \times S \quad (21)$$

где  $P_{\text{удл}} = 0,16$  удельная расчетная нагрузка электроприемников для непродовольственных магазинов с кондиционированием воздуха.

$S = 300 \text{ м}^2$  площадь магазина.

$$P_{\text{маг}} = 0,16 \times 300 = 48 \text{ кВт}$$

$\text{tg } \varphi = 0,48$  расчётный коэффициент реактивной мощности для непродовольственных магазинов с кондиционированием воздуха.

$$Q_{\text{маг}} = 48 \times 0,48 = 23,04 \text{ кВАР}$$

$$S_{\text{маг}} = \sqrt{48^2 + 23,1^2} = 52,1 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{зд}} = S_{\text{кв}} + S_{\text{маг}} \quad (22)$$

$$S_{\text{зд}} = 143,3 + 52,1 = 195,4$$

Выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе Microsoft Excel (результаты которых представлены в приложении Б) и сводим результаты по остальным жилым зданиям в сводную ведомость нагрузок, представленных в таблице (таблица б)

Расчетные нагрузки на вводе частных жилых домов с электроплитами и бытовыми электроводонагревателями — 7,5 кВт и коэффициентом одновременности  $K_o = 0,27$

$$P = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P \quad (23)$$

$$P_{\text{д.жс}} = 0,27 \cdot (7,5 \times 23) = 48,7 \text{ кВт}$$

Поскольку задачами реконструкции не предусмотрена замена или изменения сетей освещения расчёт осветительной нагрузки будет произведён по формуле

$$P_{\text{осв}} = (P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{ППА}}) \cdot m \quad (24)$$

где  $P_{л}=250\text{Вт}$ — номинальная мощность лампы, Вт;  $\Delta P_{ПРА}=30\text{Вт}$ — потери мощности газоразрядных ламп. Вт;  $m = 31\text{шт}$ — число светильников фонаря, относящихся.

$$P_{осв} = (250 + 30) \cdot 31 = 8650 = 8,6\text{кВт}$$

$$Q_{осв} = 8,6 \cdot 0,33 = 0,08\text{кВАР}$$

Полученные данные по потребляемой мощности, также заносим в таблицу, приведенную ниже (таблица 6)

Таблица 6 – Сводная ведомость нагрузок жилого района

Наименование	n	$P_{уд}$ кВт	P кВт	$tg\ \varphi$	Q кВАР	S кВА
пятиэтажный жилой дом	75	1,63	121,875	0,2	24,375	124,2886
пятиэтажный жилой дом	75	1,63	121,875	0,2	24,375	124,2886
пятиэтажный жилой дом	75	1,63	121,875	0,2	24,375	124,2886
пятиэтажный жилой дом с магазином	75	1,63	121,875	0,2	24,375	177,5318
двухэтажный жилой дом	12	3,2	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,2	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,2	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,2	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,20	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,20	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,20	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,20	38,4	0,2	7,68	39,16047
двухэтажный жилой дом	12	3,20	38,4	0,2	7,68	39,16047
коттедж	6	15,20	91,2	0,2	18,24	93,00612
одноэтажный жилой дом	3	10,00	30	0,2	6	30,59412
частные дома	23	7,5	48,8175	0,2	9,7635	49,78428
освещение	31	0,28	8,68	0,33	0,0924	8,680492
<b>итого</b>			1011,798		200,7159	1031,514

### 1.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на КТП

Выбор числа и мощность трансформаторов следует производить исходя из следующих показателей :

- по графику нагрузки потребителя и подсчитанным величинам средней и максимальной мощности;
- технико-экономическим показателям отдельных намеченных вариантов числа и мощности трансформаторов с учетом капитальных затрат и эксплуатационных расходов;

- категории потребителей с учетом наличия в его составе нагрузок потребителей первой категории, требующих обеспечения резервирования;
- экономически целесообразному режиму, под которым понимается режим, обеспечивающий минимум потерь мощности и электроэнергии в трансформаторе при работе по заданному графику нагрузки

### **1.3.1 Категории надёжности потребителей**

Требования к надёжности электроснабжения в настоящий момент является одним из важных аспектов работы потребителей. От существующего уровня надёжности энергоснабжения электроприемников потребителя зависит количество брака на производстве, качество изготавливаемой продукции и, как следствие, конкурентоспособность компании в целом.

Потребители I категории надёжности электроснабжения - это электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения (п. 1.2.18 ПЭУ)

Для потребителей с I категорией надёжности электроснабжения необходимо осуществить энергоснабжение от двух источников питания. При этом источники питания должны быть независимые. Такая схема энергоснабжения применяется для снижения рисков аварийного отключения электроэнергии для электроприемников I категории надёжности электроснабжения.

При аварии на одном источнике питания, электроснабжение потребителя будет осуществляться по второму источнику (второму вводу). При этом для электроприемников I категории надёжности допускается прекращение подачи электроэнергии при отключении одного источника питания только на время не превышающее автоматический переход на энергоснабжение потребителя по второму источнику питания.

Также среди потребителей I категории надёжности электроснабжения выделяют отдельно особую группу. Электроприемники особой группы первой ка-

тегории характеризуются тем, что их бесперебойная работа необходима для безаварийной остановки производства, предотвращения пожаров и других ЧС. При этом энергоснабжение особой группы должно осуществляться от третьего независимого источника питания, который может быть дизельным генератором, подключением к аккумуляторным батареям. В случае отсутствия резервного питания электроприемников особой группы, допускается использование технологического резервирования и плавной остановки производственного процесса.

В соответствии с ПЭУ ко второй категории надёжности электроснабжения потребителей относят те электроприемники, перерыв в работе которых может привести к значительному снижению отпуска производимых потребителем товаров, имеющим место в связи с этим незанятостью персонала, простоем производственного оборудования или же может сказаться на нормальной жизнедеятельности большого количества граждан. Также ко второй категории надёжности электроснабжения потребителей относят и жилые дома с электроплитами (кроме 1-8-квартирных домов)

Также как для первой категории, для второй категории надёжности необходимо резервирование источников питания. Т.е. энергоснабжение электроприемников II категории надёжности электроснабжения необходимо осуществлять от двух независимых источников питания. При нарушении энергоснабжения от одного источника питания, допустимо временное отсутствие энергоснабжения на время переключения на резервный источник оперативным персоналом потребителя или же выездной бригадой электросетей.

К III категории надёжности электроснабжения относят все те электроприемники, которые не вошли в I или II группу. К III категории надёжности могут относиться магазины, небольшие производственные помещения, офисные здания и т.д. Срок на которой может быть прекращено энергоснабжение потребителей III категории надёжности - не более 24 часов подряд и не более 72 часов за год суммарно.

Исходя из вышесказанного, потребители нефтебазы относятся к III категории потребителей, следовательно, в данной работе будем принимать к установке однострансформаторные КТП. Потребители жилого района будут относиться к потребителям II категории и их питание будет осуществляться от двухтрансформаторной подстанции.

### 1.3.2 Выбор мощности трансформатора питания нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»

Расчетная мощность трансформаторов должна удовлетворять условию:

$$S_{расч} \geq \frac{P_{расч}}{n \cdot \beta} \quad (25)$$

где:  $P_{расч}$  – расчетная активная мощность;

$n$  – количество трансформаторов ТП;

$\beta$  – коэффициент загрузки трансформатора;

При выборе трансформаторов необходимо также учитывать потери мощности трансформаторах, которые составляют соответственно:

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot S_p \quad \Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_p \quad (26)$$

где:  $S_p$  – номинальная потребляемая мощность, берется из таблицы 5;

Тогда потери и в трансформаторах будут равны:

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot 529,5 = 10,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot 529,5 = 53 \text{ кВАР};$$

$$\Delta S_{mp} = \sqrt{\Delta P_{mp}^2 + \Delta Q_{mp}^2}$$

(27)

$$\Delta S_{mp} = \sqrt{10,6^2 + 53^2} = 54 \text{ кВА};$$

$$S_{расч} = S_p + \Delta S_{mp}$$

(28)

$$S_{расч} = 529,5 + 54 = 583,5 \text{ кВА}$$

Так как потребители нефтебазы относятся к III категории надёжности электроснабжения принимаем схему питания от однострансформаторной подстанции. При такой схеме питания коэффициент загрузки трансформатора

принимается равным 0,9

$$S_{расч.тр} \geq 583,5 \cdot 0,9 = 525,1 \text{кВА};$$

Принимается к установке силовой трансформатор ТСЗ-630/10/0,4 У/УН-0. Каталожные данные трансформатора приведены в таблице (таблица 7)

Таблица 7 –Каталожные данные силового трансформатора

Трансформатор	Потери, кВт		Ток холостого хода, I <sub>х</sub> , %	Напряжение короткого замыкания, U <sub>к</sub> , %
	Холостого хода, ΔP <sub>х</sub>	Короткого замыкания, ΔP <sub>к</sub>		
ТСЗ-630/10/0,4 У/УН-0	1,75	6,6	1,2	4

По итогам расчёта принимаем к установке на нефтебазе одно-трансформаторную КТП марки: КТП-ENRG-T(Кк)-Т-630-10/0,4-У1.

### 1.3.3 Выбор трансформаторов КТП жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы

Расчетные электрические нагрузки ТП 10/0,4 кВ на шинах низшего напряжения определяют умножением суммарной нагрузки на шинах низшего напряжения на коэффициент участия в максимуме. Для наиболее распространенных однострансформаторных и двухтрансформаторных ТП коэффициент совмещения максимума равнее 0,9.

$$S_{рТП} = S_{сумм} \cdot 0,9 \quad (29)$$

$$S_{рТП} = 1031,4 \cdot 0,9 = 928,4 \text{кВА}$$

При выборе трансформаторов необходимо также учитывать потери мощности трансформаторах, которые составляют соответственно:

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_{рТП} \qquad \Delta Q_{тр} = 0,1 \cdot S_{рТП}$$

(30)

Тогда потери и в трансформаторах будут равны:

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot 928,4 = 18,6 \text{кВт};$$

$$\Delta Q_{тр} = 0,1 \cdot 928,4 = 92,7 \text{кВАР};$$

$$\Delta S_{тр} = \sqrt{\Delta P_{тр}^2 + \Delta Q_{тр}^2} \quad (31)$$

$$\Delta S_{тр} = \sqrt{10,6^2 + 92,7^2} = 93,2 \text{кВА};$$

$$S_{расч} = S_p + \Delta S_{тр} \quad (32)$$

$$S_{расч} = 928,4 + 94,8 = 1023 \text{кВА}$$

Так как потребители жилого района относятся ко II категории надёжности электроснабжения принимаем схему питания от двухтрансформаторной подстанции. При такой схеме питания коэффициент загрузки трансформатора принимается равным 0,7

$$S_{расч.тр} \geq 1023 \cdot 0,7 = 716,1 \text{кВА};$$

Выбираем трансформатор марки ТСЗ-630/10/0,4

Проверим коэффициент загрузки трансформаторов

$$K_3 = \frac{S_{р.ТП}}{\sum S_{н.тр}} \quad (33)$$

$$K_3 = \frac{1023}{2 \times 630} = 0,8$$

Коэффициент загрузки трансформаторов равный 0,8 является приемлемым.

Принимается к установке силовой трансформатор ТСЗ-630/10/0,4 У/Ун-0. Каталожные данные трансформатора приведены в таблице (таблица 8)

Таблица 8 –Каталожные данные силового трансформатора.

Трансформатор	Потери, кВт		Ток холостого хода, I <sub>х</sub> , %	Напряжение короткого замыкания, U <sub>к</sub> , %
	Холостого хода, ΔP <sub>х</sub>	Короткого замыкания, ΔP <sub>к</sub>		
ТСЗ-630/10/0,4 У/Ун-0	1,75	6,6	1,2	4

По итогам расчёта принимаем к установке двухтрансформаторную КТП марки: 2 КТП-ENRG-T(Кк)-Т-630-10/0,4-У1.

#### 1.4 Компенсация реактивной мощности

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации электрических систем промышленных предприятий, является вопрос компенсации реактивной мощности.

Передача большого количества реактивной мощности приводит к возникновению дополнительных потерь активной мощности во всех элементах системы по причине загрузки их реактивной мощностью.

Компенсация реактивной мощности в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии.

К сетям напряжением до 1кВ на предприятиях подключается основная часть реактивной мощности. Коэффициент мощности на низком напряжении (далее НН) не превышает 0,8. Сети 0,38кВ более удалены от источников питания, поэтому передача реактивной мощности в сети НН приводит к увеличению сечения КЛ, повышению мощности трансформаторов. Затраты обусловленные этими факторами, можно уменьшить или полностью устранить осуществив компенсацию реактивной мощности в сети НН, путём включения на шины НН батарей конденсаторов низкого напряжения.

Для потребителей жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется.

