

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

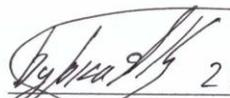
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«24» 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

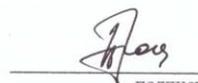
на тему: Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района с модернизацией воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ участка Хвойная-Смелое

Исполнитель  
студент группы 542-064

  
24.06.19г.  
подпись, дата

А.К. Бурка

Руководитель  
доцент

  
24.06.19г.  
подпись, дата

П.П. Проценко

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
24.06.19г.  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
24.06.2019г.  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

 Н.В.Савина  
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бурка Андрея Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района с модернизацией воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ участка Хвойная-Смелое

(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: генеральный план. Материалы преддипломной практики. Схема существующих электрических сетей. Нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика объекта проектирования. Расчет электрических нагрузок. Реконструкция сети 0,4 кВ. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов. Расчет токов короткого замыкания. Выбор и проверка оборудования. Релейная защита. Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Однолинейная схема электроснабжения. Релейная защита линий. Молниезащита ПС. Однолинейная схема ПС. Общий вид КРУН. Генеральный план со схемой электроснабжения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: П.П. Проценко, доцент   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 с., 10 рисунков, 103 формулы, 31 таблицу, 25 источников.

САМОНЕСУЩИЙ ПРОВОД, РАСЧЕТ НАГРУЗКИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Необходимость в реконструкции Октябрьского района, питающегося от подстанции 35/10 кВ «Смелая» возникла в связи с большим износом существующего оборудования. Для повышения надежности электроснабжения потребителей в районе ПС 35/10 кВ «Смелая» выполнены следующие мероприятия. Произведен расчет электрических нагрузок потребителей ПС 35/10 кВ «Смелая». Произведена реконструкция распределительной сети 10 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка вновь устанавливаемого и существующего оборудования на действие токов короткого замыкания, а также произведена оценка надежности системы электроснабжения после реконструкции.

Также были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологичности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткая характеристика района реконструкции	11
1.1 Климатическая и географическая характеристика района	11
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	12
1.3 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	13
2 Расчёт электрических нагрузок	15
2.1 Определение расчетных нагрузок населенного пункта	15
2.2 Расчет уличного освещения	18
2.3 Расчет электрических нагрузок, приведенных к шинам ТП	19
2.4 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ	24
3 Реконструкция сети 0,4 кВ	27
3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	27
3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	27
4 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	33
4.1 Расчет компенсации реактивной мощности	33
4.2 Выбор схемы и конструкции ТП	33
5 Выбор схемы и параметров распределительной сети 10 кВ	37
5.1 Выбор схемы конфигурации сети	37
5.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	38
5.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	41
5.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	43
5.5 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	45
6 Расчёт токов короткого замыкания	48

6.1	Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	49
6.2	Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	54
7	Выбор и проверка электрических аппаратов	60
7.1	Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	60
7.2	Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	62
7.3	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	64
7.4	Выбор выключателей 10 кВ	66
7.5	Проверка выбранных сечений ВЛ 0,4 кВ на воздействие токов КЗ	68
7.6	Выбор выключателей нагрузки	70
7.7	Модернизация линии 35 кВ Хвойная-Смелое	71
8	Заземление и молниезащита	77
8.1	Выбор и проверка заземления на подстанции	77
8.2	Проверка молниезащиты подстанции	82
9	Релейная защита и автоматика	85
9.1	Защита линий 10 кВ	85
9.2	Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ	89
9.3	Изоляция и защита от перенапряжений	89
10	Безопасность и экологичность	91
10.1	Безопасность	91
10.1.1	Микроклимат помещения	91
10.1.2	Шум оборудования	92
10.1.3	ЭМП промышленной частоты	93
10.1.4.	Электробезопасность	94
10.2	Экологичность	95
10.2.1	Влияние ПС на атмосферу	95
10.2.2	Влияние ПС на почву	96
10.2.3	Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	96

10.2.4	Расчет шумового воздействия трансформатора	98
10.3	Чрезвычайные ситуации на ПС	101
10.3.1	Требования пожарной безопасности к содержанию территорий	101
10.3.2	Требования пожарной безопасности к электроустановкам.	105
	Заключение	109
	Библиографический список	110

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭС – электрические сети.

## ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка существующих возможностей электрической сети 10 кВ от ПС 35/10 кВ «Смелая» и разработка (реконструкция) новой сети на базе существующей способной выполнять поставленные задачи.

Необходимость реконструкции электроснабжения ПС 35/10 кВ «Смелая» и прилегающей сети 10 кВ питающей села Ясная Поляна, Смелое, Беляковка, Новогеоргиевка, Смирновка, Короли возникла в связи с большим износом оборудования и невозможностью подключать к существующей сети новых потребителей. В связи с тем, что в электрические сети в настоящее время имеют очень большой износ по Амурской области. Необходимо предусматривать планомерный план реконструкции всех сетей электроснабжения. Основной задачей электроснабжения является обеспечение надежного и бесперебойного питания, минимум затрат на монтаж. На основании чего данные вопросы и являются основополагающими при реконструкции электрических сетей.

Рассмотрим вопрос реконструкции электроснабжения части Октябрьского района Амурской области, питающейся от подстанции 35/10 кВ «Смелая». От данной подстанции питаются сельскохозяйственные села Ясная Поляна, Смелое, Беляковка, Новогеоргиевка, Смирновка, Короли. Электроснабжение района строилось в 1972 году и к настоящему времени сети морально и физически устарели и требуют реконструкции.

Реконструкция данного района осуществляется с учетом повышения нагрузок на перспективу. Рассматриваются такие вопросы как целесообразность замены силовых трансформаторов на питающей подстанции, напряжения питающих линий на более высокий класс. Замена распределительной сети 10 и 0,4 кВ на более совершенные и надежные изолированные провода типа СИП. Оцениваются существующие

трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ с целью определения необходимости их замены на более мощные.

В связи с тем, что существующий центр питания ПС 35/10 кВ «Смелая» построен в 1972 году и после этого не подвергался какой либо существенной реконструкции (замене оборудования), а проводились только текущие ремонты и обслуживание. Необходимо рассмотреть вопросы замены силового оборудования на подстанции в связи с его моральной и физической усталостью. К такому оборудованию относятся масляные выключатели 35 кВ, системы шин по напряжению 35 кВ, существующие разъединители 35 кВ, а также в целом распределительное устройство 10 кВ. Также не менее важной частью является оценка защиты существующей подстанции от ударов молнии и перенапряжений возникающих в электрической сети. Контур заземления после 42 лет в земле подвергся коррозии, поэтому необходимо при реконструкции предусмотреть его замену.

При реконструкции и последующей эксплуатации реконструируемой распределительной сети 10 кВ и непосредственно трансформаторных подстанций возникают вопросы электробезопасности и экологичности данных объектов. Эти вопросы будут рассмотрены отдельным разделом. Также необходимо предусмотреть меры, предотвращающие попадание персонала под напряжение, а также защиту окружающей среды от воздействий электротехнического оборудования, таких как трансформаторное масло, шумы, производимые силовыми трансформаторами и т.д.

Для решения вышеуказанных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office, Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel, Mathcad 15.

# 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

## 1.1 Климатическая и географическая характеристика района

Октябрьский район расположен на юго-западе Зейско-Буреинской равнины, в юго-восточной части Амурской области, в зоне умеренного географического пояса.

Местность района в основном равнинная: на северо-западе слаборасчлененная равнина, на юго-западе – увалистая, вся восточная часть – увалисто-холмистый район, озерно-аллювиальная равнина, сильно эродированная сетью падей и небольших заболоченных долин, местами с мелкосопочным рельефом.

Климатические условия района континентальные, с муссонными чертами. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха, муссонность – почти исключительно северо-западными ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков. Среднегодовая температура от 0 до минус 8 °С. Безморозный период от 135 до 150 дней. Средняя температура воздуха в июле месяце от 18 до 25 °С. Средняя температура в январе месяце от минус 26 до минус 33 °С. Годовое количество осадков составляет до 655 мм. Зимой снежный покров 19 см. Среднегодовая скорость ветра – до 3,7 м/с, весной и осенью в отдельные дни достигает 21 м/с. Зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2 – 3 м, максимально 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля.

Таблица 1 - Характеристики климатических условий

Характеристики климата	Показатель
Максимальная температура воздуха, 0С	+30
Минимальная температура воздуха, 0С	-33
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, 0С	-30

Температура воздуха среднегодовая, 0С	-3,8
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	10
Район по ветровому давлению	III
Среднегодовая продолжительность гроз, ч.	40-60

## 1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

Основными потребителями электрической энергии являются коммунально-бытовые потребители, занимающиеся сельскохозяйственной деятельностью. Особенностью подстанции 35/10 кВ «Смелая» является то, что она питает сразу несколько населенных пунктов. Населенными пунктами, питающимися от ПС 35/10 кВ «Смелая» в Октябрьском районе Амурской области, являются: с. Ясная Поляна, с. Смелое, с. Беляковка, с. Новогеоргиевка, с. Смирновка, с. Короли. К коммунально-бытовым потребителям относятся: жилые здания, административные, культурно-массовые, лечебные организации, предприятия торговли и общественного питания. На генплане указано расположение поселков относительно подстанции, а также нанесены здания и сооружения, которые расположены на данной территории.

По бесперебойности питания потребителей поселков следует отнести к третьей категории по надежности, за исключением социально важных объектов, которые относятся ко второй категории надежности, а именно: больница, спортивный комплекс, котельные и тп.

Существующая система электроснабжения от ПС 35/10 кВ «Смелая» включает в себя распределительные сети 10 кВ до населённых пунктов с. Ясная Поляна, с. Смелое, с. Беляковка, с. Новогеоргиевка, с. Смирновка, с. Короли., а также распределительные сети 0,4 кВ поселков и трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ. Подстанция 35/10 кВ «Смелая» была построена в 1972 году и после строительства серьезной реконструкции не подвергалась, в связи,

с чем теперешнее состояние электрооборудования подстанции сильно износилось и требует замены, так как не может гарантировать требуемую надежность и качество электроэнергии. Аналогичная проблема и с существующей распределительной сетью 10 кВ с. Ясная Поляна, с. Смелое, с. Беляковка, с. Новогеоргиевка, с. Смирновка, с. Короли опоры выполнены из деревянных стоек с неизолированными голыми проводами АС, что влечет за собой частые отключения по причине схода проводов при ветре, загнивания существующих деревянных опор которым необходим периодический ремонт или замена, а также повышенным потерям электроэнергии в проводах. На основании вышесказанного считаю необходимым произвести реконструкцию данного района.

### **1.3 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ**

В зависимости от технических параметров все потребители в рассматриваемом РЭС характеризуются следующими параметрами.

По режимам работы электроприемники относятся к имеющим продолжительно неизменную нагрузку. В основном в рассматриваемом РЭС преобладающее значение имеют объекты жилищного назначения, такие как жилые дома (сельскохозяйственные дома - одноэтажные). В нагрузке так же имеются такие потребители как магазины, гаражи и склады.

По мощности и напряжению электроприемники относятся в большинстве своем к потребителям малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 220 – 380 В различные бытовые приборы, плиты, холодильное оборудование, освещение и электрическое отопление и т.д.

По роду тока электроприемники относятся к потребителям переменного тока промышленной частоты 50 (Гц).

По степени надежности электроснабжения электроприемников их категория устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. В данной работе в основном составе нагрузки присутствуют потребители третьей категории порядка 90 %, остальная часть относится ко второй категории.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Определение расчетных нагрузок населенного пункта

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом включает расчет нагрузки на вводе конкретного потребителя, и расчет на этой основе нагрузки отдельных элементов сети.

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает частный дом или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности в зависимости от числа жилых домов в сельской местности.

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

Расход определяется электроосвещением и работой электроприемников повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.).

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей, как правило, характерно наличие двух максимумов в суточных графиках электрических нагрузок. Поэтому определяют максимальную дневную активную  $P_d$  (реактивную  $Q_d$ ) и максимальную вечернюю активную  $P_B$  (реактивную  $Q_B$ ) нагрузки. За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.п.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов.

Расчетная активная нагрузка на вводе в сельский жилой дом (одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии) без электронагревательных приборов зависит от внутриквартирного потребления электроэнергии и темпов роста электропотребления.

Дневной и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом

соответственно  $S_D$  и  $S_B$  находят по выражениям:

$$S_B = \frac{K_{вв} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}, \quad (1)$$

$$S_D = \frac{K_{уд} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}, \quad (2)$$

где  $K_{уд}$ ,  $K_{вв}$  - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок принимаем [6].