#### **1.4.1 . Расчёт и выбор компенсирующего устройства**

Согласно расчётов в пункте 1.2.1.2 таблица 5 получили общий коэффициент мощности равный 0,57, что является низким значением, приводящим к непроизводительной нагрузке реактивной мощности электрических сетей и большим потерям активной мощности. Для повышения коэффициента мощности до оптимального значения 0,93-0,95 необходимо применить компенсацию реактивной мощности.

Величина реактивной мощности, подлежащая компенсации:

$$Q_k = \alpha P_m (\operatorname{tg} \varphi_p - \operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}) \quad (34)$$

где  $P_m$  - расчётная максимальная активная мощность из таблицы (5), кВт.

$\alpha$  - коэффициент, учитывающий повышение  $\cos \varphi$  естественным способом, принимается

$$\alpha = 0,9;$$

$\operatorname{tg} \varphi_p$  и  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{опт}}$  – тангенсы углов, соответствующие расчётному и оптимальному коэффициентам мощности.

$$Q_k = 0,9 \cdot 393,6 \cdot (0,81 - 0,33) = 179,2 \text{ кВАР}$$

Применим две конденсаторные установки марки УК2-0,4-75к мощностью по 75 кВАР каждая, с их установкой в РУ-0,4 кВ КТП

Получаем следующие значения реактивной нагрузки:

$$Q_M = Q_p - Q_k \quad (35)$$

$$Q_M = 407,11 - 150 = 277,11$$

Окончательно по итогам расчета а пунктах 1.2.1, 1.3.2 и 1.4.1 получаем итоговые расчётные значения нагрузок и сводим их в таблицу (таблица 9)

Таблица 9– Итоговые расчетные значения нагрузок

	cos	tgφ	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВ·А	I <sub>p</sub> , А
Всего шины НН	0,56	0,81	393,6	354	529,5	804,58
Потери			10,6	53	54	82,05
Всего НН			404,1	407,11	583,6	886,63
КРУ				150		
Итого	0,93	0,33	404,2	257,11	479,13	27,65

## 1.5 Выбор питающих и распределительных КЛ, выбор автоматических выключателей

### 1.5.1 Выбор питающих и распределительных КЛ нефтебазы АО «ННК -Амурнефтепродукт», выбор автоматических выключателей

В задачу реконструкции не входит замена питающих линий 10кВт, будет произведена проверка имеющихся КЛ по экономической плотности тока в нормальном режиме, по длительно допустимому току нагрузки с последующей проверкой на термическую устойчивость токам короткого замыкания (далее КЗ) и на падение напряжения.

Распределительные силовые линии нефтебазы напряжением 0,38 кВ обеспечиваем кабелем с алюминиевыми жилами марки ААБл, с выбором сечения по длительно-допустимому току и проверкой на соответствие аппарату защиты. Линии питания отдельных электроприёмников выполняем кабелями марки

ВВГ-нг различного сечения с проверкой также по длительно-допустимому току с учётом соответствия аппарату защиты.

### 1.5.1.1 Проверка КЛ 10кВ питания нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»

Питание нефтебазы осуществляется от подстанции Зейской с фидера №15, от отпайки в ТП№100 через КЛ ААБл 3х35.

Произведем проверку данного кабеля по экономической плотности тока.

$$S_{ЭК} = \frac{I_M}{j_{ЭК}}$$

(36)

$I_M$  – максимальный расчетный ток при напряжении 10 кВ

$j_{ЭК}$  – экономическая плотность тока, при  $T_M = 1000-3000$  час  $j_{ЭК} = 1,4$ .

$$S_{ЭК} = 27,7 / 1,4 = 19,5 \text{ мм}^2$$

Условию нагрева длительным током кабель данного сечения удовлетворяет т.к.  $I_{доп} = 110 \text{ А} > I_M = 27,7 \text{ А}$

Проверим выбранный кабель на термическую устойчивость тока КЗ по минимально допустимому сечению

$$S_{\min} = \frac{I_K \sqrt{t_{\phi}}}{C} \tag{37}$$

где  $C = 98$  – коэффициент для кабелей с алюминиевыми жилами

$t_{\phi} = 0,5$  с фактическое время

$$I_K = I_{кзВН}$$

$$I_{кзВН} = \frac{U_c}{\sqrt{3} Z_{ТР}}$$

(38) где  $U_c = 10,5 \text{ кВ}$  – напряжение среднего ряда

$Z_{ТР}$  – полное сопротивление трансформатора

$$Z_{ТР} = \frac{U_c \sqrt{S_{номТР}}}{100 S_{номТР}}$$

(39)

$$Z_{ТР} = \frac{4 \cdot 10}{(100 \cdot 630)} = 6,2 \text{ Ом}$$

$$I_{кзВН} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 6,2} = 956 \text{ A}$$

$$S_{\min} = \frac{956 \cdot \sqrt{0,5}}{98} = 7 \text{ мм}^2$$

Данному условию выбранный кабель также удовлетворяет, т.к.  $35 \text{ мм}^2 > 7 \text{ мм}^2$

Проверим выбранный кабель на потерю напряжения при номинальной нагрузке. Для силовых сетей отклонение напряжения от номинального составляет не более  $\pm 5\%$ . Определим потерю напряжения:

$$\Delta U = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L}{U_H} \right) \cdot (R_0 \cos \varphi + X_0 \sin \varphi) \cdot 100 \quad (40)$$

где  $R_0$ ,  $X_0$  - активное и индуктивное сопротивление на 1 км кабеля, Ом/км.

$$R_0 = r \cdot L \quad (41)$$

$$X_0 = x \cdot L \quad (42)$$

$$r = 0,84 \text{ Ом/км}$$

$$x = 0,095 \text{ Ом/км}$$

$$R_0 = 0,84 \cdot 0,08 = 0,0672 \text{ Ом/км.}$$

$$X_0 = 0,095 \cdot 0,08 = 0,0076 \text{ Ом/км.}$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{pBH}}{\sqrt{P_{pBH}^2 + Q_{pBH}^2}}$$

(43)

$$\cos \varphi = \frac{404,3}{\sqrt{404,3^2 + 257,11^2}} = 0,82$$

$$\sin \varphi = \frac{Q_{pBH}}{\sqrt{P_{pBH}^2 + Q_{pBH}^2}}$$

(44)

$$\sin \varphi = \frac{257,11}{\sqrt{404,3^2 + 257,11^2}} = 0,62$$

$$\Delta U = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot 27,7 \cdot 0,08}{10000} \right) \cdot (0,0672 \cdot 0,82 + 0,0076 \cdot 0,62) \cdot 100 = 0,03\%$$

Потеря напряжения находится в норме, т.к.  $0,03\% < 5\%$ . КЛ ААБл 3x35 соответствует предъявляемым параметрам и не требует замены после реконструкции системы электроснабжения нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»

### 1.5.1.2 Выбор линий питания ЩР 0,38 кВ

Распределительные силовые линии напряжением 0,4 кВ устраиваем кабелем с алюминиевыми жилами ААБл, с выбором их сечений длительно-допустимому току с проверкой на соответствие аппарату защиты.

Расчётный ток ЩР

$$I_{рЩР} = \frac{S_{рЩР}}{\sqrt{3}U_H}$$

$$U_H = 0,38 \text{ кВ}$$

Расчёт  $I_{рЩР}$  проводился в пункте 1.2.1.2 и приведён в таблице 5

Условия выбора КЛ  $I_{доп} > I_{рЩР}$

Проверка на КЛ соответствие аппарату защиты заключается в соблюдение следующего условия:

$I_{н.р} \geq I_{дл}$  - для линии без ЭД;

$I_{н.р} \geq 1,1 \cdot I_M$  - для групповой линии с несколькими ЭД;

где  $I_{н.р}$  - номинальный ток расцепителя, А;

$I_{дл}$  - длительный ток в линии, А;

$I_M$  - максимальный ток в линии, А;

На примере ЩР№1 произведём выбор сечения КЛ, выберем АВ и номинальный ток расцепителя

Из пункта 1.2.1.2 таблицы 5  $I_{рЩР№1} = 234 \text{ А}$ .

Для питания ЩР№1 выбираем кабель марки ААБл 3x150 с  $I_{дл} = 281 \text{ А}$  при прокладке в земле.

Рассчитаем номинальный ток расцепителя

$$I_{н.р} \geq 1,1 \cdot 234 = 257,3 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель марки ВА 88 -37, паспортные данные:

$$U_H = 0,4 \text{ кВ}.$$

$$I_H = 400 \text{ A.}$$

$$I_{H.P} = 315 \text{ A.}$$

$$315 \geq 257 \text{ A}$$

Выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе Microsoft Excel расчёты которых представлены в приложении А и сводим результаты выбора КЛ и АВ по ЩРН№1 –ЩР №8 в таблицу (таблица 10)

Таблица 10 – Результаты выбора КЛ и АВ по ЩРН№1 –ЩР №8

Линия	Расчетный ток $I_p$ , А	Марка и сечение проводника	Длительно допустимый ток $I_d$ , А	Марка АВ	Номинальный ток АВ $I_{HA}$	Ток расцепителя $I_{nr}$ , А
ЩРН№1	234	ААБл 3х150	281	ВА 88-37	400	315
ЩРН№2	169,8	ААБл 3х95	219	ВА 88-35	250	200
ЩРН№3	69,8	ААБл 3х35	126	ВА 88-32	125	100
ЩРН№4	50,4	ААБл 3х35	126	ВА 88-32	125	63
ЩРН№5	186,2	ААБл 3х95	219	ВА 88-35	250	250
ЩРН№6	80,9	ААБл 3х35	126	ВА 88-32	125	100
ЩРН№7	18,8	ААБл 3х35	126	ВА 88-32	125	25
ЩРН№8	191	ААБл 3х95	219	ВА 88-35	250	200

### 1.5.1.3 Выбор кабельных линий, расчет аппаратов защиты электроприёмников

В сетях напряжением менее 1 кВ в качестве аппаратов защиты могут применяться автоматические выключатели, предохранители и тепловые реле.

Автоматы выбираются согласно условиям:

$$I_{H.A} \geq I_{H.P} \quad I_{H.P} \geq I_{дл} \text{ – для линий без ЭД;}$$

$$U_{H.A} \geq U_C, \quad I_{H.P} \geq 1,25 \cdot I_{дл} \text{ – для линии с одним ЭД;}$$

$$I_{H.P} \geq 1,1 I_M \text{ – для групповой линии с несколькими ЭД;}$$

где  $I_{H.A}$  - номинальный ток автомата, А;

$I_{H.P}$  - номинальный ток расцепителя, А;

$I_{ДЛ}$  - длительный ток в линии, А;

$I_M$  - максимальный ток в линии, А;

$U_{Н.А}$  - номинальное напряжения автомата, В;

$U_C$  - напряжение сети, В;

Зная тип,  $I_{Н.А}$  и число полюсов автомата, выписываются все каталожные данные.

Проводники для линий ЭСН выбираются с учётом соответствия аппарату защиты согласно условиям:

$I_{Доп} \geq K_{зщ} I_{у(П)}$  – для линии, защищенной автоматом с комбинированным расцепителем;

где -  $I_{Доп}$  – допустимый ток проводника, А;

$K_{зщ}$  – коэффициент защиты.

Принимают  $K_{зщ} = 1,25$  – для взрыво- и пожароопасных помещений;

По типу проводника, числу фаз и условию выбора формируется окончательно марка аппарата защиты.

Линия Т1 –1SF, линия без ЭД:

$$I_T = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$
$$I_T = \frac{630}{1,73 \cdot 0,38} = 886,5 \text{ А}$$

$I_{Н.А} \geq I_{Н.Р}$ ,

$I_{Н.Р} \geq I_T = 886,5 \text{ А}$  (расчётный ток)

выбираем ВА 88-43

$U_{Н.А} = 380 \text{ В}$ ,

$I_{Н.А} = 1600 \text{ А}$ ,

$I_{Н.Р} = 1000 \text{ А}$ ,

$I_{откл} = 50 \text{ кА}$ ;

Для линий с несколькими ЭД расчёт был выполнен в пункте 1.5.1.2 результаты сведены в таблицу 10.

Линия ЩРН№1 –насос, линия с одним ЭД:

$$I_D = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta} \quad (45)$$

$$I_D = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,8} = 130,5 \text{ A}$$

$$I_{H.A} \geq I_{H.P},$$

$$I_{H.P} = 1,25 \cdot I_D = 1,25 \cdot 130,5 = 163,1 \text{ A},$$

ВА 88-35

$$U_{H.A} = 380 \text{ В},$$

$$I_{H.A} = 250 \text{ А},$$

$$I_{H.P} = 200 \text{ А},$$

$$I_{\text{откл}} = 35 \text{ кА}$$

Аналогично выбираем выключатели для всех отходящих линий выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе Microsoft Excel расчёты которых представлены в **приложении А** и заносим результаты в таблицу (таблица 11)

Автоматические выключатели серии ВА 88 и ВА 47 предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, недопустимых снижениях напряжения в трехфазных электрических сетях переменного тока напряжением до 400 В частотой 50 Гц.