$\cos \varphi_D$ ,  $\cos \varphi_B$  - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления принимаем [6].

$P_P$  - расчетная активная нагрузка на производственное, общественное, коммунальное предприятия сельского характера, которые принимаем [6].

Произведем примерный расчет нагрузки жилого дома:

$K_{уд}$ ,  $K_{вв}$  - равны 1 согласно электротехнического справочника [6] для жилых домов с электроплитами;

$\cos \varphi_D$ ,  $\cos \varphi_B$  – равны 0,92 и 0,96 соответственно;

$P_P$  – для жилых домов примем равной 14,5 кВт для жилых домов с электрическими плитами.

Соответственно нагрузки дневного и вечернего максимумов будут равны:

$$S_B = \frac{1 * 14.5}{0.92} = 15.8$$

$$S_D = \frac{1 * 14.5}{0.96} = 15.1$$

Для сельских домов учитывая современные условия жизни, будем считать, что в каждом доме стоит электроплита и водонагреватель, а также другая современная техника. Нагрузку на вводе в сельский дом примем равной 7,5 кВт [6]. Нагрузку домов будем по мере расчетов распределять по трансформаторным подстанциям.

В таблице 2 представлена сводная нагрузка на подстанцию 35/10 кВ

«Смелое» представляющая собой фонд зданий жилого и коммунально-бытового сектора и прочие сооружения различного типа, и их характеристики, а также расчетная активная, реактивная и полная нагрузка. В связи с тем, что большая часть потребителей представляет собой однотипные жилые частные дома, укажем приведенный усредненный расчет одного частного здания, с указанием количества домов, а также остальную нагрузку, отличающуюся от типовых частных домов.

Таблица 2 – Расчет жилой нагрузки

№	Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	$P_p$ , кВт	$\cos \varphi$	Q, квар	S, кВА
1	2	3	5	6	7	8
с. Короли						
1	Сельскохозяйственный дом	110	14,5	0,2	2,9	14,8
2	Гараж	2	17	0,8	13,6	21,8
3	Магазин	2	21	0,75	15,75	26,25
4	Административные здания	3	10	0,57	5,7	11,5
5	Школа	1	12,5	0,33	4,125	13,2
6	Котельная	1	20	0,55	8	21,54
7	Баня	1	23	0,2	4,6	23,46
8	Водокачка	2	17	0,75	12,75	21,25
9	Библиотека	1	8	0,57	4,56	9,2
с. Смелое						
10	Сельскохозяйственный дом	63	14,5	0,2	2,9	14,8
11	Гараж	1	17	0,8	13,6	21,8
12	Магазин	3	21	0,75	15,75	26,25
13	Скважина	2	17	0,75	12,75	21,25
14	Склад	2	19	0,52	9,88	21,4
с. Смирновка						
15	Сельскохозяйственный дом	4	14,5	0,2	2,9	14,8
с. Ясная поляна						
16	Сельскохозяйственный дом	5	14,5	0,2	2,9	14,8
17	Пасека	1	6	0,2	1,2	6,2
с. Беляковка						
18	Сельскохозяйственный дом	8	14,5	0,2	2,9	14,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	Скважина	1	17	0,75	12,75	21,2
20	Сарай	1	6	0,2	1,2	6,2
с. Новогеоргиевка						
21	Сельскохозяйственный дом	30	14,5	0,2	2,9	14,8
22	Гараж	1	17	0,8	13,6	21,8
23	Магазин	1	21	0,75	15,75	26,2 5
24	Скважина	1	17	0,75	12,75	21,2 5
25	Административные здания	2	10	0,57	5,7	11,5

Распределим нагрузку по существующим трансформаторным подстанциям. Исходя из того, что в существующем законодательстве в России достаточно затруднительно произвести дополнительный выбор земельных участков, трансформаторные подстанции, места их расположения и количество оставим без изменения. При реконструкции помимо существующих нагрузок необходимо учитывать и перспективный рост нагрузки, а также замена существующих деревянных опор линий электропередач на железобетонные опоры и увеличение существующего сечения линий. Перспективный рост нагрузки в основном происходит на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ за счет присоединения новых жилых домов или увеличения нагрузки в существующих домах.

## 2.2 Расчет уличного освещения

Расчет освещения улиц в сельских населенных пунктах, для реконструируемых сёл, где поселковые дороги и улицы с покрытием простейшего типа производится по удельной нагрузке на 1 км освещаемой поверхности. Норма средней освещенности равняется 4 лк, ширина проезжей части равняется 5-7 м, высота подвеса светильника 8,5 м. Используем рекомендуемые светильники РКУ-250 с лампами ДРЛ мощностью 250 Вт.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется по выражению:

$$P_{oc} = P_{oc.yd} \cdot l, \quad (3)$$

где  $P_{oc.yd}$  – удельная мощность, для освещения сельских улиц принимаем 6 кВт/км;

$l$  – длина, км.

Расчет освещения сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет уличного освещения

№ ТП	Длина участка, км	Удельная нагрузка, кВт/км	Нагрузка освещения улиц, кВт
33	1,22	6	7,32
66	0,4	6	2,4
19	0,2	6	1,2
179	0,3	6	1,8
64	0,2	6	1,2
36	0,5	6	3
23	0,3	6	1,8
26	0,4	6	2,4
23	0,4	6	2,4
83	0,5	6	3
37	0,4	6	2,4

### 2.3 Расчет электрических нагрузок, приведенных к шинам ТП

Электрические сети сельскохозяйственного назначения характеризуются потребителями как групповыми, так и отдельными потребителями. Определим электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций с учетом соответствующих добавок к максимальной нагрузке по формуле (4).

Согласно методике, описанной в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения, [18] произведем расчет суммарной нагрузки на шинах подстанций.

$$P_{ТПЗЗ} = P_{pMAX} + \sum p_{доб} \quad (4)$$

где  $P_{pMAX}$  – максимальная мощность суммируемых нагрузок, кВт;

$P_{доб}$  – добавка к большей слагаемой нагрузке, согласно источнику [6].

Если для участков линий 0,38 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных табл. 54.12, [6]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка  $\Delta P$  от меньшей.

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП 33. Согласно данным таблицы 2 расчетная нагрузка трансформаторной подстанции разбивается на 7 однородных группы потребителей. Сельскохозяйственные дома в количестве 80 шт., гаражи в количестве 1 шт., магазины 2 шт, баня 1 шт, библиотека 1шт, водокачка 1 шт, административные здания 3 шт, . Нагрузка разнородная производим суммирование с использованием таблицы 54.12 [6]. Большой нагрузкой являются сельскохозяйственные дома к ним прибавляем надбавку от остальных нагрузок.

$$P_{ТП33} = P_{жил.дома} + P_{баня} + P_{магазины} + P_{адм.здания} + P_{библиотека} + P_{водокачка} + P_{гаражи} \quad (5)$$

$$P_{ТП33} = 1160 + 23 + 42 + 8 + 17 + 30 + 17 = 1297 \text{ кВт}$$

Результирующую нагрузку умножим на коэффициент перспективного роста нагрузок, принимаемый равным 3,2 % от существующей нагрузки.

$$P_{ТП33 \text{ р.}} = P_{ТП33 \text{ сущ.}} * 3,2\% \quad (6)$$

$$P_{ТП33 \text{ р.}} = 1297 * 1,032 = 1338,5$$

Находим коэффициент мощности как среднее арифметическое между существующими коэффициентами мощности.

$$tg\varphi_{ТПЗЗ} = \frac{\sum_n tg\varphi}{n} = \frac{0.2+0.8+0.75+0.57+0.2+0.75+0.57}{7} = 0.49 \quad (7)$$

Находим реактивную и полную мощности подстанции:

$$Q_{ТПЗЗ.р} = P_{ТПЗЗ.р} * tg\varphi_{ТПЗЗ} = 1338,5 * 0,49 = 650.13 \text{ квар} \quad (8)$$

$$S_{ТПЗЗ.р} = \sqrt{P_{ТПЗЗ.р}^2 + Q_{ТПЗЗ.р}^2} = \sqrt{1338.5^2 + 650.13^2} = 1488 \text{ кВА} \quad (9)$$

Результаты расчета остальных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

№	Объект	Кол-во объектов, шт.	P, кВт	tgφ	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7
с. Короли						
ТП 33						
1	Сельскохозяйственный дом	80	1160	0,2	232	1182,9
2	Гараж	1	17	0,8	13,6	21,7
3	Магазин	2	42	0,75	31,5	52,5
4	Административные здания	3	30	0,57	17,1	34,5
5	Библиотека	1	23	0,33	7,59	24,21
6	Водокачка	1	17	0,55	9,35	19,40
7	Баня	1	8	0,2	1,6	8,15
	ИТОГО по ТП		1338,5	0,49	650,13	1488,04
ТП 116						
1	Сельскохозяйственный дом	30	435	0,2	87	443,61
2	Гараж	1	17	0,8	13,6	21,8
3	Школа	1	20	0,55	8	21.54

## Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
4	Котельная	1	23	0,2	4,6	23,46
5	Водокачка	1	17	0,75	12,75	21,25
	ИТОГО по ТП		528,384	0,5	264,19	590,75
С. Смелое						
ТП 19						
1	Сельскохозяйственный дом	15	217,5	0,2	43,5	221,8
2	Гараж	1	17	0,8	13,6	21,7
3	Склад	2	38	0,52	19,76	42,83
	ИТОГО по ТП		281,22	0,5	142,48	315,3
ТП 179						
1	Сельскохозяйственный дом	20	290	0,2	58	295,74
2	Скважина	1	17	0,75	12,75	21,25
	ИТОГО по ТП		316,824	0,475	150,49	350,75
ТП 64						
1	Сельскохозяйственный дом	28	406	0,2	81,2	414,04
2	Магазин	3	63	0,75	47,25	78,75
3	Скважина	1	17	0,75	12,75	21,25
	ИТОГО по ТП		501,552	0,57	284,21	576,48
С. Смирновка						
ТП 36						
1	Сельскохозяйственный дом	4	58	0,2	11,6	59,149
	ИТОГО по ТП		59,856	0,20	11,971	61,041
С. Ясная поляна						
ТП 23						
1	Сельскохозяйственный дом	5	72,5	0,2	14,5	73,9358

## Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
2	Пасека	1	6	0,2	1,2	6,2
	ИТОГО по ТП		81,012	0,20	16,202	82,616
С. Беляковка						
ТП 26						
1	Скважина	1	17	0,75	12,75	21,25
	ИТОГО по ТП		17,544	0,75	13,158	21,93
ТП 23						
1	Сельскохозяйственный дом	8	116	0,2	23,2	118,297
2	Сарай	1	6	0,2	1,2	6,2
	ИТОГО по ТП		125,904	0,20	25,181	128,4
С. Новогеоргиевка						
ТП 83						
1	Сельскохозяйственный дом	10	145	0,2	29	147,872
2	Скважина	1	17	0,75	12,75	21,25
3	Административные здания	1	10	0,57	5,7	11,5
	ИТОГО по ТП		177,504	0,51	89,935	198,99
ТП 37						
1	Сельскохозяйственный дом	20	290	0,2	58	295,743
2	Гараж	1	17	0,8	13,6	21,8
3	Магазин	1	21	0,75	15,75	26,25
4	Скважина	1	17	0,75	12,75	21,25
5	Административные здания	1	10	0,57	5,7	11,5
	ИТОГО по ТП		366,36	0,614	224,945	429,907

## 2.4 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зди}, \quad (10)$$

где  $P_{зд.max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$  – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

$$Q_{p.l} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зди}, \quad (11)$$

где  $Q_{зд.max}$  – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{зди}$  – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии,

квар;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Определим расчетную электрическую нагрузку для линии №1 питаемой от ТП №1.

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{р.л.} = 580 + 0,6 * (17 + 42 + 30 + 23 + 17 + 8) = 662,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.л.} = 116 + 0,6 * (13,6 + 31,5 + 17,1 + 7,59 + 9,35 + 1,6) = 245,18 \text{ квар}$$

$$S_{р.л.} = \sqrt{P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2} = 706,131 \text{ кВА}$$

Результаты расчета по остальным КЛ 0,4кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ.

ТП	№ линии	S, кВА	ТП	№ линии	S, кВА
ТП 33	1	158,531	ТП 23	1	122,02
	2	295,73			
	3	221,8			
ТП 116	1	62,214	ТП 83	1	167,55
	2	443,61			
	3	207,2			
	4	340,4			
ТП 19	1	315,3	ТП 37	1	344,223
ТП 179	1	278,95			
	2	29,6			
ТП 64	1	42,35			
	2	431,75			
ТП 36	1	61			
ТП 23	1	77,62			
ТП 26	1	21,25			

## 3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ 0,4 КВ

### 3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители Октябрьского района относятся к потребителям II и III категории надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание потребителей. При этом линии в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Для жилых домов с электроплитами, административных зданий, учебных заведений предусматривается два ввода в ВРУ, которые позволяют обеспечивать резервное электроснабжение при отключении питания одного из вводов.

### 3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция сети 0,4 кВ с использованием самонесущего изолированного провода СИП. Преимущества провода СИП в сравнении с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубki просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;
- сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;

- безопасность обслуживания - отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;
- возможность работы под напряжением, простота ремонтов;
- практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;
- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;
- безопасность работ вблизи линий с СИП;
- снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);
- возможность прокладки по фасадам зданий;
- возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Сечение проводов вдоль магистрали ВЛ согласно ПУЭ [п. 2.4.16] следует выполнять постоянным. На ВЛ отходящих от одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, следует предусматривать не более двух-трех сечений проводов.

По условиям механической прочности на магистралях ВЛ, на линейном ответвлении от ВЛ и на ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями:

- магистраль, линейные ответвления выполняются сечением не менее 50 мм<sup>2</sup>;
- ответвление к вводам выполняется сечением не менее 16 мм<sup>2</sup>.

Используя расчетную нагрузку головного участка каждой линии, определяем максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_l}, \quad (12)$$

где  $S_{р.л}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{л}$  – номинальное напряжение, кВ.

Производим предварительный выбор сечения неизолированного алюминиевого провода по условию нагрева  $I_{р.л} \leq I_{дл.доп}$ , где  $I_{дл.доп}$  - длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения.

Для воздушных линий электропередач 0,4 кВ будем использовать провода СИП 2А. Отличие данного провода от остальных заключается в наличии изолированной несущей нейтрали.

Определим расчетный ток для линии №1 питаемой от ТП33:

$$I_{р.л.} = \frac{158,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 229,09 \text{ А}$$

Принимаем сечение 120 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 340 А.

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$S_{р.л}$ , кВА	$I_{р.л}$ , А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А
ТП 33	1	158,531	229,09	3×120+1×96	340
	2	295,73	427,36	3×240+1×96	515
	3	221,8	320,52	3×240+1×96	515
ТП 116	1	62,214	89,90	3×50+1×70	195
	2	296	427,75	3×240+1×96	515
	3	207,2	299,42	3×120+1×96	340
	4	340,4	491,91	3×240+1×96	515
ТП 19	1	315,3	455,64	3×240+1×96	515
ТП 179	1	278,95	403,11	3×240+1×96	515
	2	29,6	42,77	3×50+1×70	195
ТП 64	1	242,35	350,22	3×240+1×96	515
	2	231,75	334,9	3×240+1×96	515

ТП 36	1	61	88,15	3×50+1×70	195
ТП 23	1	77,62	112,17	3×50+1×70	195
ТП 26	1	21,25	30,71	3×50+1×70	195
ТП 23	1	122,02	176,33	3×70+1×95	240
ТП 83	1	167,55	242,12	3×95+1×95	300
ТП 37	1	344,223	497,43	3×240+1×96	515

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ Р 54149-2010 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\%, \quad (13)$$

где  $I$  – рабочий максимальный ток;

$L$  – длина линии, км;

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

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

Рассчитаем потерю напряжения для линии №1 ТП №33.

Рассчитаем потерю напряжения на ТП №33-линии 1:

$$\Delta U_{\text{ТП33-вл1}} = \frac{158 \cdot 0,32 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,162 \cdot 0,97 + 0,07 \cdot 0,25) \cdot 100\% = 3,1 \%$$

Потери напряжения и суммарные потери электроэнергии по линиям 0,4 кВ приведены в следующей таблице 7.

Таблица 7 – Потери напряжения, мощности и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{p.l}, A$	$\Delta U, \%$
ТП 33	1	229,09	4,37
	2	427,36	4,76
	3	320,52	4,08
ТП 116	1	89,9	2,14
	2	427,75	4,76
	3	299,42	4,76
	4	491,91	4,30
ТП 19	1	455,64	3,98
ТП 179	1	403,11	4,81
	2	42,77	1,02
ТП 64	1	350,22	3,34
	2	334,9	3,99
ТП 36	1	88,15	2,10
ТП 23	1	112,17	2,68
ТП 26	1	30,71	0,73
ТП 23	1	176,33	4,21
ТП 83	1	242,12	4,81
ТП 37	1	497,43	4,35

## 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 КВ

### 4.1 Расчет компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшению потерь) при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения.

Как видно из приведенной выше таблицы 2, коэффициент мощности объектов не превышает значения нормируемого в приказе Минпромэнерго России №49 от 22.02.2007г. (для электрической сети 0,4кВ  $\text{tg}(\varphi)=0,35$ ), за исключением насосных станций, где  $\text{tg}(\varphi)=0,75$ .

Согласно [п.6.34] для местных и центральных насосных, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

### 4.2 Выбор схемы и конструкции ТП

Трансформаторная подстанция это электротехническое устройство, предназначенное для приема, изменения уровня напряжения и распределения энергии.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе отдельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних

суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и однотрансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП1:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (14)$$

$$S_{ТП33} = \frac{1488,04}{2 \cdot 0,7} = 1062,9 \text{ кВА},$$

где  $S_{ТП}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$  - коэффициент загрузки трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:  $K_3=0,7$  а для однотрансформаторных подстанций  $K_3=0,85$ .

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 1600 кВА.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП33:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}, \quad (15)$$

$$K_{з.норм.} = \frac{1488,04}{2 * 1600} = 0,5$$

$$K_{з.на} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}, \quad (16)$$

$$K_{з.ПА.} = \frac{1488,04}{1 * 1600} = 0,93 \leq 1,4$$

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

Наибольшая передаваемая реактивная мощность через 2 трансформатора:

$$Q_{MT} = \sqrt{(N_{оп} * Kз * S_{нт})^2 - P_p^2} = \sqrt{(2 * 0,7 * 1600)^2 - 1488,04^2} \\ = 1674,3 \text{ квар}$$

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов, квар:

$$Q_{нк1} = Q_{\Sigma} - Q_{MT} = 650,13 - 1674,3 = -1021,2 \text{ квар}$$

Дополнительная мощность НБК не требуется, так как трансформаторы 1600 кВА пропускают через себя требуемую реактивную нагрузку.

Выбираем трансформаторы типа: ТМГ-1600/10/0.4.

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Устанавливаемые трансформаторы	Sp. кВА	Kз норм	Kз ПА
1	2	3	4	5
ТП 33	2×ТМГ-1600	1488,04	0,5	0,9
ТП 116	2×ТМ-630	590,75	0,5	0,9
ТП 19	2×ТМ-400	315,30	0,4	0,8
ТП 179	2×ТМ-250	350,75	0,7	1,4

1	2	3	4	5
ТП 64	2×ТМ-630	576,48	0,5	0,9
ТП 36	1×ТМ-100	61,04	0,6	0,6
ТП 23	2×ТМ-100	82,62	0,4	0,8
ТП 26	1×ТМ-100	21,93	0,1	0,2
ТП 23	2×ТМ-100	128,40	0,6	1,3
ТП 83	2×ТМ-250	198,99	0,4	0,8
ТП 37	2×ТМ-400	429,91	0,5	1,1

Таблица 9 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ

Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 250/10	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ - 100/10	0,49	1,97	4,5	2,6
ТМГ-1600	1,55	10,2	5,5	2

## 5 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

### 5.1 Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

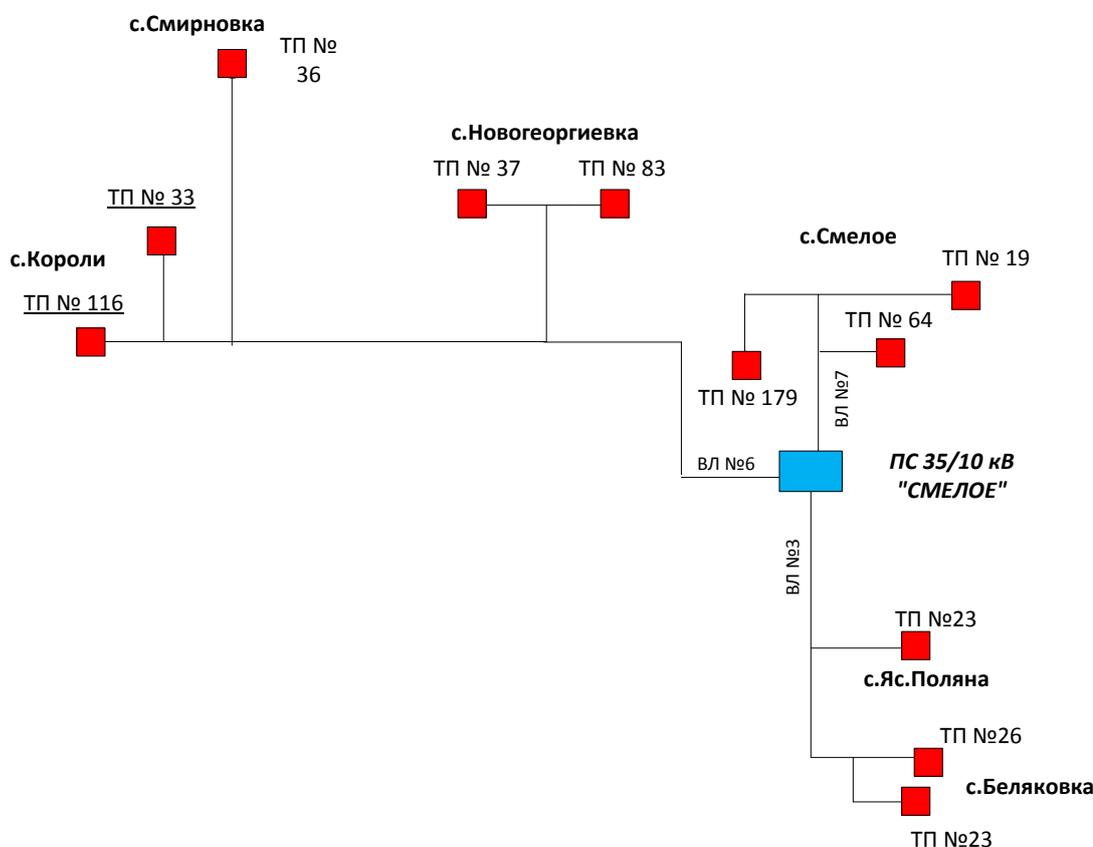


Рисунок 1 – первый вариант конфигурации сети

Первый вариант реконструкции электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей III категории. При этом потребители III категории надежности будут обесточены только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