Серийный ряд состоит из 6 габаритов (типоразмеров) на номинальные токи от 12.5 до 1600 А. имеющих отключающие способности от 12.5 до 50 кА.

Автоматические выключатели серии ВА88 - защитные аппараты, совмещающие в себе большие возможности с исключительно компактными размерами, универсальностью в использовании, прочностью, простотой установки и передовой технологией.

Автоматические выключатели комплектуются в зависимости от исполнения различными видами расцепителей сверхтоков (комбинированный, электронный). Использование электронного расцепителя позволяет обеспечивать широкий диапазон регулировок, точность, надежность и возможность оперативной настройки в процессе эксплуатации.

Полный набор дополнительных устройств значительно расширяет функциональность автоматических выключателей и позволяет с успехом использовать их в современных автоматизированных системах управления и электропитания.

Выключатели серии ВА88 имеют современную конструкцию, обеспечивающую удобство при эксплуатации.

По длительно допустимому току выбираем кабели для отходящих линий.

1) ЩРН№1- насос:

$$I_{\text{доп}} \geq K_{\text{зщ}} \cdot I_{\text{н.р}} = 1,25 \cdot 130,5 = 163,1 \text{ А,}$$

По таблице ПУЭ выбираем кабель с медными жилами ВВГнг-4х50,  $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А,}$

Аналогично выбираем КЛ для всех отходящих линий выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе MicrosoftExcel результаты которых представлены в приложении Аи заносим результаты в таблицу (таблица 11).

Таблица 11 – Сводная таблица выбора кабельных линий

РУ	Электроприемники					Аппараты защиты			Линия ЭСН	
	№ п/п	Наименование	n	P <sub>н</sub> , кВт	I <sub>д</sub> , А	Тип	I <sub>на</sub> , А	I <sub>н.р</sub> , А	Марка	I <sub>доп</sub> , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>ЩР №1</b>	1	насос	2	55	130,5	ВА 88-35	250	200	ВВГ 4х50	165
	2	насос	1	30	71,1	ВА 88-33	160	100	ВВГ 4х25	107
	3	насос	1	18,5	43,8	ВА 88-33	160	63	ВВГ 4х10	61
	4	Дозатор	1	2,2	5,1	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4х1,5	19
	5	Вентилятор	2	2,2	4,5	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4х1,5	19
	6	Отопление	1	6	10,7	ВА 88-33	160	16	ВВГ 4х1,5	19
<b>ЩР №2</b>	1	насос	1	55	130,6	ВА 88-35	250	200	ВВГ 4х50	165
	2	насос	3	30	71,1	ВА 88-33	160	100	ВВГ 4х25	107
	3	Дозатор	1	2,2	5,1	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4х1,5	19

	4	Вентилятор	3	2,2	4,5	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	5	ЩО1	1	1,7	2,4	ВА 47-29	16	5	ВВГ 4x1,5	19

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>ЩРН№3</b>	1	токарный	2	4	16,1	ВА 88-33	160	25	ВВГ 4x2,5	26
	2	токарный	1	0,4	1,5	ВА 47-29	16	5	ВВГ 4x1,5	19
	3	токарный	1	0,3	1,1	ВА 47-29	16	3	ВВГ 4x1,5	19
	4	сверлильный	1	3	11,4	ВА 88-33	160	16	ВВГ 4x1,5	19
	5	сверлильный	1	1,7	6,4	ВА 47-29	16	10	ВВГ 4x1,5	19
	6	наждак	1	1,1	3,6	ВА 47-29	16	6	ВВГ 4x1,5	19
	7	наждак	1	5	16,9	ВА 88-33	160	25	ВВГ 4x1,5	19
	8	отрезной	1	1,4	4,6	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	9	сварочный	1	11,28	56,8	ВА 88-35	250	100	ВВГ 4x10	61
	10	отопление	1	6	10,5	ВА 88-33	160	16	ВВГ 4x1,5	19
	11	Котёл	1	1,4	3,4	ВА 47-29	16	6	ВВГ 4x1,5	19
	12	ЩО2	1	1,1	1,5	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19
<b>ЩР № 4</b>	1	насос	3	5,5	13	ВА 88-32	125	25	ВВГ 4x1,5	19
	2	насос	2	1,7	4,4	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	3	насос	1	7,5	17,7	ВА 88-32	125	32	ВВГ 4x2,5	26
	4	насос	1	11	26	ВА 88-32	125	40	ВВГ 4x4	34
	5	вентилятор	1	1,5	3,2	ВА 47-29	16	6	ВВГ 4x1,5	19
	6	отопление	1	6	10,7	ВА 88-32	125	16	ВВГ 4x1,5	19
	7	ЩО3	1	0,2	0,3	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19
	8	ЩО4	1	0,3	0,31	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19
	9	ЩО5	1	0,26	0,4	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19

	10	ЩО6	1	1,4	1,1	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19
--	----	-----	---	-----	-----	-------------	----	---	--------------	----

Продолжение таблицы 11

1	2	3	3	5	6	7	8	9	10	
<b>ЩР № 5</b>	1	насос	2	18	42,6	ВА 88-33	160	63	ВВГ 4x10	61
	2	насос	1 1	11	26	ВА 88-33	160	40	ВВГ 4x4	34
	3	отопление	1	6	12	ВА 88-33	160	25	ВВГ 4x2,5	26
	4	ЩО7	1	1,4	3,5	ВА 47-29	16	6	ВВГ 4x1,5	19
<b>ЩР №6</b>	1	токарный	1	0,3	1,1	ВА 47-29	16	3	ВВГ 4x1,5	19
	2	сверлильный	1	1,7	6,4	ВА 47-29	16	10	ВВГ 4x1,5	19
	3	наждак	1	1,1	3,6	ВА 47-29	16	6	ВВГ 4x1,5	19
	4	наждак	1	1,2	4	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	5	сварка	1	11,3	56,8	ВА 88-35	250	100	ВВГ 4x10	61
	6	пресс	1	2,2	7,3	ВА 47-29	16	13	ВВГ 4x1,5	19
	7	подъёмник	2	1,5	5,1	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	8	отопление	2	6	10,7	ВА 88-33	160	16	ВВГ 4x1,5	19
	9	вентилятор	7	2,2	4,5	ВА	16	8	ВВГ	19
	10	компрессор	2	7,5	17,9	ВА 88-32	125	32	ВВГ 4x2,5	26
	11	котёл	2	1,4	3,4	ВА 47-29	16	6	ВВГ 4x1,5	19
	12	ЩО8	1	0,9	1,2	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19
	13	ЩО9	1	1,4	1,1	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19
	14	ЩО10	1	1,1	1,6	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19
<b>ЩР №7</b>	1	вентилятор	5	2,2	4,5	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	2	шлагбау	1	1,5	3,8	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	3	эл.привод ворот	1	1,5	3,8	ВА 47-29	16	8	ВВГ 4x1,5	19
	4	котёл	2	1,4	3,4	ВА 47-29	16	6	ВВГ 4x1,5	19
	5	эл.обр-е.лаб-рии.	1	5	28,8	ВА 88-32	125	40	ВВГ 4x4	34
	6	ЩО11	1	0,5	0,75	ВА 47-29	16	4	ВВГ 4x1,5	19

## 1.5.2 Выбор питающих и распределительных линий жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы

### 1.5.2.1 Проверка питающих линий 10кв

Как таковая в задачу реконструкции не входит замена питающих линий 10кВт. Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

При проверке кабельных линий по допустимому длительному току необходимо учесть поправочные коэффициенты: по количеству работающих кабелей, проложенных рядом в земле, на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, фактическую температуру среды, тепловое сопротивление грунта .

На время ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка кабелей с бумажной изоляцией до 130%.

$$1,3 \times I_{\text{доп}} \times K \geq I_{\text{п.ав}} \quad (46)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый продолжительный ток, А;  $K=0,9$  – поправочный коэффициент, учитывающий число кабелей, проложенных в одной траншее;  $I_{\text{п.ав}}$  – расчетная токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме. При этом должно учитываться число оставшихся в работе кабелей, проложенных в одной траншее в послеаварийном режиме

Питание КТП №95 осуществляется от подстанции Зейской с фидера №14, от переемычки в ТП№94 через КЛ ААБл 3х70 длиной 570 м.

Рабочий ток в линии, А, определяется по формуле

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{расч.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}; \quad (47)$$

где  $U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение сети, равное 10(6) кВ;  $n$  – количество кабелей, проложенных в траншее к объекту

$$I_{\text{расч.}} = \frac{1023}{\sqrt{3} \cdot 10} = 29,5 \text{ А}$$

Ток послеаварийного режима, А, равен

$$I_{П.АВ.} = 2 \times I_{рас.}$$

(48)

$$I_{П.АВ.} = 2 \times 29,4 = 59,1 \text{ A}$$

$$I_{доп} = \frac{59,1}{1,3 \times 0,9} = 65,02 \text{ (A)}$$

Экономически целесообразное сечение  $S_{\text{Э}}$ ,  $\text{мм}^2$ , определяется согласно ПУЭ, из соотношения

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_M}{j_{\text{ЭК}}}$$

(49)

где  $j_{\text{ЭК}} = 1,4$  – нормированное значение экономической плотности тока,  $\text{A}/\text{мм}^2$ , для заданных условий работы.

$$S_{\text{Э}} = \frac{29,5}{1,4} = 21,1 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Условию нагрева длительным током кабель данного сечения удовлетворяет т.к.

$$I_{доп} = 162 \text{ A} > I_M = 29,5 \text{ A}$$

Потери напряжения определяются по формуле

Проверим выбранный кабель на потерю напряжения при номинальной нагрузке. Согласно для силовых сетей отклонение напряжения от номинального составляет не более  $\pm 5\%$ . Определим потерю напряжения:

$$\Delta U = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot I_P \cdot L}{U_H \cdot n_{кл}} \right) \cdot (R_0 \cos \varphi + X_0 \sin \varphi) \cdot 100 \quad (50)$$

$R_0$ ,  $X_0$  - активное и индуктивное сопротивление на 1 км кабеля,  $\text{Ом}/\text{км}$ .

$$R_0 = r \cdot L \quad (51)$$

$$X_0 = x \cdot L \quad (52)$$

$$r = 0,42 \text{ Ом}/\text{км}$$

$$x = 0,086 \text{ Ом}/\text{км}$$

$$R_0 = 0,42 \cdot 0,57 = 0,24 \text{ Ом}/\text{км}.$$

$$X_0 = 0,086 \cdot 0,57 = 0,048 \text{ Ом}/\text{км}.$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{pBH}}{\sqrt{P_{pBH}^2 + Q_{pBH}^2}}$$

(53)

$$\cos \varphi = \frac{1059,8}{\sqrt{1059,8^2 + 236^2}} = 0,98$$

$$\sin \varphi = \frac{Q_{pBH}}{\sqrt{P_{pBH}^2 + Q_{pBH}^2}}$$

$$\sin \varphi = \frac{236,_{pBH}}{\sqrt{1059,8^2 + 236^2}} = 0,22$$

$$\Delta U = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot 29,4 \cdot 0,08}{10000 \cdot 2} \right) [(0,42 \cdot 0,98 + 0,086 \cdot 0,2)] \cdot 100 = 0,0003\%$$

(54)

Потеря напряжения находится в норме, т.к. 0,035% < 5%.

Потеря напряжения в послеаварийном режиме.

$$\Delta U = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot 59,1 \cdot 0,08}{10000} \right) [(0,42 \cdot 0,98 + 0,086 \cdot 0,2)] \cdot 100 = 0,6\%$$

Потеря напряжения в послеаварийном режиме находится в норме, т.к. 0,06% < 5%. КЛ ААБлу 3x70 соответствует предъявляемым параметрам и не требует замены после реконструкции системы электроснабжения нефтебазы

### 1.5.2.2 Проверка питающих линий 0,38кВ и выбор ВА

Кабельных и воздушных линий линии в сети 380 В выполнены кабелями марки ААБлу.

Сечение жил кабелей 380В должно проверяться по току в нормальном и послеаварийных режимах. Ввиду незначительной протяжённости КЛ питающих потребителей от КТП проверка на падение напряжения проводится для них проводиться не будет.

На примере одного пятиэтажного жилого дома с встроенным магазином разберем пример проверки КЛ и выбор ВА.

Питание многоквартирный дом получает от двух вводных распределительных устройств (далее ВРУ) питающихся с разных шин КТП по КЛ

ААБл4х150, предусмотрено аварийное питание дома полностью по одной из линий.

Определение расчетной нагрузки было произведено в пункте 1.2.2  
 $P_d=169,9$ .