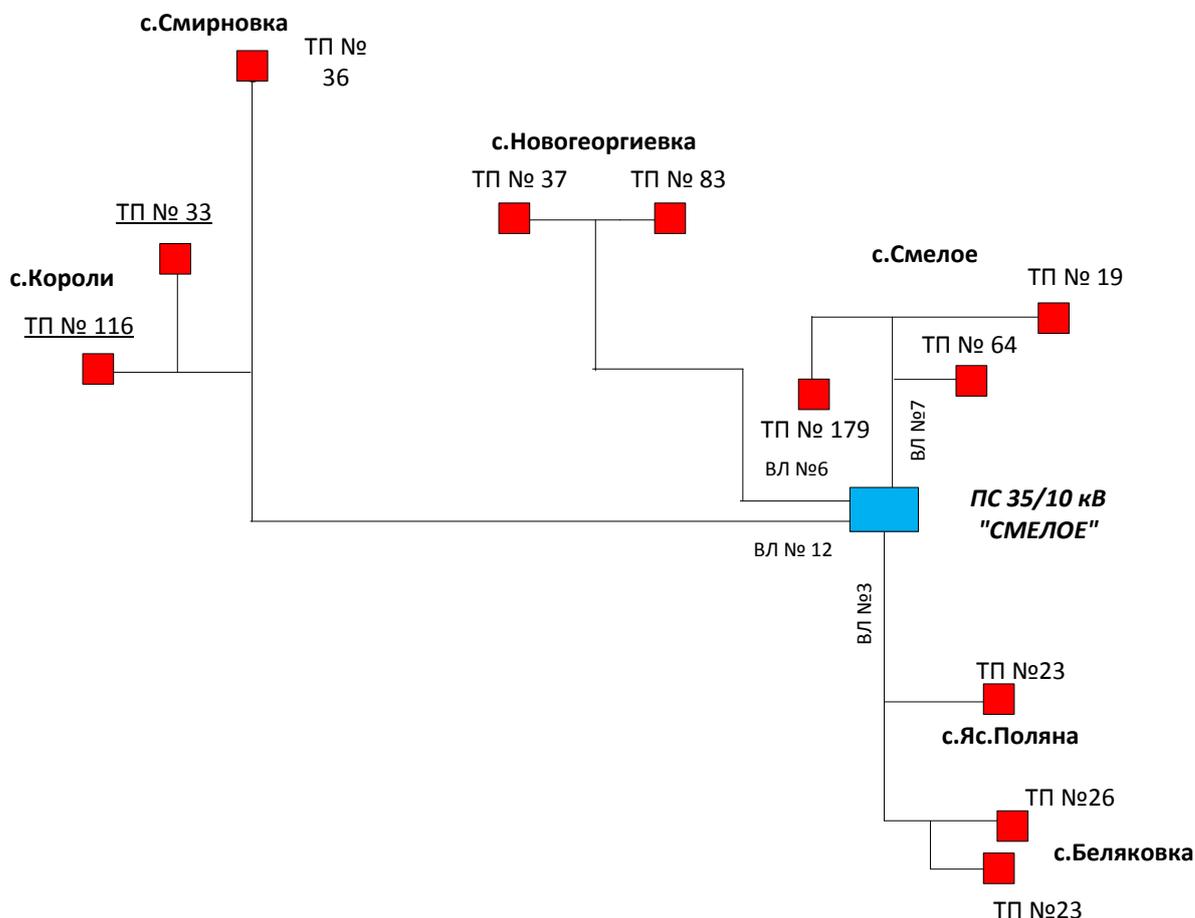


Рисунок 2 – второй вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение дополнительной линии от резервной ячейки № 12 от ПС 35 кВ «Смелая» для питания удалённых потребителей расположенных в двух удалённых посёлках. Наличие отдельной питающей линии 10 кВ позволяет в случае КЗ на линии № 6 оставлять в работе потребителей с. Короли и с. Смирновка, в отличие от предыдущего варианта.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

## 5.2 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [таб. 2.4.1].

Для определения электрических нагрузок сетей 10(6) кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (18)$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{Т.НОМ}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{Т.НОМ}}{100}, \quad (19)$$

где  $S_{ТП}$  – полная мощность нагрузки ТП;

$\Delta P_{xx}$  – потери активной мощности на холостом ходу, [таб. п.5.20 с.376];

$I_{xx}$  – ток холостого хода трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$S_{трном}$  – номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 33:

$$\Delta P_T = 2 * 1,55 + \frac{1}{2} * 10,2 * \left(\frac{1488}{1600}\right)^2 = 7,83 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 * \frac{5,5 * 1488^2}{100 * 1600} + 0,5 * \frac{2 * 1600}{100} = \text{квар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{ТП} = \sqrt{(P_{р.ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{р.ТП} + \Delta Q_T)^2}, \quad (20)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{(1338,5 + 7,83)^2 + (650,13 + 168,22)^2} = 1575,5 \text{ кВА}$$

Рассчитанные полные мощности трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

<b>ТП</b>	<b>S<sub>ТП</sub>, кВА</b>
ТП 33	1575,53
ТП 116	630,02
ТП 19	338,88
ТП 179	374,34
ТП 64	626,40
ТП 36	63,35
ТП 23	85,21
ТП 26	25,28

ТП 23	132,12
ТП 83	209,96
ТП 37	460,69

### 5.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения линий напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 1.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (21)$$

где  $S_p$  – полная мощность линии, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность протекающая по линии определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{pфз} = S_{ТП23} + S_{ТП26} + S_{ТП23} = 132,12 + 25,28 + 85,21 = 242,61 \text{ кВА.} \quad (22)$$

$$I_p = \frac{242.61}{10 * \sqrt{3}} = 14.02 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (23)$$

где  $I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Для обеспечения соответствующего уровня надежности работы ВЛ 6-10 кВ СИП по условиям механической прочности провода в зависимости от климатических условий, как правило, применяют провода сечением не менее указанных в [табл. 2.9.8], где:

- на магистрали ВЛ принимаем сечение провода не менее 70 мм<sup>2</sup>;
- на ответвлении от магистрали ВЛ не менее 50 мм<sup>2</sup>.

Так как нагрузка на ф.3 ПС Смелая сравнительно небольшая для магистральных участков и для ответвлений выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 50 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{\text{дл.доп}} = 245 \text{ А}$ .

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	I <sub>доп</sub> , А	I <sub>p</sub> , А
1	2	3	4	5	6	7	8
фидер 3							
1	15	15,3	50	0.65	0.27	245	14,02
15	16	0,6	50	0.65	0.27	245	14,02
15	17	0,4	50	0.65	0.27	245	14,02
фидер 7							
1	2	0,8	50	0.65	0.27	245	58
2	3	0,55	50	0.65	0.27	245	58
3	4	0,7	50	0.05	0.02	245	12
3	5	1,1	50	0.32	0.13	245	19
фидер 6							
1	6	0,4	50	0.65	0.27	245	58
6	7	0,2	50	0.65	0.27	245	58
7	8	2,5	50	0.43	0.18	245	17

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
8	9	7,3	50	0.22	0.09	245	11
9	10	2,5	50	0.65	0.27	245	58
9	11	3,6	50	0.65	0.27	245	58
11	12	1,7	50	0.43	0.18	245	58
11	13	4,6	50	0.59	0.25	245	51
13	14	4,3	50	0.32	0.13	245	44

Таблица 12 - Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм <sup>2</sup>	l, км
1 Вариант	
50	16,3
50	3,15
50	27,1
2 Вариант	
50	16,3
50	3,15
50	12,6
50	24,7

#### 5.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% \quad (24)$$

где  $r_0, x_0$  – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

$I_p$  – расчетный ток протекающий по участку линии;

$l$  – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения первого варианта для участка 1-5 фидера 7:

$$\Delta U_{1-15} = \frac{\sqrt{3} * 14,02 * 15,3}{10 * 10^3} * (0,363 * 0,98 + 0,284 * 0,2) * 100\% = 1,64\%$$

Результаты расчетов потери напряжения для других участков первого варианта приведены в следующей таблице:

Таблица 13 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	дU, %
Фидер 3			
1	15	15,3	1,64
15	16	0,6	0,1
15	17	0,4	0,1
Фидер 7			
1	2	0,8	0,4
2	3	0,55	0,3
3	4	0,7	0,4
3	5	1,1	0,6
Фидер 6			
1	6	0,4	0,1
6	7	0,2	0,1
7	8	2,5	0,6
8	9	7,3	1,6
9	10	2,5	0,6
9	11	3,6	0,8
11	12	1,7	0,4
11	13	4,6	1
13	14	4,3	0,9

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

### 5.5 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Так как параметры ТП в двух вариантах внешнего электроснабжения Октябрьского района одинаковые, то сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 14 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [5]:

Таблица 14 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

Сечение, мм <sup>2</sup>	k <sub>0</sub> , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
50	129,492	47

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице

Таблица 15 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм <sup>2</sup>	l, км	K, тыс. руб.
<b>1 Вариант</b>		
50	16,3	2876,82
50	3,15	555,95
50	27,1	4782,93
<b>Всего:</b>		<b>8215,70</b>
<b>2 Вариант</b>		
50	16,3	2876,82
50	3,15	555,95

50	12,6	2223,80
50	24,7	4359,35
<b>Всего:</b>		<b>10015,92</b>

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{DW} \quad (25)$$

где  $И_a$  – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$  – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{DW}$  – затрат на технологический расход электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (26)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, для СИП принимается  $T_{сл}=15$ .

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = a_э * K \quad (27)$$

где  $a_э$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,  $a_э=0,85\%$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{DW} = C_0 * DW \quad (28)$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии  $C_0 = 1974,24$  руб/МВт·ч,  
 $DW$  – потери электроэнергии в сети.

Таблица 16– Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	547,71	667,73
$I_3$ , тыс. руб.	6983,35	8513,53
$I_{dw}$ , тыс. руб.	1480,13	1502,57
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	9011,19	10683,83

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E * K + I \quad (29)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования  $E = 0,1$ ;

$K$  – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 9832,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 11685,4 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 18%, поэтому выбираем первый вариант.

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ ПС Смелая;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);
- метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В дипломном проекте расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например 100 МВА.

## 6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

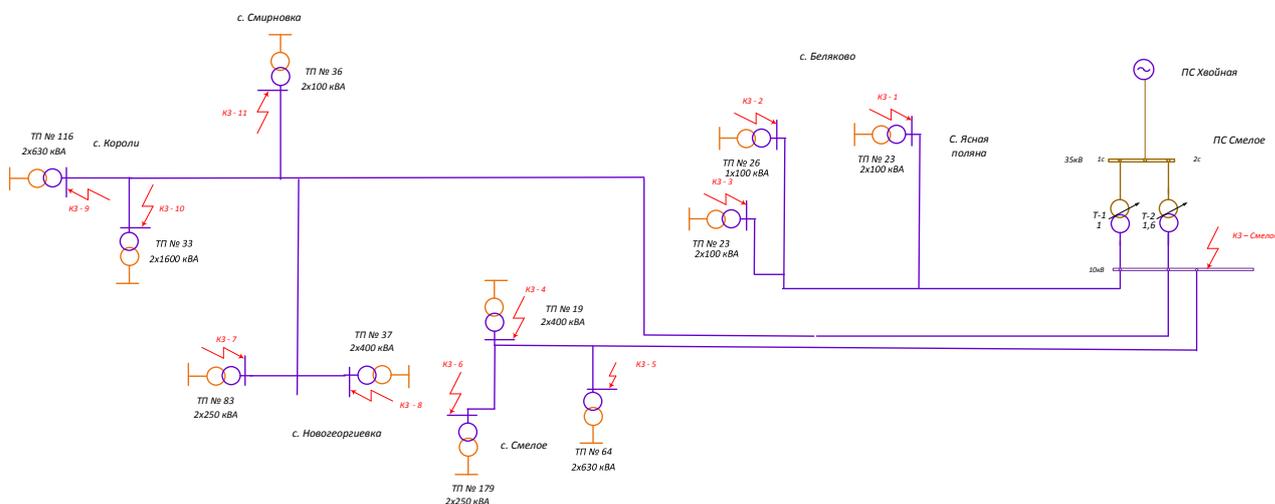


Рисунок 3 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 4 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 1.

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=10$  кВ

Базисная мощность принимается:  $S_{баз}=100$  МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} \quad (30)$$

$$X_{C*} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{КЗ}} \quad (31)$$

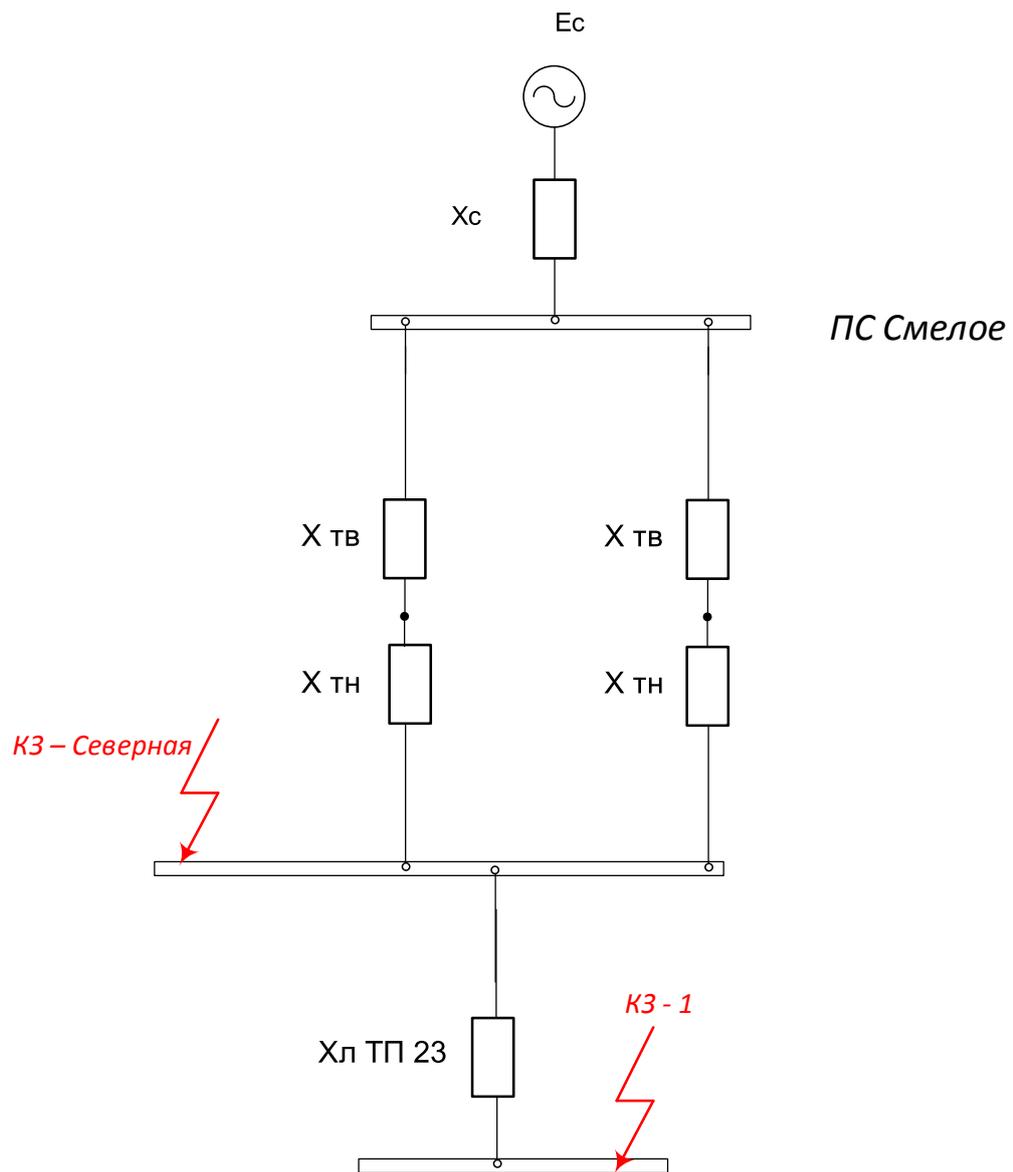


Рисунок 4 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} * 35 * 7,8} = 0,09 \text{ о. е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (32)$$

где  $X_{уд}$  - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L$  - длина линии, км (см.табл.3);

$U_{CP}$  - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_T = 0.5 * \frac{Uk\%}{100} * \frac{Sб}{S_{НОМ}}$$

где  $Uk\%$  - напряжение короткого замыкания, от номинального, %;

$S_{НОМ}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{ПОi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{б}, \text{ кА}, \quad (33)$$

где  $I_{ПО}^{(3)}$  - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

$X_i$ - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток  $i_y$  определяется как:

$$i_{yDi} = \sqrt{2} I_{ПОi} (1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}), \text{ кА}, \quad (34)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \text{ с}, \quad (35)$$

где  $X_{\Sigma}$  и  $R_{\Sigma}$  – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивления схемы от источника питания до места КЗ;

$\omega$  – угловая частота.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)}$$

Сопротивление линий до ТП №23:

$$X_{ВЛ_{ТП23}} = X_0 * l * \frac{Sб}{U_{CP}^2} = 0,27 * 15,3 * \frac{100}{10,5^2} = 3,75 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно таблице 17 до каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 17 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

№ точки КЗ	ТП	$X_{л}, \text{ Ом}$	$X_{л}, \text{ о.е.}$
1	ТП 23	0,27	3,75
2	ТП 26	0,27	0,15
3	ТП 23	0,27	0,3
4	ТП 19	0,27	0,61
5	ТП 64	0,27	0,13
6	ТП 179	0,27	0,17
7	ТП 83	0,27	0,27
8	ТП 37	0,27	0,9
9	ТП 116	0,27	0,05
10	ТП 33	0,27	0,61
11	ТП 36	0,27	1,13

Сопротивление трансформатора на ПС Смелое:

Два трансформатора типа ТМН -1000/35/10

Напряжение короткого замыкания:

$$u_k = 6,5 \%,$$

$$X_{T1} = 0.5 * \frac{Uk\%}{100} * \frac{Sб}{S_{НОМ}} = 0.5 * \frac{6,5}{100} * \frac{100}{1} = 3,25 \text{ о.е.}$$

$$X_{T2} = 0.5 * \frac{Uk\%}{100} * \frac{Sб}{S_{НОМ}} = 0.5 * \frac{6,5}{100} * \frac{100}{1,6} = 2,03 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки КЗ1:

$$X_1 = \frac{x_{T1} * x_{T1}}{x_{T1} + x_{T1}} = 1,25 \text{ о.е.}$$

$$X_{кз1} = X_{c1} + X_1 = 1,34 \text{ о.е.}$$

(36)

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{\text{по}}^3 = \frac{1}{1,34} * 5,5 = 4,1 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 4,1 * \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,000284}}\right) = 5,9 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{по}} = \sqrt{2} * 4,1 = 5,7 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени  $t_{\text{откл}}$ , состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом степени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (36)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0,055 + 0,000284 = 0,0553 \text{ с,}$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (37)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{к,расч} = 4,1^2 * (0.055 + 0.000284) = 0,9 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 18

Таблица 18 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{по}, \text{ А}$	$i_{уд}, \text{ А}$	$i_{а}, \text{ А}$	$B_{к}, \text{ Ка}^2\text{С}$
ПС Смелое	ПС Смелое	4,1	5,9	5,7	0,9
1	ТП 23	1,1	1,6	1,5	0,1
2	ТП 26	3,7	5,4	5,2	0,7
3	ТП 23	3,4	4,9	4,7	0,6
4	ТП 19	2,8	4,1	4,0	0,4
5	ТП 64	3,7	5,4	5,3	0,8
6	ТП 179	3,6	5,3	5,2	0,7
7	ТП 83	3,4	5,0	4,8	0,6
8	ТП 37	2,5	3,6	3,5	0,3
9	ТП 116	4,0	5,8	5,6	0,9
10	ТП 33	2,8	4,1	4,0	0,4
11	ТП 36	2,2	3,2	3,1	0,3

## 6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции ТП 64, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 5.

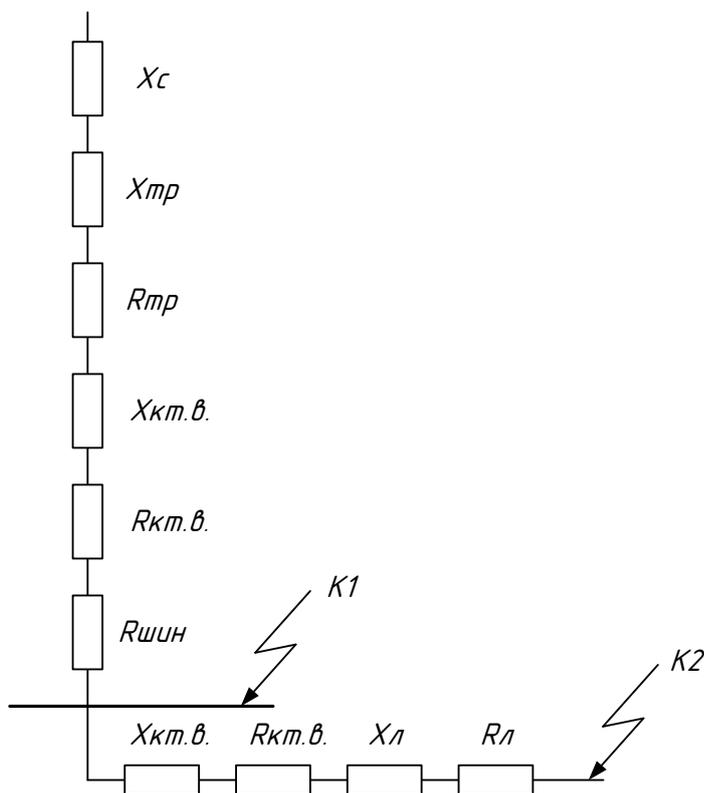


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left( \frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.НОМ}} \right)^2} \frac{U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}} \cdot 10^4 ; \quad (38)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (39)$$

Сопротивление трансформаторов ТП 5 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 \cdot \left( \frac{100 \cdot 7,6}{630} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^{-4} = 16.851 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{7.6 \cdot 0.4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3.06 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{\text{срнн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{срвн}}} \cdot 10^3 \quad (40)$$

$$X_c = \frac{0.4^2}{\sqrt{3} * 3,7 * 10.5} * 10^{-3} = 0.003 \text{ мОм}$$

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{\text{кв}} = 0,41 \text{ мОм}; x_{\text{кв}} = 0,13 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к}} = 0,0024 \text{ мОм},$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$rk1 = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{конт}} = 3,06 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 3.1 \text{ мОм}$$

$$xk1 = X_c + X_{\text{тр}} + X_{\text{кв}} = 0,003 + 0,8 + 16,851 = 17.6 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (41)$$

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{3.1^2 + 17.6^2}} = 12,8 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(3.1^2 + 15.85^2) + 17.6^2}} = 9.6 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1max} \cdot k_{уд}, \quad (43)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым

$$I_{удК1} = \sqrt{2} * I_{П0К1max} * K_{уд} = \sqrt{2} * 12.8 * 1.56 = 28.22 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0К1} = 3 \cdot r_{тр} + 3 \cdot r_{шин} + 3 \cdot r_{кв} + 3 \cdot r_{конт}, \quad (44)$$

$$r_{0К1} = 3 * 3,06 + 3 * 0,004 + 3 * 0,41 + 3 * 0,0024 = 9.3 \text{ мОм}$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{кв} + 3 \cdot x_{тр}, \quad (45)$$

$$x_{0К1} = 2 * 0,13 + 3 * 0,8 + 3 * 16,851 = 52.6 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{П0К1max} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (46)$$

$$I_{П0К1max}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{9.3^2 + 52.6^2}} = 4.3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{П0К1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{П0К1min}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(9.3^2 + 15.85^2) + 52.6^2}} = 4.1 \text{ кА}$$

$$I_{\text{удК1}}^1 = \sqrt{2} * I_{\text{П0К1max}} * K_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 12.8 * 1.56 = 9.5 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	$I_{\text{П0max}}$ , кА	$I_{\text{П0min}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$I_{\text{П0max}}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{П0min}}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{уд}}^{(1)}$ , кА
ТП 23	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 26	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 23	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 19	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 64	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 179	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 83	19,3	11,9	43,7	7,1	6,4	15,6
ТП 37	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 116	19,3	11,9	43,7	7,1	6,4	15,6
ТП 33	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 36	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5

Таблица 20 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий  
0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{П0max}$ , кА	$I_{П0min}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$I_{П0max}^{(1)}$ , кА	$I_{П0min}^{(1)}$ , кА	$I_{уд}^{(1)}$ , кА
ТП 33	1	0.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	1.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	1.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
ТП 116	1	1.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	2	1.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
	3	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	4	1.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
ТП 19	1	1.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
ТП 179	1	1.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
	2	1.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
ТП 64	1	1.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	2	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
ТП 36	1	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
ТП 23	1	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
ТП 26	1	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
ТП 23	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
ТП 83	1	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
ТП 37	1	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 7.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов

Трансформаторы 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Предохранители выбираются:

– по напряжению  $U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}}$ ;

– току плавкой вставки:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (48)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (49)$$

где  $I_{\text{к.мах}}$  – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА (таблица ).

Произведем выбор предохранителя на ТП 26.