Расчетный ток в линии при  $\cos \varphi=0.98$

$$I_{расч.} = \frac{P_d}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (54)$$

$$I_{расч.} = \frac{168,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95} = 138,2 \text{ A}$$

Ток послеаварийного режима, А, равен

$$I_{п.ав.} = 2 \times I_{расч.} \quad (55)$$

$$I_{п.ав.} = 2 \times 138 = 278 \text{ A}$$

$$I_{доп} = \frac{278}{1,3 \times 0,9} = 237,5 \text{ (A)}$$

Условию нагрева длительным током в послеаварийном режиме кабель данного сечения удовлетворяет т.к.  $I_{допКЛ} = 261 \text{ A} > I_{доп} = 237,5 \text{ A}$

К установке на линии принимаются автоматические выключатели типа ВА 88-35 с  $I_{ном}=250 \text{ A}$ ,  $I_{рас}=250 \text{ A}$ .

Выбранный выключатель проверяется по условию

$$\frac{I_{рас} \cdot 100}{I_{дин}} \leq 130 \quad (56)$$

$$\frac{250 \cdot 100}{237,5} = 105,3$$

$$105,3 \leq 130$$

Проверка принятого сечения на соответствие характеристикам защитных аппаратов. С учетом того, что линии защищаются от перегрузки, следует, что  $K_3 = 1$ , тогда по условию

$$I_{доп.линии} \geq I_{рас} \frac{K_3}{K_n} \quad (57)$$

где  $I_{рас}$ - ток срабатывания защитного аппарата, А;  $K_3$ – кратность допустимого тока проводника по отношению к соответствующему току защитного аппарата;  $K_n = 1$ – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды.

$$I_{доп.лини} \geq I_{рас} \frac{K_3}{K_n}$$

$$261 \geq 250 \frac{1}{1}$$

Выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе Microsoft Excel результаты которых представлены в приложении Б и сводим результаты проверки КЛ и выбора ВА в таблицу (таблица 12)

Таблица 12 – Результаты проверки КЛ и выбора ВА

№ фидера	Объект	$P_p$ кВт	$I_p$ А	$I_{по.авр}$ А	Марка кабеля	$I_{дл}$	Марка ВА	$I_{номВА}$	$I_{рас}$
Ф1	пятиэтажный жилой дом	120,25	138,8	237,5	ААБлу 4х150	261	ВВ 88-35	250	250
Ф2	пятиэтажный жилой дом	120,25	99,3	169,6	ААБлу 4х95	204	ВВ 88-35	250	200
Ф3	пятиэтажный жилой дом	120,25	99,3	169,6	ААБлу 4х95	204	ВВ 88-35	250	200
Ф4	пятиэтажный жилой дом с магазином	168,25	99,3	169,76	ААБлу 4х95	204	ВВ 88-35	250	200

Питание частных домов, коттеджей, двух этажных многоквартирных домов, выполнены магистральными ВЛ СИП-2 3х95+1х75

Проверка ВЛ выполняется по длительно-допустимому току, падению напряжения и соответствию аппарату защиты

Рассмотрим на примере первого фидера Ф1.

Питание от Ф1 по магистральной ВЛ СИП-2 3х95+1х75 три двух этажных многоквартирных дома. Суммарная расчётная мощность которых:

$$\sum P_p = 115 \text{ кВт}$$

$$I_{расч.} = \frac{115,}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95} = 189,8 \text{ А}$$

Условию нагрева длительным током СИП-2 данного сечения удовлетворяет т.к.  $I_{допВЛ} = 220 \text{ А} > I_{доп} = 189,8 \text{ А}$

Проверим СИП-2 на падение напряжения

$$r = 0,441 \text{ Ом/км}$$

$$x = 0,0758 \text{ Ом/км}$$

$$R_0 = 0,441 \cdot 0,55 = 0,24 \text{ Ом/км.}$$

$$X_0 = 0,0758 \cdot 0,55 = 0,042 \text{ Ом/км.}$$

$$\Delta U = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot 189,8 \cdot 0,55}{380} \right) \cdot (0,24 \cdot 0,98 + 0,042 \cdot 0,22) \cdot 100 = 3\%$$

Потеря напряжения находится в норме, т.к.  $3\% < 5\%$

К установке на линии принимаются автоматические выключатели типа ВА 88-35 с  $I_{ном} = 250 \text{ А}$ ,  $I_{рас} = 250 \text{ А}$ .

Проверка принятого сечения на соответствие характеристикам защитных аппаратов

$$220 \geq 220 \frac{1}{1}$$

Выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе Microsoft Excel результаты которых представлены в приложении Б и сводим результаты проверки СИП-2 и выбор ВА в таблицу (таблица 13)

Таблица 13 – Результаты проверки СИП-2 и выбор ВА

№ фидера	$P_p$ кВт	$I_p$ А	Марка СИП	$I_{дл}$ А	Марка ВА	$I_{номВА}$ А	$I_{рас}$ А
Ф5	115	189,8	СИП-2 3x95+1x75	220	ВА 88-35	250	200
Ф6	115	189,8	СИП-2 3x95+1x76	220	ВА 88-35	250	200
Ф7	115	189,8	СИП-2 3x95+1x77	220	ВА 88-35	250	200

Ф8	70	115,5	СИП-2 3x95+1x78	220	ВА 88-35	160	125
Ф8	79	130,5	СИП-2 3x95+1x79	220	ВА 88-35	160	160

## **1.6 Расчёт токов короткого замыкания**

Расчет токов короткого замыкания (далее КЗ) необходим для последующего выбора устойчивых к действиям токов КЗ оборудования и проводящих частей, а так же для расчета уставок релейной защиты и защитных аппаратов.

Данными для расчета будут являться параметры элементов электрической цепи. Расчет произведем в именованных единицах (Ом, мОм), который заключается в определении активных и индуктивных сопротивлений цепи КЗ (так как в состав цепи входят установки среднего и низкого напряжений), приведенных к базисной ступени напряжения, при нормальном режиме электроустановки.

Для расчетов тока трехфазного КЗ составляем расчетную схему, в которой учитываем источник питания и все элементы схемы, которые влияют на значения токов КЗ, с указанием их параметров. Сечения проводников и коммутационные аппараты предварительно выбраны по номинальному току. По расчетной схеме составляем схему замещения. В ней указываем сопротивления всех элементов и намечаем точки для расчета токов КЗ.

### **1.6.1 Расчет токов короткого замыкания в системе энергоснабжения нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт»**

Рассмотрим пример расчётов токов короткого замыкания на участке от трансформатора ТСЗ -630/10/0,4 до ЩР№1

Расчетная схема участка цепи приведена на рисунке (рисунок 1)

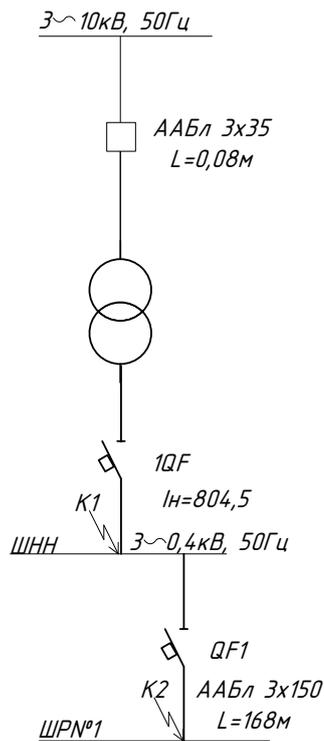


Рисунок 1 –Схема участка от трансформатора ТСЗ -630/10/0,4 до ЩРН№1 рас-  
чётная

На основании расчетной схемы составляем схему замещения, представленную на рисунке (рисунок 2)

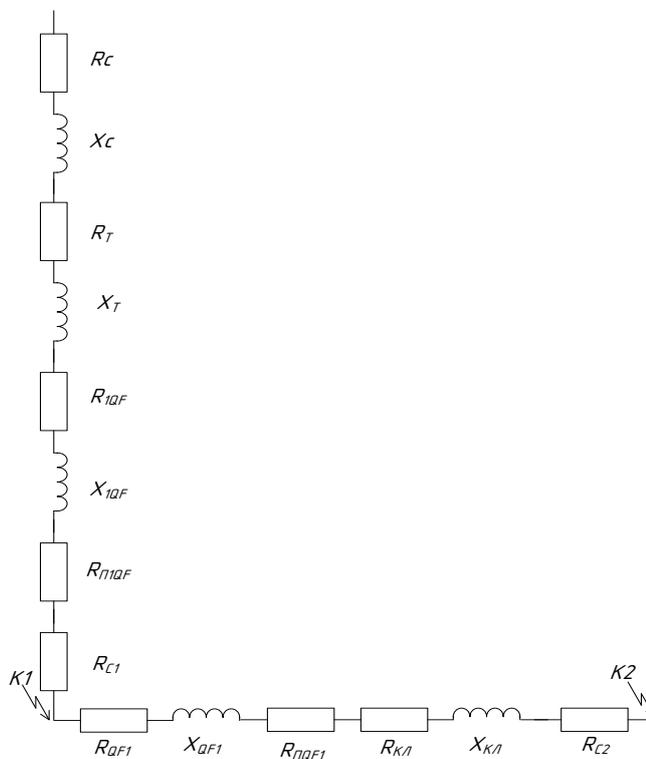


Рисунок 2 –Схема замещения участка от трансформатора ТСЗ -630/10/0,4 до  
ЩРН№1

Определяем активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы.

Наружная КЛ ААБл 3х35  $I_d=126$  А.

$$x_0=0,095 \text{ Ом/км}$$

$$^i X_c = x_0 L_c = 0,095 \cdot 0,08 = 0,0076 \text{ Ом.}$$

$$r_0=0,84 \text{ Ом/км.}$$

$$^i R_c = r_0 L_d = 0,84 \cdot 0,08 = 0,0672 \text{ Ом.}$$

Сопротивления приводим к НН

$$R_c = ^i R_c \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,0672 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,107 \text{ мОм.}$$

$$X_c = ^i X_c \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,0076 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,0122 \text{ мОм.}$$

Для трансформатора по таблице [6. ст 61]

$$R_T = 3,1 \text{ мОм, } X_T = 13,6 \text{ мОм; } ^1 Z_T = 129 \text{ мОм.}$$

Для автоматов по таблице [6. ст 64]

$$R_{1QF} = 0,08 \text{ мОм; } X_{1QF} = 0,08 \text{ мОм; } R_{пQF1} = 0,1 \text{ мОм;}$$

$$R_{QF1} = 0,4 \text{ мОм; } X_{QF1} = 0,5 \text{ мОм; } R_{пQF1} = 0,6 \text{ мОм}$$

Для КЛ 1

$$x_0 = 0,0596 \text{ мОм/м}$$

$$X_{КЛ} = x_0 L_{КЛ} = 0,0596 \cdot 289 = 17,1 \text{ мОм.}$$

$$r_0 = 0,208 \text{ мОм/м.}$$

$$R_{КЛ} = r_0 L_{КЛ} = 0,208 \cdot 289 = 60 \text{ мОм.}$$

Для ступеней распределения по таблице [6. ст 64]

$$R_{c1} = 15 \text{ мОм} \quad R_{c2} = 20 \text{ мОм}$$

Упрощается схема замещения, вычисляются эквивалентные сопротивления на участках между точками КЗ .

$$R_{\beta 1} = R_c + R_T + R_{1QF} + R_{пQF1} + R_{c1} = 0,107 + 3,1 + 0,08 + 0,1 + 15 = 18,4 \text{ мОм.}$$

$$X_{\beta 1} = X_c + X_T + X_{1QF} = 0,0122 + 13,6 + 0,08 = 13,7 \text{ мОм}$$

$$R_{\beta 2} = R_{QF1} + R_{пQF1} + R_{КЛ} + R_{c2} = 0,4 + 0,6 + 60 + 20 = 81 \text{ мОм}$$

$$X_{\beta 2} = X_{QF1} + X_{КЛ} = 0,5 + 17,1 = 17,6 \text{ мОм}$$

Составляем упрощённую схему замещения, представленную на рисунке (рисунок 3).