Номинальный ток трансформатора ТМГ-630:

$$I_{\text{т. ном}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} * 10,5} = 34,7 \text{ А}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ( $I_{\text{ном.о}} = 20 \text{ кА}$  для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

–току плавкой вставки:

$$I_{\text{п.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.ном}}, \quad 80 \text{ А} \geq 69,4 \text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad 20 \text{ А} > 8,48 \text{ А}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{ном}, А$	$I_{откл}, кА$	$2 \cdot I_{т.ном}, А$	$I_{п0}, кА$
ТП 26	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	3,7
ТП 23	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,04	3,4
ТП 19	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,53	2,8
ТП 64	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	3,7
ТП 179	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	11,01	3,6
ТП 83	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.5	11,01	3,4
ТП 37	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	11,01	2,5
ТП 116	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	11,01	4,0
ТП 33	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,53	2,8
ТП 36	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,04	2,2

## 7.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (50)$$

где  $I_B$  - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 22.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Таблица 22 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	S, кВА	I, А	I <sub>вст</sub> , А	Тип предохранителя
ТП 33	1	158,531	229,09	400	ПН-2 –400
	2	295,73	427,36	500	ПН-2 –500
	3	221,8	320,52	400	ПН-2 –400
ТП 116	1	62,214	89,90	350	ПН-2 –350
	2	296	427,75	500	ПН-2 –500
	3	207,2	299,42	350	ПН-2 –350
	4	340,4	491,91	500	ПН-2 –500
ТП 19	1	315,3	455,64	500	ПН-2 –500
ТП 179	1	278,95	403,11	500	ПН-2 –500
	2	29,6	42,77	350	ПН-2 –350
ТП 64	1	242,35	350,22	400	ПН-2 –400
	2	231,75	334,9	400	ПН-2 –400
ТП 36	1	61	88,15	100	ПН-2 –100
ТП 23	1	77,62	112,17	250	ПН-2 –250
ТП 26	1	21,25	30,71	100	ПН-2 –100
		122,02	176,33	250	ПН-2 –250
ТП 83	1	167,55	242,12	350	ПН-2 –350
ТП 37	1	344,223	497,43	500	ПН-2 –500

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \cdot \quad (51)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк} \cdot \quad (52)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \cdot \quad (53)$$

Для примера, проверим предохранитель на линии 1:

Тип - ПН – 2 - 400. Его справочные данные:  $I_{отк} = 40$  кА,  $I_B = 400$  А.

Длительно допустимый ток защищаемой линии  $I_{дл.доп} = 382$  А.

Токи КЗ  $I_{по} = 8,48$  кА

По согласованию с сечением проводника:  $382 > 327$  А

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:  $40 > 8,48$

### 7.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На ТП помимо предохранителей устанавливаются автоматические выключатели, которые выбираем по расчетному току:

$$I_{ном. расц} \geq I_p \cdot \quad (54)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в ТП расчётный ток составляет 327,7 А, поэтому выбираем автомат ВА 57-39-400, с током расцепителя 400 А.

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу 23.

Проверим АВ на линии 1:

ВА 57-39-400. Его справочные данные:

$I_{отк} = 32$  кА,  $I_{сррасц} = 400$  А. Токи КЗ  $I_{по} = 8,48$  кА

Таблица 23 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ линии	I, А	$I_{\text{ном. расц}}$ , А	Марка выключателя
ТП 33	1	229,09	250	ВА57-35-340010-250А
	2	427,36	500	ВА 57-39-500
	3	320,52	400	ВА 57-39-400
ТП 116	1	89,90	100	ВА57-35-341210-100А
	2	427,75	500	ВА 57-39-500
	3	299,42	320	ВА57-39-344730-320А
	4	491,91	500	ВА 57-39-500
ТП 19	1	455,64	500	ВА 57-39-500
ТП 179	1	403,11	500	ВА 57-39-500
	2	42,77	100	ВА57-35-341210-100А
ТП 64	1	350,22	400	ВА 57-39-400
	2	334,9	400	ВА 57-39-400
ТП 36	1	88,15	100	ВА57-35-341210-100А
ТП 23	1	112,17	250	ВА57-35-340010-250А
ТП 26	1	30,71	100	ВА57-35-341210-100А
ТП 23	1	176,33	250	ВА57-35-340010-250А
ТП 83	1	242,12	250	ВА57-35-340010-250А
ТП 37	1	497,43	500	ВА 57-39-500

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:  $3I > 8,48$  кА

Таким образом, проверив автоматический выключатель на линии 1, убедились, что он соответствует условиям проверки.

#### 7.4 Выбор выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на ПС Смелое как головной защитный аппарат для данной линии 10 кВ питающей выбранный для расчета квартал.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (55)$$

где  $U_{\text{ап.уст}}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$  – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (56)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (57)$$

где  $i_{\text{мах}}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (58)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{откл}} = 0,055$  с;

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_k \text{ кА}^2\text{с};$$

Также проверим возможности отключений выключателя аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}}; \quad (59)$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем  $\beta_n = 40$ ;

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

Принимаем  $I_{откл} = 32$  кА.

На стороне 10 кВ выбираем КРУ серии К-59 с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-3-10-40/1000 УХЛ1 /1/.

Сопоставление приведено в таблице 24.

Таблица 24 –Выбор выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 12,5$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{pMAX} = 382$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{по} = 15,2$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 12,8$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{уд} = 21,5$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 21,5$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40$ кА	$i_A = 21,6$ кА	$I_{At} \leq i_{аном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке устанавливаем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-3-10-40/3150 УХЛ1.

### 7.5 Проверка выбранных сечений ВЛ 0,4 кВ на воздействие токов КЗ

Для того, чтобы линия была устойчива к термическому действию токов короткого замыкания, расчетная температура линии при протекании тока КЗ не должна превышать допустимую температуру для материала изоляции линии.

Проверка линии на термическое действие тока КЗ производится по тепловому импульсу:

$$B_{кз} = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{a.ср}), \quad (60)$$

где  $I_{п.0}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ 9 (таблица );

$t_{откл}$  – время отключения тока КЗ;

$T_{a.ср}$  – усредненное время затухания свободной составляющей тока КЗ, принимается 0,05с;

$$t_{откл} = t_{с.о} + t_a, \quad (61)$$

где  $t_{с.о}$  – выдержка времени срабатывания отсечки селективного автомата, для автоматов отходящих линий обычно принимают минимальные уставки по времени, согласно  $t_{с.о}=0,25с$ ;

$t_a$  – время гашения дуги, для автоматических выключателей принимается  $t_a=0,06с$ .

Минимально допустимое термически стойкое сечение линии определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (62)$$

где  $C$  – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу, для алюминиевых жил 10 кВ  $C=65$  с. 142, таб. 3.17].

Правильно выбранное сечение провода должно удовлетворять условию:

$$F_{тер} \leq F_{выбр} \quad (63)$$

Проверку ВЛ на термическое действие тока короткого замыкания покажем на примере линии №1 ТП 1.

Сечением выбранного провода  $F_{выбр} = 50 \text{ мм}^2$  превышает минимально допустимое сечение что говорит о выполнении условия термической стойкости.

Результаты проверка остальных проводов 0,4 кВ на термическое действие тока КЗ представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка проводов 0,4 кВ на термическое действие тока КЗ

ТП	№ линии	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм <sup>2</sup>	$V_{кз},$ кА <sup>2</sup> ·с	$F_{тер},$ мм <sup>2</sup>
ТП 33	1	3×120+1×96	7.30	41,57
	2	3×240+1×96	9.49	47,39
	3	3×240+1×96	9.49	47,39
ТП 116	1	3×50+1×70	21.14	70,74
	2	3×240+1×96	21.14	70,74
	3	3×120+1×96	21.14	70,74
	4	3×240+1×96	31.40	86,21
ТП 19	1	3×240+1×96	31.40	86,21
ТП 179	1	3×240+1×96	31.40	86,21
	2	3×50+1×70	31.40	86,21
ТП 64	1	3×240+1×96	30.21	84,56
	2	3×240+1×96	30.21	84,56
ТП 36	1	3×50+1×70	30.21	84,56
ТП 23	1	3×50+1×70	30.21	84,56
ТП 26	1	3×50+1×70	30.21	84,56
ТП 23	1	3×70+1×95	8.90	45,90
ТП 83	1	3×95+1×95	8.90	45,90
ТП 37	1	3×240+1×96	29.40	83,42

### 7.6 Выбор выключателей нагрузки

В трансформаторной подстанции помимо ранее выбранных предохранителей также необходимо выбрать выключатели нагрузки, для возможности оперативного устранения неисправностей и перевода ТП. Выбор

выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки:

$$B_k = 12,3^2 \cdot (0.055 + 0.05) = 16 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{Кном}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (64)$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0.055$  с.

Выбор выключателей нагрузки ТП сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор выключателей нагрузки

№ ВН	$I_P$ ТП, А	$I_H$ , А	$B_{кр}$ , $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{кн}$ , $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{уд}$ , кА	$I_{дин}$ , кА
Ввод 1	58	400	0,9	400	5,9	32
Ввод 2	58	400	0,9	400	5,9	32
Секционный	58	400	0,9	400	5,9	32
Трансформаторный 1	58	400	0,9	400	5,9	32
Трансформаторный 2	58	400	0,9	400	5,9	32

Таким образом, учитывая один ток по всей ТП, устанавливаем выключатели нагрузки марки ВНА - 10/400, т. к. на ближайшей и удалённой ТП выключатели нагрузки по проверке проходят.

### 7.7 Модернизация линии 35 кВ Хвойная-Смелое

Линия на напряжение 35 кВ, питающая подстанцию Смелое, нуждается в реконструкции и замене провода на провод с большим сечением. На данный момент там подвешен провод АС-50, а местами даже провод АС-35. В связи, с чем в наличии есть узкие места, где провод просто не выдерживает по сечению. Физически линия выполнена на железобетонных и деревянных опорах, также требующих замены.

Выбор сечения линии осуществим по экономической плотности тока.

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току, учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{пр}}}{j_{\text{эк}}},$$

где  $S_{\text{эк}}$  – экономическое сечение провода,  $\text{мм}^2$ ;

$I_{\text{расч}}^{\text{пр}}$  – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока провода,  $\text{А}/\text{мм}^2$ .

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = a * I_5,$$

где  $I_5$  – базисный ток, принимаемый по току пятого года эксплуатации, А;

$a$  – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени:

$$a = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \Psi(i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (65)$$

В этой формуле  $i_1 = I_1/I_5$  – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года;  $i_{\text{нб}} = I_{\text{нб}}/I_5$  – наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ  $I_{\text{нб}}$  принимаем равным расчетному току на уровне десятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} + \frac{n}{100} * I^{10},$$

где  $P_{\max}$  – наибольшая активная мощность протекающая по линии согласно зимнему контрольному замеру;

$Q_{\max}$  – наибольшая реактивная мощность, протекающая по линии.

$$I_{\text{нб}} = \frac{3897,91}{\sqrt{3} \cdot 35} + \frac{1}{100} \cdot 244 = 66,375 \text{ А},$$

$$a = \sqrt{0,15 + 0,25(89/111,2 - 0,3)^2 + 0,35(137/111,2 - 0,1)^2} = 1,12$$

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = 1,12 \cdot 66,375 = 74,34 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{74,34}{1,1} = 67,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-70.

При реконструкции выберем также провод АС сечением 70 мм<sup>2</sup> по всей трассе линии. На рисунке 6 приведена конструкция сталеалюминиевого облегченного провода с номинальным сечением 70 мм<sup>2</sup>, на рисунке 2 указан грозотрос, в качестве которого приведен трос ТК-35.

У провода стальная часть (1) состоит из семи стальных проволок, алюминиевая (2) - из двух повивов алюминиевых проволок, навитых вокруг стальной части. Алюминиевая часть состоит из двадцати шести проволок.

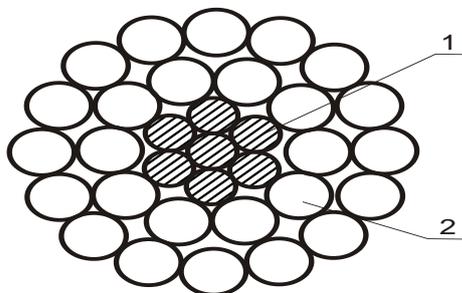


Рисунок 6 – Общий вид провода АС-70/24

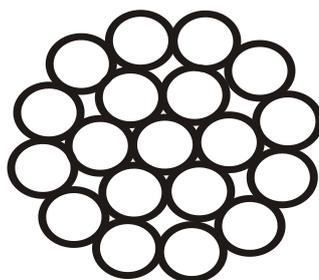


Рисунок 7 – Общий вид троса ТК-35

В настоящее время при строительстве ВЛ используются, как правило, унифицированные опоры. Для ВЛ используются следующие типы опор: промежуточные, промежуточные угловые, анкерные угловые, анкерные концевые. Опоры изготавливаются из древесины, железобетона, стали. Так как напряжение линии 35 кВ, а район по гололеду 1, то выбирается металлическая многогранная опора типа П35-1, рассчитанная на напряжение 35 кВ, одноцепная. Она может использоваться с проводами сечением от 70 до 150 мм<sup>2</sup>, в I - IV районах по гололеду.

Конструкция опоры приведена на рисунке 3, ее основные размеры - в таблице 27, технические характеристики - в таблице 28.