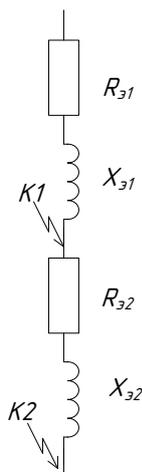


Рисунок 3 – Упрощённая схема замещения

Вычисляются сопротивления до каждой точки КЗ

$$R_{K1} = R_{\Sigma 1} = 18,4 \text{ мОм}; \quad X_{K1} = X_{\Sigma 1} = 13,7 \text{ мОм};$$

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2} = \sqrt{18,4^2 + 13,7^2} = 22,8 \text{ мОм}$$

$$R_{K2} = R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 2} = 18,4 + 81 = 99,5 \text{ мОм};$$

$$X_{K2} = X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} = 13,7 + 17,6 = 31,3 \text{ мОм};$$

$$Z_{K2} = \sqrt{R_{\Sigma 2}^2 + X_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{99,5^2 + 31,3^2} = 104,2 \text{ мОм}$$

$K_y$ - ударный коэффициент,

При расчетах можно использовать следующие значения  $K_y$ : [6. ст 58]

$K_y = 1,3$ -при КЗ на ШНН трансформаторов мощностью более 400 кВ·А;

$K_y = 1$  - при более удаленных точках;

$q$ - коэффициент действующего значения ударного тока.

$$q_1 = \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = \sqrt{1 + 2(1,3 - 1)^2} = 1,04$$

$$q_2 = 1$$

Определяются 3-фазные

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{K3}}{\sqrt{3} Z_{K3}} \tag{58}$$

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 22,8} = 10,1 \text{ кА}$$

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 104,2} = 2,1 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока.

$$I_Y = q \cdot I_{кз}^{(3)}$$

(59)

$$I_{yк1} = 1,3 \cdot 10,1 = 10,8 \text{ кА}$$

$$I_{yк2} = 1 \cdot 2,1 = 2,1 \text{ кА}$$

Ударный ток

$$j_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)} \tag{60}$$

$$j_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 10,8 = 18,4 \text{ кА}$$

$$j_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,1 = 3 \text{ кА}$$

Определяем ток 2-х фазного КЗ

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} \tag{61}$$

$$I_{кз1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,1 = 8,6 \text{ кА}$$

$$I_{кз2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,1 = 1,7 \text{ кА}$$

Составляем схему замещения для расчета 1 -фазных токов КЗ (рисунок 4)

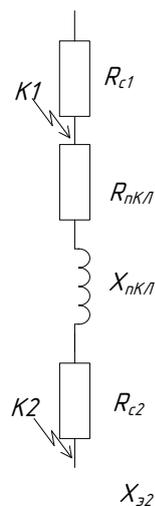


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета 1 -фазных токов КЗ

Определяются сопротивления.

Для КЛ

$$\begin{aligned}
 x_{0п} &= 0,15 \text{ мОм/м} \\
 X_{пкЛ} &= 0,15 \cdot 168 = 25,2 \text{ мОм} \\
 R_{пкЛ} &= 2 \cdot r_0 \cdot L_{кЛ} = 2 \cdot 0,208 \cdot 168 = 69,9 \text{ мОм}
 \end{aligned} \tag{62}$$

Вычисляются сопротивления до каждой точки КЗ

$$R_{к2} = R_{с1} + R_{пкЛ} + R_{с2} = 15 + 69,9 + 20 = 104,9 \text{ мОм};$$

$$X_{п2} = X_{пкЛ} = 25,2 \text{ мОм};$$

$$Z_{п1} = 15 \text{ мОм}$$

$$Z_{п2} = \sqrt{R_{п2}^2 + X_{п2}^2} = \sqrt{104,9^2 + 25,2^2} = 107,9 \text{ мОм}$$

Рассчитываем ток одно-фазного КЗ

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi} \cdot 10^3}{Z_{п1} + \frac{Z_{п2}}{3}} \tag{63}$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{15 + \frac{129}{3}} = 3,96 \text{ кА}$$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{107,9 + \frac{129}{3}} = 1,46 \text{ кА}$$

Полученные данные вносим в таблицу, представленную ниже (таблица 14)

Таблица 14– Свободные данные токов короткого замыкания

Точка КЗ	R <sub>кз</sub> мОм	X <sub>кз</sub> мОм	Z <sub>кз</sub> мОм	K <sub>y</sub>	q	I <sub>к</sub> <sup>(3)</sup> кА	j <sub>y</sub> кА	I <sub>к</sub> <sup>(2)</sup> кА	Z <sub>п</sub> мОм	I <sub>к</sub> <sup>(1)</sup> кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТР-ШРН№1										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	4
К2	99,5	31,3	104,2	1	1	2,1	3	1,7	161,2	1,1

Аналогично рассчитываем токи КЗ для всех отходящих линий выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе MicrosoftExcel резуль-

таты которых представлены в приложении А и заносим результаты в таблицу,  
(таблица 15)

Таблица 15 – Токи отходящих линий										
Тоска КЗ	$R_{кз}$ МОм	$X_{кз}$ МОм	$Z_{кз}$ МОм	$K_y$	$q$	$I_K^{(3)}$ кА	$j_y$ кА	$I_K^{(2)}$ кА	$Z_{п}$ МОм	$I_K^{(1)}$ кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТР-ЩРН№2										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	2,9
К2	134,5	31,6	138,1	1	1	1,6	2,1	1,4	229,3	0,6
ТР-ЩРН№3										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	2,9
К2	351,2	36,7	353	1	1	0,5	0,9	0,4	659,3	0,3
ТР-ЩРН№4										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	2,9
К2	426	43,4	428,2	1	1	0,4	0,6	0,3	849,5	0,1
ТР-ЩРН№5										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	2,9
К2	115,4	28	118,9	1	1	1,7	2,5	1,6	190,8	0,8
ТР-ЩРН№6										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	2,9
К2	105,9	19,3	107,5	1	1	2,02	2,9	1,8	167	0,8
ТР-ЩРН№7										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	2,9
К2	189,4	25,1	191	1	1	1,13	1,5	1	334	0,5
ТР-ЩРН№8										
К1	18,4	13,7	22,8	1,3	1,04	10,1	18,4	8,6	15	2,9
К2	96,8	24,5	99,7	1	1	2,2	3,12	1,8	152,3	1

## 1.6.2 Расчет токов короткого замыкания в системе энергоснабжения жилого района г. Благовещенска, прилегающего к территории нефтебазы

Рассмотрим пример расчётов токов короткого замыкания на участке от трансформатора ТСЗ -630/10/0,4 до ВРУ№1.

Расчетная схема участка цепи приведена на рисунке (рисунок 5)

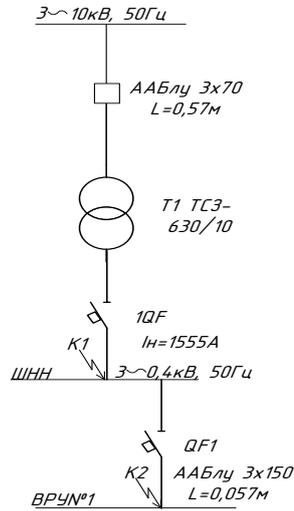


Рисунок 5– Схема участка от трансформатора ТСЗ -630/10/0,4 до ВРУ№1 расчётная

На основе расчетной схемы составляем схему замещения, представленную на рисунке (рисунок 6)

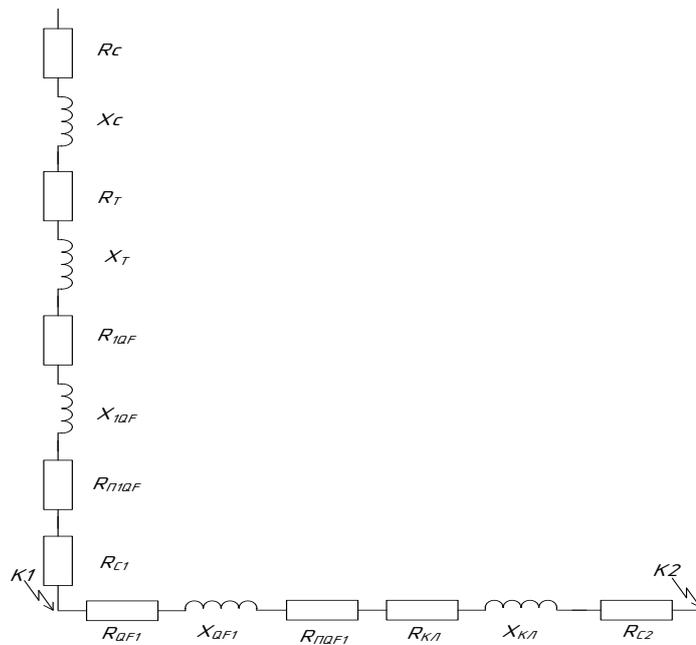


Рисунок 6 – Схема замещения участка от трансформатора ТСЗ -630/10/0,4 до ВРУ№1

Определяем активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы.

Наружная КЛ ААБл 3x70  $I_d=162$  А.

$$x_0 = 0,086 \text{ Ом/км}$$

$$^iX_c = x_0 L_c = 0,086 \cdot 0,57 = 0,048 \text{ Ом.}$$

$$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км.}$$

$$^iR_c = r_0 L_d = 0,42 \cdot 0,57 = 0,024 \text{ Ом.}$$

Сопротивления приводим к НН

$$R_c = ^iR_c \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,0672 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,382 \text{ мОм.}$$

$$X_c = ^iX_c \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,0076 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,077 \text{ мОм.}$$

Для трансформатора по таблице [6. ст 61]

$$R_T = 3,1 \text{ мОм, } X_T = 13,6 \text{ мОм; } ^1Z_T = 129 \text{ мОм.}$$

Для автоматов по таблице [6. ст 61]

$$R_{1QF} = 0,08 \text{ мОм; } X_{1QF} = 0,08 \text{ мОм; } R_{пQF1} = 0,1 \text{ мОм;}$$

$$R_{QF1} = 0,3 \text{ мОм; } X_{QF1} = 0,4 \text{ мОм; } R_{пQF1} = 0,5 \text{ мОм}$$

Для КЛ 1

$$x_0 = 0,0596 \text{ мОм/м}$$

$$X_{KL} = x_0 L_{KL} = 0,0596 \cdot 57 = 3,4 \text{ мОм.}$$

$$r_0 = 0,208 \text{ мОм/м.}$$

$$R_{KL} = r_0 L_{KL} = 0,208 \cdot 57 = 11,8 \text{ мОм.}$$

Для ступеней распределения по таблице [6. ст 61]

$$R_{c1} = 15 \text{ мОм} \quad R_{c2} = 20 \text{ мОм}$$

Упрощается схема замещения, вычисляются эквивалентные сопротивления на участках между точками КЗ .

$$R_{\Sigma 1} = R_c + R_T + R_{1QF} + R_{пQF1} + R_{c1} = 0,382 + 3,1 + 0,08 + 0,1 + 15 = 18,7 \text{ мОм.}$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_T + X_{1QF} = 0,078 + 13,6 + 0,08 = 13,6 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{QF1} + R_{пQF1} + R_{KL} + R_{c2} = 0,3 + 0,5 + 11,8 + 20 = 32 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{QF1} + X_{KL} = 0,4 + 3,4 = 3,8 \text{ мОм}$$

Составляем упрощённую схему замещения (рисунок 7)

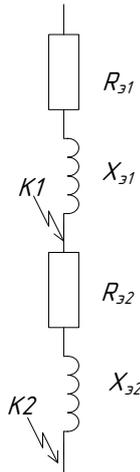


Рисунок 7 –Упрощённая схема замещения

Вычисляются сопротивления до каждой точки КЗ

$$R_{K1} = R_{\varepsilon 1} = 18,7 \text{ мОм}; \quad X_{K1} = X_{\varepsilon 1} = 13,7 \text{ мОм};$$

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{\varepsilon 1}^2 + X_{\varepsilon 1}^2} = \sqrt{18,7^2 + 13,7^2} = 23,2 \text{ мОм}$$

$$R_{K2} = R_{\varepsilon 1} + R_{\varepsilon 2} = 18,7 + 32,6 = 51,2 \text{ мОм};$$

$$X_{K2} = X_{\varepsilon 1} + X_{\varepsilon 2} = 13,7 + 3,8 = 17,5 \text{ мОм};$$

$$Z_{K2} = \sqrt{R_{\varepsilon 2}^2 + X_{\varepsilon 2}^2} = \sqrt{51,2^2 + 17,5^2} = 54,1 \text{ мОм}$$

$K_y$ - ударный коэффициент,

При расчетах можно использовать следующие значения  $K_y$ : [6. ст 61]

$K_y = 1,3$ -при КЗ на ШНН трансформаторов мощностью более 400 кВ·А;

$K_y = 1$  - при более удаленных точках;

$q$ - коэффициент действующего значения ударного тока.

$$q_1 = \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = \sqrt{1 + 2(1,3 - 1)^2} = 1,07$$

$$q_2 = 1$$

Определяются 3-фазные

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{K3}}{\sqrt{3} Z_{K3}} \tag{64}$$

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 23,2} = 9,95 \text{ кА}$$

$$I_{K32}^{(3)} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 54,1} = 4,03 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока.

$$(65) \quad I_Y = q \cdot I_{K3}^{(3)}$$

$$I_{yK1} = 1,3 \cdot 9,95 = 10,7 \text{ кА}$$

$$I_{yK2} = 1 \cdot 4,03 = 4,04 \text{ кА}$$

Ударный ток

$$j_y = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_K^{(3)} \quad (66)$$

$$j_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 10,7 = 18,2 \text{ кА}$$

$$j_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4,7 = 5,7 \text{ кА}$$

Определяем ток 2-х фазного КЗ

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (67)$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,95 = 8,5 \text{ кА}$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,03 = 3,4 \text{ кА}$$

Составляется схема замещения для расчета 1-фазных токов КЗ, (рисунок 8)

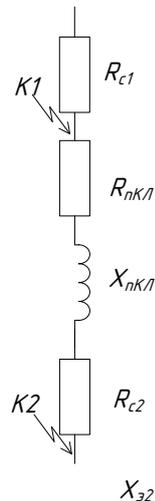


Рисунок 8 – схема замещения для расчета 1-фазных токов КЗ

Определяются сопротивления.

Для КЛ

$$x_{0п} = 0,15 \text{ мОм/м}$$

$$X_{пкЛ} = 0,15 \cdot 57 = 8,55 \text{ мОм}$$

$$R_{пкЛ} = 2r_0 \cdot L_{кЛ} = 2 \cdot 0,208 \cdot 57 = 23,6 \text{ мОм} \quad (68)$$

Вычисляются сопротивления до каждой точки КЗ

$$R_{к2} = R_{с1} + R_{пкЛ} + R_{с2} = 15 + 23,6 + 20 = 58,6 \text{ мОм};$$

$$X_{п2} = X_{пкЛ} = 8,55 \text{ мОм};$$

$$Z_{п1} = 15 \text{ мОм}$$

$$Z_{п2} = \sqrt{R_{п2}^2 + X_{п2}^2} = \sqrt{58,6^2 + 8,55^2} = 59,3 \text{ мОм}$$

Рассчитываем ток однофазго КЗ

$$I_{к3}^{(1)} = \frac{U_{\phi} \cdot 10^3}{Z_{п1} + \frac{Z_{п2}}{3}} \quad (69)$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{15 + \frac{129}{3}} = 3,96 \text{ кА}$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{59,2 + \frac{129}{3}} = 2,13 \text{ кА}$$

Проведём расчёт однофазного КЗ на самом удалённом потребителе.

Расчетная схема участка цепи приведена на рисунке, (рисунок 9)

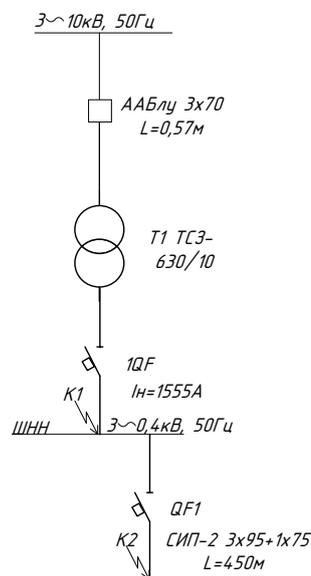


Рисунок 9 – Схема участка от трансформатора ТСЗ -630/10/0,4 самого удалённого участка.

Составляется схема замещения для расчета 1 -фазных токов КЗ, (рисунок 10)

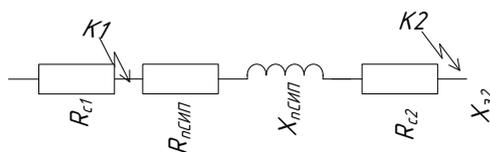


Рисунок 10 – схема замещения для расчета 1 -фазных токов КЗ

Определяются сопротивления.

Для СИП-2

$$x_{0п} = 0,15 \text{ мОм/м}$$

$$X_{пКЛ} = 0,15 \cdot 450 = 67,5 \text{ мОм}$$

$$R_{пКЛ} = 2 \cdot r_0 \cdot L_{КЛ} = 2 \cdot 0,329 \cdot 450 = 296,1 \text{ мОм} \quad (70)$$

Вычисляются сопротивления до каждой точки КЗ

$$R_{к2} = R_{c1} + R_{пКЛ} + R_{c2} = 15 + 296,1 + 20 = 331,1 \text{ мОм};$$

$$X_{п2} = X_{пКЛ} = 67,5 \text{ мОм};$$

$$Z_{п1} = 15 \text{ мОм}$$

$$Z_{н2} = \sqrt{R_{н2}^2 + X_{н2}^2} = \sqrt{331,1^2 + 67,5^2} = 337,8 \text{ мОм}$$

Рассчитываем ток однофазного КЗ

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{15 + \frac{129}{3}} = 3,96 \text{ кА}$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{337,9 + \frac{129}{3}} = 0,6 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываем токи КЗ для отходящих КЛ линий выполняя расчёты, по вышеизложенному алгоритму, в программе MicrosoftExcel расчёты представлены в приложении Б и заносим результаты в таблицу, (таблица 16)

Таблица 16 – Токи КЗ для отходящих КЛ

Точка	$R_{к3}$	$X_{к3}$	$Z_{к3}$	$K_y$	$q$	$I_K^{(3)}$	$j_y$	$I_K^{(2)}$	$Z_{п}$	$I_K^{(1)}$
K3	МОм	МОм	МОм			кА	кА	кА	МОм	кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТР-БРУ№1										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	52,1	17,5	54,1	1	1	4,04	5,7	3,5	59,3	2,1
ТР-БРУ№2										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	51,2	17,6	54,3	1	1	4,03	5,6	3,4	59,4	2,2
ТР-БРУ№3										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	52,5	16,3	55,2	1	1	3,9	5,5	3,3	35	2,7
ТР-БРУ№4										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	52,9	16,6	55,1	1	1	3,7	5,2	3,1	32,5	2,3
ТР-БРУ№5										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	54,9	16,8	56,7	1	1	3,9	5,4	3,3	64,9	2,03
ТР-БРУ№6										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	55,9	17,2	56,9	1	1	3,7	4,9	3,2	65,5	2,
ТР-БРУ№7										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	57,5	17,5	60,1	1	1	3,5	5,1	3,1	71,1	1,8
ТР-БРУ№8										
K1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
K2	58,5	17,8	62,1	1	1	3,3	4,7	2,8	73,4	1,6

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----

ТР-СИП-2(Ф9)										
К1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
К2 <sub>Б</sub>	116	32	120,2	1	1	1,7	2,6	1,6	187	0,9
К3 <sub>Д</sub>	237,7	59,6	245	1	1	0,9	1,3	0,8	432,1	0,5
ТР-СИП-2(Ф10)										
К1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
К2 <sub>Б</sub>	89,6	26,7	93,5	1	1	2,2	3,2	2	135,5	1,1
К3 <sub>Д</sub>	155,5	43	161,3	1	1	1,3	1,8	1,2	270,3	0,7
ТР-СИП-2(Ф11)										
К1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
К2 <sub>Б</sub>	71,2	21,9	74,3	1	1	2,8	4	2,5	101,8	1,4
К3 <sub>Д</sub>	122,2	32,8	127,2	1	1	1,9	2,6	1,7	204,8	1,1
ТР-СИП-2(Ф12)										
К1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
К2 <sub>Б</sub>	73,2	22,7	76,1	1	1	2,8	4	2,5	101,8	1,4
К3 <sub>Д</sub>	124,2	35,2	129,2	1	1	1,7	2,3	1,5	206,5	0,9
ТР-СИП-2(Ф13)										
К1	18,7	13,7	23,1	1,3	1,09	9,96	18,2	8,5	15	3,9
К2 <sub>Б</sub>	106,2	29,5	110,1	1	1	2	2,7	1,6	167,3	1,05
К3 <sub>Д</sub>	188,2	36,4	195	1	1	1,2	1,3	1	338	0,6

### 1.7 Выбор основного оборудования на КТП и аппаратов защиты

Оборудование, принимаемое к установке на подстанции, выбираем в соответствие со схемой электроснабжения. Выбор производим по условию, что расчетные величины элемента электрической цепи в месте установки выбираемого аппарата не должны превышать каталожных (паспортных) номинальных значений данного аппарата с последующей проверкой на устойчивость токов короткого замыкания.

#### 1.7.1 Выбор оборудования и аппаратуры защиты на КТП питающую нефтебазу АО «ННК-Амурнефтепродукт»

Выбираемое оборудование будет поставляться комплектом в сборке КТП-ENRG-T(Кк)-Т-630-10/0,4-У1.

### 1.7.1.1 Выбор выключателя нагрузки

Выключатели нагрузки предназначены для коммутации и длительного пропускания номинальных токов в трёхфазных цепях переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением до 10 кВ с изолированной или заземлённой нейтралью, и способны включать токи короткого замыкания указанных цепей. Выключатели нагрузки применяют в составе комплектных электротехнических устройств, устанавливаемых в помещениях. Гашение дуги осуществляется потоком газов, выделяющихся из стенок дугогасящей камеры при воздействии на них гасимой дуги.

Принимаем к установке выключатель нагрузки ВМП -10/630-12У3 паспортные данные

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст} . \quad (71)$$

$$10 \geq 10 \text{кВ}$$

- по току продолжительного режима:

$$I_{ном.в} \geq I_{р.мах} . \quad (72)$$

$$630 \geq 27,6 \text{А}$$

по термической стойкости:

$$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм} .$$

где  $I_{терм}$  - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$  - время протекания КЗ

$$B_K = (I_{кз}^{(3)})^2 \cdot t_{отк} = 1,6^2 \cdot 2 = 2,56 \text{кА}^2 \text{с} ;$$

$$20 \geq 2,56 \text{кА}^2 \text{с}$$

-по электродинамической стойкости:

$$I_{дин} \geq i_{уд}$$

$$50 \geq 1,6 \text{кА}$$

Сопоставление справочных и расчетных данных при выборе разъединителя представлены в таблице (таблица 17)

Таблица 17 – Выбор разъединителя

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{\text{ДИН}} = 50 \text{кА}$ $I_{\text{ТЕР}} = 20 \text{кА}$ $t_{\text{терм}} = 3 \text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 27,6 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 1,6 \text{кА}$ $B_{\text{к.}} = 2,56 \text{ кА}^2 \text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Окончательно принимаем к установке выключатель нагрузки ВМП - 10/630-12У3

### 1.7.1.2 Выбор предохранителя на стороне 10кВ

Высоковольтные предохранители используются для защиты электрооборудования электрических сетей напряжением выше 1000 В от токов короткого замыкания и токов недопустимых перегрузок.

Принимаем предохранитель марки ПКТ 103.

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.уст.}}$$

$$10 \geq 10 \text{кВ}$$

- по номинальному току

$$I_{\text{ном.}} \geq 2 I_{\text{ном.тр.}}$$

$$80 \geq 2 \cdot 36,4 = 74,8 \text{ А}$$

Сопоставление справочных и расчетных данных при выборе предохранителя, представлены в таблице (таблица 18)

Таблица 18 – Выбор предохранителя

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$

$I_H = 80 \text{ A}$	$2I_{\text{НОМ}} = 74,8 \text{ A}$	$I_H \geq 2I_{\text{НОМ}}$
----------------------	------------------------------------	----------------------------

Окончательно принимаем к установке предохранитель марки ПКТ 103-10-80-УЗ.

### 1.7.1.3 Проверка автомата питания шин НН

Выбор автомата питания шин НН был произведён в пункте 1.5.1.3. Был выбран автомат марки ВА 88 -43-3Р-МР211-1000-50 ЕИК.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.уст}} ;$$

- по току продолжительного режима:

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р.мах}} ;$$

- по отключающей способности:

на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{пт}}$$

по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \cdot \quad (73)$$

где  $I_{\text{терм}}$  - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{\text{терм}}$  - время протекания КЗ (справочная величина).

- по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \cdot \quad (74)$$

Проведем проверку данного выключателя:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.уст}} ;$$

$$0,4 \geq 0,4 \text{ кВ.}$$

- по току продолжительного режима:

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р.мах}} ;$$

$$1600 \geq 886,63 \text{ А.}$$

- по отключающей способности:

на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{ном.в} \geq I_{пт};$$

$$50 \geq 10,03 \text{ кА.}$$

-по термической стойкости:

$$B_k = (I_{кз}^{(3)})^2 \cdot t_{отк} = 10,03^2 \cdot 0,2 = 20,1 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

$$50 \geq 20,1 \text{ кА}^2 \text{с}$$

-по электродинамической стойкости:

$$I_{дин} \geq i_{уд};$$

$$50 \geq 10,05$$

Для удобства, расчётные и справочные данные сведём в таблицу и произведём их сравнение, (таблица 19)

Таблица 19 – Проверка и выбор автоматического выключателя

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{рmax} = 886,63 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{ном.в} = 50$	$I_{пт} = 10,03 \text{ кА}$	$i_{ске} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 50 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к.} = 20,1 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,03 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$

Окончательно принимаем к установке автоматический выключатель ВА 88 -43-3P-MP211-1000-50 ЕІК.

#### 1.7.1.4 Выбор токоведущих частей

В РУ-0,4 кВ выбираем алюминиевые шины с размером полосы 80 х 6 мм, сечением 480 мм<sup>2</sup> с  $I_{доп} = 1150 \text{ А}$ , полоса установлена площадью, расстояние между опорными изоляторами (пролет) принимаем  $l = 1000 \text{ мм}$ , расстояние между фазами  $a = 350 \text{ мм}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}};$$

$$886,63 \text{ A} \leq 1150 \text{ A}.$$

Проверяем шины на динамическую устойчивость к действию токов КЗ.