Таблица 27 - Основные размеры (м) унифицированной опоры П35-1

Н	h <sub>1</sub>	h <sub>2</sub>	h <sub>3</sub>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	b
21	3	14	4	2	3,3	2	1,8

Таблица 28 - Технические характеристики унифицированной опоры П35-1

Пролет, м			Масса, т
габаритный	ветровой	весовой	опоры
310	330	390	1,53

Линейная арматура предназначена для крепления гирлянды изоляторов к траверсе опоры и для крепления провода к гирлянде.

Арматура делится на следующие разновидности:

- зажимы, которые служат для крепления проводов;

- сцепная арматура - служит для крепления верхнего изолятора к траверсе и нижнего изолятора к зажиму;
- соединительная арматура - служит для соединения отдельных кусков провода друг с другом;
- распорки - служат для поддержания необходимой конфигурации проводов в расщеплённой фазе.

Для крепления провода к гирлянде применяются, как правило, поддерживающие глухие зажимы типа ПГ и ПГН и ушки типа УІ. Для крепления гирлянды к траверсе используются узлы типа КГП и серьги типа СР.

Предварительная расстановка опор осуществляется по продольному профилю трассы. Профиль представляет собой разрез поверхности земли вдоль линии трассы.

При расстановке опор по профилю трассы должны выполняться два основных условия:

- расстояние от проводов до земли и до пересекаемых инженерных сооружений не должна быть меньше допускаемых ПУЭ, [1];
- нагрузки, воспринимаемые опорами, не должны превышать значений установленных для данного типа опор.

Расстановку опор по профилю трассы производят с помощью специальных шаблонов. Шаблон представляет собой три кривые провисания провода, сдвинутые относительно друг друга, построенные в виде парабол для режима, при котором стрела провеса будет максимальной. Такими режимами могут быть либо режим гололёда без ветра, либо режим максимальной температуры. Режим максимальной стрелы провеса определяется из анализа результатов механического расчёта провода. Он может быть так же определён вычислением критической температуры, при которой стрела провеса провода при отсутствии гололёда и ветра достигает такого же значения, как и при гололёде без ветра. Из анализа механического расчёта стрела провеса провода максимальна при гололёде без ветра.

## 8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 8.1 Выбор и проверка заземления на подстанции

Заземляющее устройство подстанции 35/10 кВ подстанции Смелое должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет  $r = 60$  Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр  $d = 14$  мм и длина прутка  $L_B = 5$  м с сечением  $S_{пр.в} = 154$  мм<sup>2</sup> для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением  $S_{пол} = 160$  мм<sup>2</sup> для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями  $b$  принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-35 25 метров, длина 29 метров [5].

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (66)$$

$$S = (25+2 \cdot 1,5) \cdot (29+2 \cdot 1,5) = 896 \text{ м}^2$$

где  $A$  – ширина территории ОРУ, м;

$B$  – длина территории ОРУ, м.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (67)$$

где  $I_K$  - ток короткого замыкания шин 35 кВ;

$t$  - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$  - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (68)$$

$$I_K = 3 \cdot 7,8 = 23,4 \text{ кА}$$

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{23400^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 107 \text{ мм}^2$$

$$S_{пр.в} \geq F_{т.с.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (D_z + S_{ср}) \quad (69)$$

$$S_{ср.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (70)$$

где  $T$  – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет,  $T = 240$  месяцев;

$a_k$ ,  $b_k$ ,  $c_k$ ,  $\alpha_k$  – коэффициенты, зависящие от грунта,  $a_k = 0,005$ ,  $\alpha_k = 0,243$ ,  $b_k = 0,0031$ ,  $c_k = 0,041$ .

$$S_{ср.} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм},$$

$$q_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{m.c.} + q_{кор.} < q_{m.n.}, \quad (71)$$

$$107 + 4,42 = 111,42 < 154$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом}, \quad (72)$$

где  $r_C = 1,3$  Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2\pi \cdot L_B} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (73)$$

где  $\rho_{\text{ЭКВ.}}$  - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_B$  - длина электрода, м ;

$d$  - внешний диаметр электрода, м ;

$T$  - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до

середины электрода, в нашем случае  $L/2+0,8$  м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{ЭКВ.} = K_C \cdot \rho_{уд} \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad (74)$$

где  $\rho_{уд}$  - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C = 1,2$  - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{ЭКВ.} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} * \left( \ln \left( \frac{2 * 5}{0.014} \right) + 0.5 * \ln \left( \frac{4 * 3.3 + 5}{4 * 3.3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным  $\eta_B = 0,6$ :

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (75)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен  $\eta_{Г}=0,24$  [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_{Г} = \frac{1}{\eta_{Г}} \cdot \frac{\rho_{ЭКВ.}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (76)$$

где  $b=0,04$  - ширина заземлителя, м;

$P$  - периметр контура, м;

$\eta_{\Gamma} = 0,24$  - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

$t$  – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$  м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (77)$$

где  $K_C = 1,5$ , коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

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

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$
$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} * \frac{90}{2 * 3,14 * 108} * \ln\left(\frac{2 * 108 * 108}{0,04 * 0,8}\right) = 7,5 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_H}{R_{\Gamma} - R_H} \text{ Ом} \quad (78)$$

$$R_B = \frac{7,5 * 0,812}{7,5 - 0,812} = 0,911 \text{ Ом}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования  $\eta_B = 0,47$ , принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (79)$$

$$n_B = \frac{16}{0,911 * 0,47} = 38 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (80)$$

где  $a$  – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{29+3}{6} = 6 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{25+3}{6} = 5 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 294 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 720 \text{ м}^2 \quad (81)$$

Средняя длина полос:

$$L_{\text{ср}} = \frac{25 + 3 + 29 + 3}{2} = 30 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{\text{ср}} = \frac{294}{30} + 1 = 11 \text{ шт}$$

Окончательно к установке принимаем 6 полос по 32 метра и 5 полос по 28 метров с 38 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{ОРУ} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_B \cdot R_\Gamma + n_{CP} \cdot R_B)}, \quad (82)$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя,  $\eta = 0,5$ .

$$R_{ОРУ} = \frac{0,911 * 7,5}{0,5 * (38 * 7,5 + 11 * 0,911)} = 0,05 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \text{ Ом}, \quad (83)$$

где  $\alpha_u$  - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{э\text{кв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (84)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4752}}{(90 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,55$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ} = 1,55 * 0,05 = 0,071 \text{ Ом}$$

$$0,071 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-35 кВ менее

0,5 Ом, что соответствует требованиям.

## 8.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-35:

размеры ОРУ: ширина –  $C = 25$  м;

длина –  $B = 29$  м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода  $h = 16$  м

Расстояние между молниеотводами  $L = 20$  м

Высота защищаемого объекта  $h_x = 8$  м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 * h = 13,6 \text{ м} \quad (85)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 * h) * h = 17,1 \text{ м} \quad (86)$$

$$r_{C0} = r_0 = 17,1 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 * h) * (L - h) \text{ м} \quad (87)$$

$$h_{1CX} = 13,6 - (0,17 + 0,0003 * 16) * (20 - 16) = 12,9 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{1cx} - h_x}{h_{1cx}} \text{ м} \quad (88)$$

$$r_{1cx} = 17.1 * \frac{12.9 - 8}{12.9} = 6.5 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_o * \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 17.1 * (1 - 0,6) = 7.04 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	$L$ , м	$h_{эф}$ , м	$r_0$ , м	$r_x$ , м	$h_{cx}$ , м	$r_{cx}$ , м
1 и 2	20	13.6	17.1	7.04	12.9	6.5
2 и 3	20				12.9	6.5
3 и 4	20				12.9	6.5

Вывод: при высоте молниеотвода в 16 метров обеспечивается надежная защита подстанции как на высоте шинных, так и на высоте линейных порталов.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основное предназначение релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети. Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективная) действия – отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

### 9.1 Защита линий 10 кВ

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленное отключение, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Замыкание одной фазы на землю в сетях напряжением 10 кВ и работающих с изолированной нейтралью, не является аварийным режимом, который требует скорейшее отключение, поэтому защита в таком случае выполняется на сигнал. А в сетях напряжением 0,4 кВ и работающих с глухозаземленной нейтралью, однофазные короткие замыкания должны быть устранены с помощью автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей.

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Одиночные линии с односторонним питанием от многофазных замыканий должны защищаться двухступенчатой токовой защитой, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени.

Произведем расчет защит линий:

Для примера представим выбор защиты на Ф-3.

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з}}{k_в} \cdot I_{раб}; \quad (89)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый для реле типа «REF 542+»  
равным  $k_n = 1.1$ ;

$k_{с/з}$  – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным единице;

$k_в$  – коэффициент возврата, принимаемый для реле типа «REF 542+»  
равным  $k_в = 0,92 - 0,95$ ;

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Максимальный ток нагрузки:  $I_{раб} = 14,02$  А;

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 14,02 = 16,23 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot \left( \frac{k_{сх}}{n_{тт}} \right), \quad (90)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы ( $k_{сх} = \sqrt{3}$ );

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

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = 16,23 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} \right) = 0,5$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (91)$$

где  $I_{\text{эс}}^{(2)}$  – минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1100}{16,23} = 67,76$$

$$67,76 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (92)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;

$t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование (0 с);

$\Delta t$  – ступень селективности.

Ступень селективности принимаем равной 0.5 с для резервной защиты.:

$$\Delta t = 0.5;$$

$$t_1 = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ с.}$$

К установке принимаем микропроцессорную защиту марки «REF 542+»

Рассчитаем токовую отсечку.

Составляем расчетную схему:

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кmax}}^{(3)}, \quad (93)$$

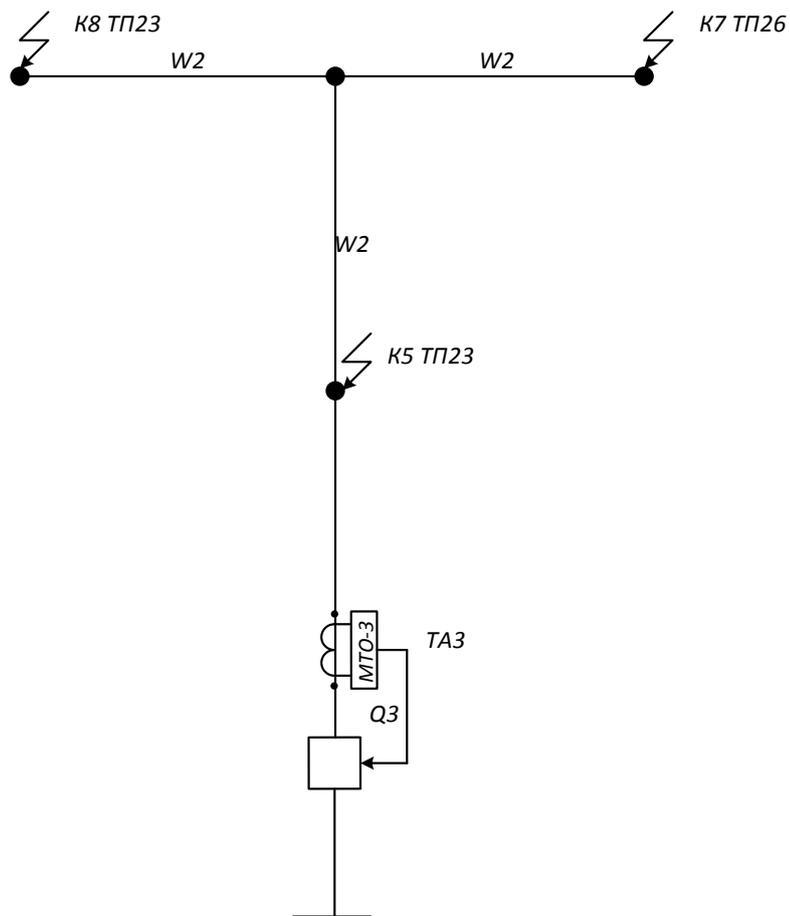


Рисунок 8 – Расчетная схема для выбора уставки МТО

где  $k_r$  – коэффициент надежности, для «REF 542+» равен 1,6;

$I_{\hat{e}_{\max}}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з}}{n_{ТА}} \cdot k_{cx}; \quad (94)$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} = 1,6 * 3700 = 5920 \text{ A}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{5920}{60} * \sqrt{3} = 170,7 \text{ A}$$

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу (30).

Таблица 30 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО		
	Ис.з., А	Ис.р., А	$k_z$	Ис.з., кА	Ис.р., А	$k_z$
Ф-3	16,23	0,5	67,8	5,9	170,7	1,6
Ф-7	67,2	1,9	41,7	5,9	170,9	1,6
Ф-9	67,2	1,9	32,8	5,4	157	1,5

## 9.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ

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

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

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

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

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по

этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

Вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ, которые встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНА.

### **9.3 Изоляция и защита от перенапряжений**

Для подвески проводов ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 10 кВ применим железобетонные опоры. Провода ВЛИ 0,4 кВ крепятся к опорам без применения изоляторов. На ВЛИ 10 кВ должны применяться: на промежуточных опорах – любые типы изоляторов; на опорах анкерного типа – подвесные изоляторы, допускается применение штыревых изоляторов в населенной местности [39].

Примем к установке полимерные штыревые изоляторы. Полимерные изоляторы выбираются в зависимости от степени загрязнения и номинального напряжения по разрядным характеристикам в загрязненном и увлажненном состоянии. Удельная эффективная длина пути утечки штыревых изоляторов ВЛИ на железобетонных опорах в зависимости от номинального напряжения принимается по табл.1.9.1. Степень загрязнения – показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности электроустановок. Реконструируемый район относится к району с первой степенью загрязнения, так как территория не попадает в зону влияния источников промышленных и природных загрязнений.

Итак, для первой степени загрязнения удельная эффективная длина пути утечки равна 114 мм. Выбираем штыревой полимерный изолятор типа ШПУ-6 УХЛ1. Длина пути утечки этого изолятора равна 280 мм, следовательно, изолятор соответствует предъявленным требованиям.

Допускается подвеска на общих опорах проводов ВЛИ до 10 кВ и ВЛИ до 1 кВ при соблюдении следующих условий:

1) ВЛ до 1 кВ должны выполняться по расчетным условиям ВЛ высшего напряжения;

2) провода ВЛИ 10 кВ должны располагаться выше проводов ВЛИ 0,4 кВ, причем расстояние между ближайшими проводами ВЛ разных напряжений на опоре, а также в середине пролета при температуре окружающего воздуха плюс 15°С без ветра должно быть не менее 2 м;

3) расстояние по вертикали между ближайшими проводами ВЛИ 10 кВ и проводами ВЛИ на общей опоре и в пролете при температуре плюс 15°С без ветра должно быть не менее 0,4 м для ВЛИ;

4) крепление проводов ВЛИ 10 кВ на штыревых и подвесных изоляторах должно выполняться усиленным.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий на подстанции 35/10 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации [2].

### 10.1 Безопасность

#### 10.1.1 Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

СНиП 41-01-2003 п.10.5 во всех производственных помещениях необходимо размещать приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

#### 10.1.2 Шум оборудования

Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Восприятие человеком звука зависит не только от его частоты, но и от интенсивности и звукового давления.

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» и свод правил СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

#### 10.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

#### 10.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими

безопасность его работы и соблюдать меры безопасности.

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.).

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и

накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки [10].

## **10.2 Экологичность**

### 10.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освободившиеся атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы  $SF_6$  практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием  $HF$ .

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород,

относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

#### 10.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

#### 10.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 35 кВ подстанции «Смелое» стоят два трансформатора ТМН-1600/35/10. Габариты трансформатора: длина  $A=1,94$  м; ширина  $B=1,5$  м; высота  $H=1,9$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 1,45$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup>.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслонаполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{m}{\rho} = \frac{1,45}{0,85} = 1,71 \text{ м}^3 \quad (95)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина  $A=1,94$  м; ширина  $B=1,5$  м; высота  $H=1,9$  м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (1,9 + 2 * 1,5) * (1,5 + 2 * 1,5) = 22,1 \text{ м}^2.$$

$$S_{БПТ} = 2 * (A + B) * H, \text{ м}^2, \quad (96)$$

$$S_{БПТ} = 2 * (1,9 + 1,5) * 1,9 = 7,6 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{уровня} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} = \frac{1,71}{22,1} = 0,1 \text{ м} \quad (97)$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{уровня} + h_{Г} + h_{ПЛ}$$

где  $H_{уровня}$  – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$  – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$  – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{МП} = 0,1 + 0,25 + 0,075 = 0,425 \text{ м}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 9 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов,

реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$  в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{М}^3, \quad (98)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{М}^3, \quad (99)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800 \text{ с}$ ;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ ;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 7,6 = 2736 \text{ л} = 2,74 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 1,71 + 0,8 \cdot 2,74 = 3,9 \text{ м}^3$$

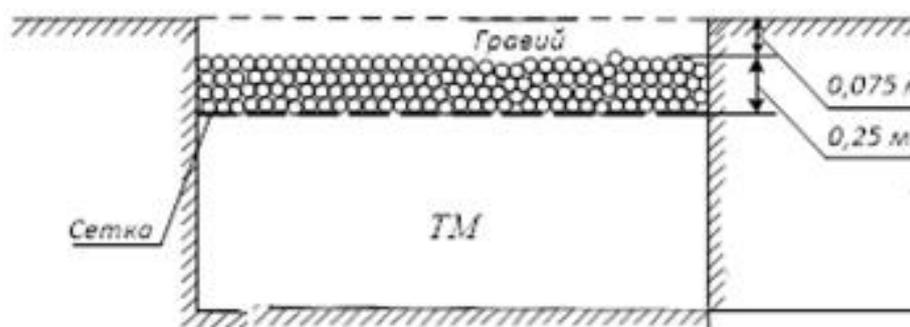


Рисунок 9 - Конструкция маслосборника с отводом масла

Таким образом при расчете основных размеров маслосборника мы получили следующие параметры: площадь –  $22,1 \text{ м}^2$ ; объем масла –  $1,71 \text{ м}^3$ ; глубина –  $0,425 \text{ м}$ ; объем маслосборника –  $3,9 \text{ м}^3$ .

#### 10.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 35/10 кВ Смелое находится в 1120 метрах от границы жилой зоны села, поэтому перед установкой трансформатора ТМН-1600/35/10 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии  $R$  от трансформатора определяется по формуле, дБА (СП 51.13330.2011):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (100)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (101)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука  $ДУ_{LA}$ , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$ДУ_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (102)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - ДУ_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (103)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 1,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ , трансформатор с естественным масляным охлаждением. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности  $L_{WA} = 67 \text{ дБА}$ .

Скорректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log(2 * 10^{0.1*67}) = 70 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1*(70-45)}}{2*\pi}} = 7,1 \text{ м}$$

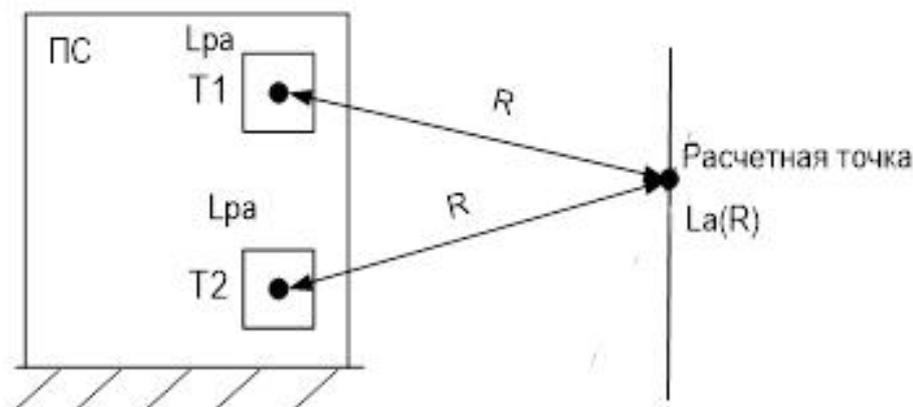


Рисунок 10 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Таблица 31 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
2	Трансформатор с естественным масляным охлаждением (система охлаждения вида М)	167	35	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.	67

ПС 35/10 кВ Смелое находится на удалении более 7,1 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

### 10.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

10.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория предприятия, подразделений должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также

наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Ко всем зданиям и сооружениям предприятия должен быть обеспечен свободный проезд. Все проездные дороги (проезды, подъезды) и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным водоемам и гидрантам и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также доступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения ПС (карточкам пожаротушения).

Закрытие на ПС отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с руководством ПС (объектовой пожарной охраной, при наличии) и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Запрещается на территории предприятия, подразделений, сооружение временных стораемых зданий и сооружений.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных источников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

Временное хранение демонтированного или нового оборудования должно осуществляться на специально выделенных площадках, выполненных искусственным водонепроницаемым покрытием (бетон), с обваловкой по периметру.

Места временной и постоянной стоянки автотранспорта на территории

определяется руководителем предприятия и должны иметь обозначения.

Во всех производственных, вспомогательных и административных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящей инструкции.

Для всех зданий, помещений, установок согласно функциональному назначению (проекту, технической документации) должны быть разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов изготовителей, НТД, СНиП.

По каждому отдельному помещению должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого и номеров вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, который надлежит обозначать на дверях помещений или на установках.

Лица ответственные за пожарную безопасность предприятий (подстанций), один раз в три года должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил — без согласования с местными надзорными органами. Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в

емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены собираемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м<sup>3</sup> с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Маслоприёмные устройства под оборудованием и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемников гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промывать. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 миллиметров, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

Аварийные емкости для приема масла от силовых трансформаторов, масляных выключателей и реакторов должны проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Не допускается наличие воды в маслосборнике. В местах расположения маслосборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслосборников должны фиксироваться в специальном журнале, а при выявлении нарушений – в журнале дефектов оборудования ПС.

Проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в год, с составлением акта проверки состояния огнезащитной обработки.

На дверях помещения аккумуляторной должны быть сделаны надписи «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить» или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения. Стекла окон аккумуляторных батарей должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде или оснащены специальной защитной пленкой. Для герметичных стационарных аккумуляторов или аккумуляторов с пониженным выделением водорода допускается выполнять естественную вентиляцию из верхней части помещения.

В рабочих помещениях химической лаборатории все вещества, материалы и приборы должны храниться строго по ассортименту или по типу, разрешается хранить не более 1 кг горючих веществ каждого названия и не более 3 кг в общей сложности. Промасленные ветошь и бумагу нужно собирать емкости с плотно закрывающимися крышками и в конце рабочего дня выносить за пределы химической лаборатории.

#### 10.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и

эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**:

Использовать электроаппараты и приборы, имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с повреждённой или потерявшей защитные свойства изоляцией.

Пользоваться повреждёнными розетками, рубильниками и другими электротехническими изделиями.

Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий-изготовителей.

Обёртывать электролампы и светильники бумагой; тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать их со снятыми колпаками (рассеивателями).

Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами.

Пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами без подставок из негорючих материалов.

Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы (электронагреватели, телевизоры, радиоприёмники и т.п.).

Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.

Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через

складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Переносные электрические светильники должны быть выполнены с применением гибких электропроводок, оборудованы стеклянными колпаками, а также защищены предохранительными сетками и снабжены крючками для подвески.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции и другие измерения должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

При возникновении пожара персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями по пожарной безопасности, карточками пожаротушения и планом пожаротушения (на ПС).

10.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант реконструкции Октябрьского района, питающегося от подстанции 35/10 кВ «Смелая» с учетом прогнозируемого 3,2 % прироста энергопотребления в течении 5 лет.

Был произведен расчет токов короткого замыкания. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения. Произведен расчет электрических нагрузок потребителей ПС 35/10 кВ «Смелая». Произведена реконструкция распределительной сети 10 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка вновь устанавливаемого и существующего оборудования на действие токов короткого замыкания, а также произведена оценка надежности системы электроснабжения после реконструкции.

Выбор основного электрооборудования и проверка уже установленного был произведен по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверен на термическую и динамическую стойкость.

Была рассчитана МТЗ и МТО.

Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на конструкциях ОРУ 35 кВ.

Приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде электроэнергетических объектов, рассмотрен расчет маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е. Агафонов, И.В. Бабкин, Б.Е. Берлин. – СПб.: «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.

2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев [и др.]. – 4-е изд., перераб. – М.: Высш. шк., 2007. – 335 с.

3 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

4 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.

5 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

6 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

7 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)

8 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.

9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .

10 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.

11 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков, Т.А. Галушко – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 151 с.

12 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf> . – 25.05.14.

13 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов , Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

14 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

15 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

16 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.05.14.

17 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

18 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

19 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

20 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

21 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

22 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

23. Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. – 176с.

24 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

25 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.