Усилие, действующее между фазами при трехфазном КЗ:

$$f_{\text{рас}} = 1,76 \frac{j_{\text{yo}}^2}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н / м}$$

$$f_{\text{рас}} = 1,76 \frac{18,52^2}{0,35} \cdot 10^{-1} = 172,5 \text{ Н / м}$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создают изгибающий момент  $M$ , Н.м

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (75)$$

где  $l$  - пролет между опорными изоляторами шинной конструкции,  $l=1$  м.

$$M = \frac{172 \cdot 1^2}{10} = 17,25 \text{ Н / м}$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента

$$\delta_{\text{рас}} = \frac{f \cdot l^2}{10W} \quad (76)$$

где  $W = b^2 h/6 = 0,8^2 \cdot 6/6 = 4,5 \text{ см}^3$  – момент сопротивления шин.

$$\delta_{\text{рас}} = \frac{172,5 \cdot 1^2}{10 \cdot 4,7} = 3,6 \text{ МПа}$$

Выбранные шины сечением 80 x 6 см удовлетворяют условию динамической устойчивости, т. к.  $\delta_{\text{расч}} = 3,6 \text{ МПа} < \delta_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа}$

Проверяем шины на термическую устойчивость при протекании по ним тока КЗ. Для этого определим минимальное сечение алюминиевых шин, при котором будет выдержан ток КЗ равный 10,03 кА в течение 1 секунды.

$$S_{\min} = \frac{I_K \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C}$$

(77)

$$S_{\min} = \frac{10070 \sqrt{1}}{90} = 111,8 \text{ мм}^2$$

$C = 90$  – коэффициент для алюминиевых шин.

Выбранные шины условию термической устойчивости удовлетворяют, т.к.  $S_{\min} 111,8 < S_{\text{ш}} = 480 \text{ мм}^2$ .

Данные о выборе жёсткости шин, представлены в таблице, (таблица 20)

Таблица 20 – Выбор жёстких шин 0,4 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 1150 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 886 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$\sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 3,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\min} = 118,8 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

### 1.7.1.5 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов:

Выбираем опорные изоляторы марки ИО-1-2.5.УЗ

Изоляторы выбираем на номинальное напряжение и проверяем на механическую нагрузку при КЗ с условием, что полученное значение не должно превышать 60% от разрушающей нагрузки для данного типа изолятора.

В этом случае  $0,6 f_{\text{разр}} > f_{\text{расч}} = 0,6 \cdot 2500 = 1500 > 172,5 \text{ Н}$ , т.е. условие удовлетворяется.

В таблицу сводим данные, касающиеся выбора опорных изоляторов (таблица 21)

Таблица 21 – Выбор опорных изоляторов

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 1000 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
$F_{\text{доп}} = 2500 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 172,5 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Окончательно принимаем к установке ИО-1-2.5.УЗ

### 1.7.1.6 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока (далее ТТ) предназначены: для отделения цепи высокого напряжения от цепей измерительных приборов или аппаратов защиты, обеспечивая безопасность их обслуживания; для снижения измеряемого тока до

значения, допускающего подключение последовательных катушек измерительных приборов или аппаратов защиты.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки, конструкции, классу точности и проверяют на термическую и динамическую стойкость токам КЗ.

Выбираем трансформатор тока на стороне 0,4 кВ, данные представлены в таблице (таблица 22)

Таблица 22 – Выбор трансформатора тока на стороне 0,4 кВ

Прибор	Тип	Мощность Ва
Амперметр	Э-365-1	5
Счетчик	Меркурий 236 АТ 03	1,5
Итого		6,5

Принимаем к установке трансформатор тока Т.Т-0,66 У3 1000/5

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

$$B_K = I_{\text{но.к2}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 10,03^2 \cdot 0,2 = 20,1 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{НК}} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0,4 = 250 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=10 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом},$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем сечение соединительных проводов  $q=1,5 \text{ мм}^2$ . Провод марки АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=2 \text{ м}$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 2}{4} = 0.038 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} = 0.1 + 0.038 + 0,26 = 0.398 \text{ Ом}.$$

Сводные данные, касающиеся выбора трансформаторов тока, представлены в таблице , (таблица 23)

Таблица 23 – Выбор трансформатора тока 0,4 кВ

Справочные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_H = 0,66 \text{ кВ}$	$U_H = 0,4 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 886,63 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.5 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.398 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 250 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 20,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

### 1.7.2 Выбор оборудования и аппаратуры защиты на КТП питающей жилой район г. Благовещенска, прилегающий к нефтебазе

Выбор оборудования для КТП питающей жилой район будет выбираться по тем же алгоритмам, что и оборудование КТП питающее нефтебазу АО «ННК –Амурнефтепродукт». Выбираемое оборудование будет поставляться комплектом в сборке 2КТП-ENRG-T(Кк)-Т-630-10/0,4-У1

#### 1.7.2.1 Выбор выключателя нагрузки

Принимаем к установке выключатель нагрузки ВНП -10/630-12У3 паспортные данные

Сопоставление справочных и расчетных данных при выборе разъединителя представлены в таблице (таблица 24)

Таблица 24 – Выбор разъединителя

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $I_{\text{ДИН}} = 50 \text{ кА}$ $I_{\text{ТЕР}} = 20 \text{ кА}$ $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 59,6 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 1,6 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 2,56 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Окончательно принимаем к установке выключатель нагрузки ВНП -10/630-12УЗ .

### 1.7.2.2 Выбор предохранителя на стороне 10кВ

Принимаем предохранитель марки ПКТ 103. Данные представлены в таблице, (таблица 25)

Таблица 25 – Выбор предохранителя

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 80 \text{ А}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $2I_{\text{ном}} = 74,8 \text{ А}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq 2I_{\text{ном}}$

Окончательно принимаем к установке предохранитель марки ПКТ 103-10-80-УЗ.

### 1.7.2.3 Проверка автомата питания шин НН

Принимаем к установке автомат марки ВА 88 -43-3Р-МР211-1600-50 ЕІК. Данные представлены в таблице, (таблица 26)

Таблица 26 – Выбор автомата питания шин НН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{ном.в}} = 50$	$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 1555,29 \text{ А}$ $I_{\text{пт}} = 9,9 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{пт}}$

$W_{к.ном}=50 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{к.} = 19,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{к.ном} \geq W_{к.}$
$I_{вкл}=50 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,03 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{дин}=50 \text{ кА}$	$j_{уд}=18,3$	$I_{дин} \geq i_{уд}$

Окончательно принимаем к установке автоматический выключатель ВА 88 -43-3P-MP211-1600-50 ЕИК.

#### 1.7.2.4 Выбор токоведущих частей

В РУ-0,4 кВ выбираем алюминиевые шины с размером полосы 100 x 8 мм, сечением 800 мм<sup>2</sup> с  $I_{доп} = 1625 \text{ А}$ , полоса установлена площадью, расстояние между опорными изоляторами (пролет) принимаем  $l = 1000 \text{ мм}$ , расстояние между фазами  $a = 350 \text{ мм}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}};$$

$$1554,29 \text{ А} \leq 1625 \text{ А}.$$

Проверяем шины на динамическую устойчивость к действию токов КЗ.

Усилие, действующее между фазами при трехфазном КЗ:

$$f_{\text{рас}} = 1,76 \frac{18,31^2}{0,35} \cdot 10^{-1} = 168,5 \text{ Н / м}$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента

$$\delta_{\text{рас}} = \frac{f \cdot l^2}{10W} \tag{78}$$

где  $W = b^2 h / 6 = 0,8^2 \cdot 6 / 6 = 4,5 \text{ см}^3$  – момент сопротивления шин.

$$\delta_{\text{рас}} = \frac{168,5 \cdot 1^2}{10 \cdot 4,5} = 1,6 \text{ МПа}$$

Выбранные шины сечением 100 x 8 см удовлетворяют условию динамической устойчивости, т. к.  $\delta_{\text{расч}} = 1,6 \text{ МПа} < \delta_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа}$

Проверяем шины на термическую устойчивость при протекании по ним тока КЗ. Для этого определим минимальное сечение алюминиевых шин, при котором будет выдержан ток КЗ равный 10,03 кА в течение 1 секунды.

$$S_{\min} = \frac{I_K \sqrt{t_{np}}}{C}$$

(79)

$$S_{\min} = \frac{9960 \sqrt{1}}{90} = 110,7 \text{ мм}^2$$

$C = 90$  – коэффициент для алюминиевых шин.

Выбранные шины условию термической устойчивости удовлетворяют, т.к.  $S_{\min} 110,7 < S_{\text{ш}} = 800 \text{ мм}^2$ . Данные о выборе, представлены в таблице (таблица 27)

Таблица 27 – Выбор жёстких шин 0,4 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 1554,3 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$\sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 1,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q = 800 \text{ мм}^2$	$q_{\min} = 110,7 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

### 1.7.2.5 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов:

Выбираем опорные изоляторы марки ИО-1-2.5.У3. Данные о выборе представлены в таблице, (таблица 28)

Таблица 28 – Выбор опорных изоляторов

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 1000 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{р}}$
$F_{\text{доп}} = 2500 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 168,5 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Окончательно принимаем к установке ИО-1-2.5.У3

### 1.7.1.6 Выбор трансформатора тока

Принимаем к установке трансформатор тока Т.Т-0,66 У3 1600/5, данные о нагрузке представлены в таблице (таблица 29)

Таблица 29 – Нагрузка на вторичную обмотку трансформаторов тока

Прибор	Тип	Мощность Ва
Амперметр	Э-365-1	5
Итого		5

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

$$B_K = I_{\text{но.к2}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 9.96^2 \cdot 0,2 = 19,8 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0.4 = 250 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=10 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом},$$

Выбираем сечение соединительных проводов  $q=1,5 \text{ мм}^2$ . Провод марки АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=2 \text{ м}$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0.0283 \cdot 3}{1.5} = 0.013 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} = 0,1 + 0.013 + 0.2 = 0.313 \text{ Ом}.$$

Данные о выборе трансформаторов тока 0,4 кВ, представлены в таблице (таблица 30)

Таблица 30 – Выбор трансформатора тока 0,4 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 0,66 \text{ кВ}$	$U_H = 0,4 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_P = 886,63 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.5 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.313 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$

(для класса точности 0.5)		
$V_{кн} = 250 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{кр} = 19,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{кн} \geq V_{кр}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 18,2 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Окончательно принимаем к установке Т.Т-0,66 УЗ 1600/5.

### 1.8 Расчёт заземления ТП 10/0,4 кв

Заземление ТП 35–10/0,4 кВ осуществляется прокладкой горизонтального замкнутого контура, к которому присоединяется заземляемое оборудование. Сопротивление этого контура не должно быть более 10 Ом.

Защитное заземление выполняется с целью обеспечения безопасности людей при нарушении изоляции.

В ТП заземлению подлежат все металлические части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением (бак трансформатора, фланцы изоляторов, рамы разъединителей и выключателей нагрузки и их приводов, корпуса трансформаторов тока и т. д.), а также все опорные металлоконструкции, стальные каркасы щитов, КТП и т. п.

В качестве заземлителей (вертикальных) используются стальные ввинчиваемые в землю стержни диаметром 12—16 мм, угловая сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальные трубы (некондиционные) с толщиной стенки не менее 3,5 мм. Длина ввинчиваемых электродов составляет 4,5-5 м, забиваемых уголков и труб 2,5-3 м. Протяженные (горизонтальные) заземлители выполняют из полосовой стали толщиной не менее 4 мм или из круглой стали диаметром не менее 6 мм. Горизонтальные заземлители служат для связи между вертикальными заземлителями и самостоятельно. Глубину заложения верхних концов вертикальных заземлителей и заземлителей горизонтальных принимают 0,7—0,8 м от планировочной отметки.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right],$$

(80)

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, 4 м;

$h_3$ - глубина заложения заземлителя, 0,2 м;

$\rho_{\text{грунт}}$  - удельное сопротивление грунта, для суглинка берём 100 Ом\*м;

$d$  - диаметр электродов, 0,01 м.

$$R_{ЭВ} = \frac{100}{\pi \cdot 2 \cdot 4} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot 4 \cdot (2 \cdot 0,2 + 4)}{d \cdot (4 \cdot 0,2 + 4)} \right] = 29,$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, 4 м;

$h_3$ - глубина заложения заземлителя, 0,2 м;

$\rho_{\text{грунт}}$  - удельное сопротивление грунта, по для суглинка берём 100 Ом\*м;

$d$  - диаметр электродов, 0,01 м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right]$$

(81)

$$R_{ЭГ} = \frac{100}{\pi \cdot 4,5} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot 4,5}{\sqrt{2 \cdot 0,01 \cdot 0,2}} \right] = 17$$

где  $l$  – длина горизонтальной полосы, 4,5 м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}$$

(82)

$$R = \frac{29 \cdot 17}{0,75 \cdot (8 \cdot 17 + 2 \cdot 29)} = 3,4$$

где  $\eta = 0,75$  - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

$n_B$  - число вертикальных электродов, 8 шт;

$n_{\Gamma}$  - число горизонтальных электродов, 2 шт;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}$$

(83)

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 29}{0,75 \cdot 8} = 5$$

где  $\alpha_{uB} = 1$  - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_o = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l}{r} - 0,31 \right)$$

(84)

$$L_o = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{4,5}{0,01/2} - 0,31 \right) = 1,3$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}$$

(85)

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,3 \cdot 4,5}{3 \cdot 2 \cdot 17} = 1,06$$

где  $\tau_{\phi} = 2$  мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}}$$

(86)

$$R_{u\Gamma} = 1,06 \cdot 17 = 17,2$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{uB})} \tag{87}$$

$$R_u = \frac{17,2 \cdot 5}{0,75 \cdot (8 \cdot 17,2 + 2 \cdot 5)} = 0,8$$

Необходимый уровень электробезопасности, обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 10 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям. Устройство заземлителя КТП показано на рисунке, (рисунок 11)

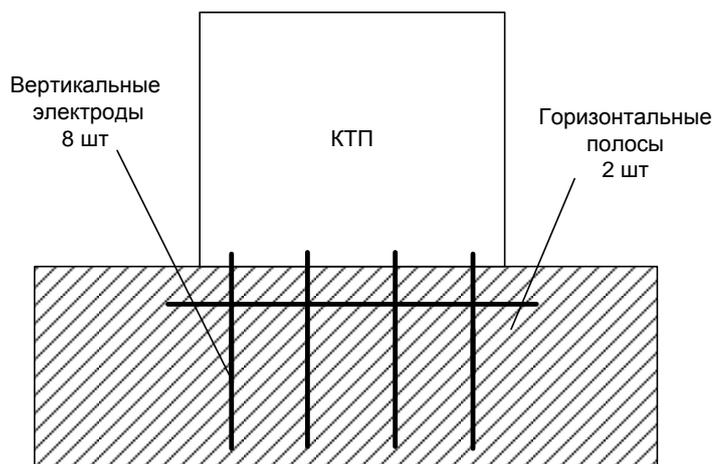


Рисунок 11 – Общий вид устройства заземлителя КТП

Расчёт заземления одинаков, как для КТП нефтебазы АО «ННК-Амурнефтепродукт», так и для КТП жилого района.

### **1.9 Охрана труда и техника безопасности при проведении реконструкции**

Вопросы охраны труда и техники безопасности имеют исключительно большое значение, в том числе и при проведении работ по реконструкции.

Федеральный закон от 23 июня 1999 г. (17 июля 1999 г.) N 181-ФЗ устанавливает гарантии осуществления права трудящихся на охрану труда и обеспечивает единый порядок регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками на предприятиях, в учреждениях и организациях всех форм собственности независимо от сферы хозяйственной деятельности и ведомственной подчиненности и направлен на создание условий труда, отвечающих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности и в связи с ней [6, с. 29].

Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда заключаются в следующем:

1. Организовывать проведение обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров работников.
2. Работодатель обязан обеспечить проведение аттестации рабочих по условиям труда (ст. 212 ТК).
3. Работодатель обязан обеспечить применение средств индивидуальной защиты.
4. Обучить безопасным методам и приемами выполнения работ.

Для лиц, поступающих на работу с вредными или опасными условиями труда, на которую в соответствии с законодательством об охране труда требуется профессиональный отбор, работодатель обеспечивает обучение безопасным методам и приемам выполнения работ со стажировкой на рабочем месте и сдачей экзаменов, а в процессе трудовой деятельности - проведение периодического обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда.

Работодатель не должен допускать к работе лиц, не прошедших в установленном порядке инструктаж по охране труда. Более того, работодатель обязан отстранить от работы (не допускать к работе) работника, не прошедшего в установленном порядке обучение и проверку знаний и навыков в области охраны труда.

Детально порядок и виды инструктажа работников регулируются ГОСТом 12.0.004-90 "Система стандартов безопасности труда. Организация обучения работающих безопасности труда. Общие положения", который распространяется на все организации независимо от формы собственности и вида.

Ответственность за организацию своевременного и качественного обучения и проверку знаний в целом по предприятию или учебному заведению возлагается на его руководителя, а в подразделениях (цех, участок, лаборатория, мастерская) - на руководителя подразделения.

Все работники предприятий, включая руководителей, обязаны проходить обучение, инструктаж, проверку знаний правил, норм и инструкций по охране

труда в порядке и в сроки, которые установлены для определенных видов работ и профессий. Инструктаж проводится уполномоченными лицами и оформляется документально.

### **1.9.1 Техника безопасности при монтаже электроустановок**

Работающие при монтаже должны быть защищены от воздействия опасных и вредных производственных факторов, возникающих при проведении электромонтажных работ.

Совмещать электромонтажные работы с другими работами, в том числе проводимыми одновременно несколькими организациями, допускается только при наличии и соблюдении графика совмещенного проведения работ, предусматривающего общие мероприятия по технике безопасности.

Персонал, проводящий электромонтажные работы не должен выполнять работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

В процессе монтажа электроустановок необходимо выполнять правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ и правил пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства, утвержденные Главным управлением пожарной охраны.

Требования безопасности при проведении электромонтажных работ должны быть включены в нормативную, техническую и технологическую документацию.

Электромонтажные работы следует начинать только после выполнения мероприятий по технике безопасности.

Выполнение и контроль этих мероприятий осуществляет ответственный представитель генерального подрядчика или субподрядной организации.

Электромонтажные работы в действующих электроустановках необходимо выполнять после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, их отсоединения от действующей части электроустановки, обеспечения видимых разрывов электрической цепи и заземления отсоединенных токоведущих частей.

Зона, в которой проводятся электромонтажные работы, должна быть отделена от действующей части электроустановки таким образом, чтобы была исключена возможность доступа работающих к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Перед началом электромонтажных работ на действующем предприятии (цехе, участке) ответственные представители этого предприятия (заказчика) и генерального подрядчика с участием субподрядных организаций должны оформлять акт-допуск.

Актом-допуском устанавливается выделение участка для проведения электромонтажных работ, а также устанавливаются организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность этих работ, в том числе прохода электромонтажного персонала и проезда механизмов.

Выполнение технических мероприятий, предусмотренных актом-допуском, осуществляет предприятие.

**Для повышения безопасности электромонтажных работ следует предусматривать:**

- предварительный монтаж электрооборудования возможно более крупными блоками и последующий их подъем с целью сокращения объема работ на высоте;
- монтаж объектов с максимальным применением комплектных и крупноблочных электротехнических устройств заводского изготовления;
- предварительную сборку монтажных узлов и блоков на монтажно-заготовительном участке;
- внедрение технологических линий по предварительной заготовке материалов и электромонтажных изделий;
- механизацию работ;
- контейнерную комплектацию объектов;
- сокращение электросварочных работ.

Последовательность проведения электромонтажных работ необходимо соблюдать таким образом, чтобы предыдущая операция не являлась источни-

ком опасных и вредных производственных факторов выполнения последующих работ.

### **Требования к производственным помещениям, сооружениям, площадкам и участкам**

Электромонтажные работы на строительных объектах следует проводить после приемки по акту готовности помещений или их части сооружений территорий или участков под монтаж электроустановок.

До начала электромонтажных работ строительные леса и подмости должны быть убраны кроме обеспечивающих эффективное и безопасное ведение работ; территория, помещения, кабельные каналы - очищены от строительного мусора; люки, ямы, проемы, траншеи и кабельные каналы - закрыты или ограждены; открытые кабельные каналы должны иметь переходы с перилами.

Опасные зоны, где проводятся электромонтажные работы, должны быть ограждены, обозначены плакатами, знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026-76 и надписями или снабжены средствами сигнализации. Ограждения - по ГОСТ 12.4.059-78 и ГОСТ 23407-78.

Все рабочие места в темное время суток должны быть освещены.

Во время монтажа не допускается загромождать проходы материалами, неиспользуемыми механизмами и оборудованием.

### **Требования к персоналу**

Лица, допускаемые к электромонтажным работам, должны проходить предварительный и периодические медицинские осмотры в срок.

Лица, допускаемые к работам на оборудовании с электроприводом, должны иметь квалификационную группу по технике безопасности (электробезопасности) по правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

Подтверждение квалификационной группы следует проводить ежегодно с записью в журнале проверки знаний по технике безопасности.

Лица, участвующие в электромонтажных работах, должны пройти инструктаж по безопасности труда согласно ГОСТ 12.0.004-79, при этом - повторный инструктаж не реже одного раза в три месяца.

### **Требования к применению средств защиты работающих**

Средства защиты, применяемые для предотвращения или уменьшения воздействия опасных и вредных производственных факторов, возникающих при электромонтажных работах, должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-75 и стандартам ССБТ на конкретные средства защиты.

Средства индивидуальной защиты должны соответствовать виду электромонтажных работ, условиям их проведения, применяемым машинам, механизмам, инструменту, приспособлениям и материалам.

Лица, занятые в электромонтажном производстве, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

### **1.9.2 Меры безопасности при монтаже кабельных линий**

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и тому подобное), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а также разматывание кабеля с барабанов и его прокладку необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и принять меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перемотки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается изменять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма — оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

При протяжке кабеля в трубе на участках пересечения с железнодорожными путями и автодорогами следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте в кабельных галереях и эстакадах следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности:

перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка огнем запрещается;

открытый люк колодца ограждают или устанавливают возле него предупредительный знак;

запрещается разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу – все эти операции следует делать только снаружи;

расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых емкостях, прикрепляемых к стальному тросу на карабине.

Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы.

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

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных емкостях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Мастику нельзя доводить

до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутом или ложкой во избежание попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать их соприкосновения с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В представленной выпускной квалификационной работе был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения нефтебазы АО «ННК–Амурнефтепродукт» и прилегающей территории города Благовещенска. В качестве решения задачи реконструкции по обеспечению повышения надёжности электроснабжения была предложена замена устаревшего оборудования на современные аналоги.

При выполнении работ был произведен расчёт электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных подстанций. Выбрано количество и мощность трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, рассчитаны и выбраны компенсирующие устройства на КТП питающей объекты нефтебазы АО «ННК – Амурнефтепродукт».

Произведены расчёты по выбору и проверки кабельных и воздушных линий, автоматических выключателей, рассчитаны токи коротких замыканий. Выполнен выбор основного оборудования для КТП. Рассчитаны заземляющие контуры для вновь устанавливаемых КТП. Рассмотрен вопрос охраны труда и техники безопасности при реконструкции системы электроснабжения.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.
- 2 Бернер, М.С. Надежное электроснабжение обеспечивает энергосбережение на предприятии / М. С. Бернер, А. Н. Тарасова // Энергосбережение. - 2012. - N 5. - С. 14-15
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 // В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Глазунов, А.А. Системы электроснабжения - подсистемы электроэнергетических систем / Глазунов А. А., Строев В. А., Шаров Ю. В. // Электричество. - 2011. - N 9. - С. 5-9
- 5 Жежеленко, И.В. Влияние качества электроэнергии на сокращение срока службы и снижение надежности электрооборудования / И. В. Жежеленко, Ю. Л. Саенко, А. В. Горпинич // Электрика. - 2013. - N 3. - С. 14-21
- 6 Заровняев, А.П. Безопасность и охрана труда на предприятии / А.П. Заровняев // Наука вчера, сегодня, завтра. - 2014. - С. 28-30
- 7 Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро- 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.
- 8 Лазаренко, Б.С. Нефтебазы и нефтяные терминалы: от современного проектирования до эффективной эксплуатации / Б. С. Лазаренко // Безопасность труда в промышленности. - 2015. - № 1. - С. 70-75
- 9 Лукутин, Б.В. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей: научно-популярная литература / Б.В. Лукутин, Р.А. Вайнштейн, Ю.В. Хрущев // Известия Томского политех. университета. - 2013. - № 1: Т. 306. - С. 144 – 147
- 10 Консультант Плюс [Электронный ресурс]: офиц. сайт. - Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=200835#0>. - 14.01.2017

- 11 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2010. - 608 с.: ил.
- 12 Письмо заместителя министра регионального развития РФ письмо №17269-ХМ/09 то 03.06.2016
- 13 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
- 14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 15 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 16 Славгородский, В.Б. Проблемы промышленных предприятий при реформировании электроэнергетики / В. Б. Славгородский // Электрика. - 2014. - N 3. - С. . 3-5
- 17 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб.пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2014. - 188 с.
- 18 Файбисович, Д. Л., Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011. - 576 с.: ил.
- 19 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования.- М.: ФОРУМ: ИНФРА- М. 2010.- 214 с.