

**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**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ южной части города Зея

Исполнитель

студент группы 142-об3

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

О.С. Белова

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

Министерство образования и науки 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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Беловой Ольги Сергеевны

1 Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ южной части города Зея

(утверждена приказом от 10.04.2025 №950-уч)

2 Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26.03.2025

3 Исходные данные к выпускной квалификационной работе: план южной части города Зея, план расположения ТП 10/0,4 кВ, поопорные схемы распределительных сетей 10 и 0,4 кВ от ПС Исток, информация по ТП 10/0,4 кВ и по ЛЭП 10 и 0,4 кВ из дерева объектов в 1С:ТОиР, схемы и паспорта ТП, УКК трансформаторов, схема электрических соединений ПС Исток

4 Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ существующей системы электроснабжения южной части города Зея, расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ южной части города Зея, выбор числа и мощности трансформаторов ТП при необходимости с учетом КРМ, выбор схемы и конструкции ТП, определение потерь мощности в трансформаторах ТП, расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ, выбор схемы распределительной сети 10 кВ, выбор сечений распределительной сети 10 кВ, расчет токов КЗ в сети 10 и 0,4 кВ, проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ и по допустимой потере напряжения, выбор и проверка электрических аппаратов, релейная защита и автоматика, заземление и молниезащита, расчет технико-экономических показателей проекта, безопасность и экологичность

5 Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части формата А1

6 Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7 Дата выдачи задания 04.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, канд. техн. наук Ю.В. Мясоедов

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2025

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 с., 12 рисунков, 47 таблиц, 26 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ,  
ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА, МАГИСТРАЛЬНАЯ  
СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО,  
МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

В работе рассматривается система электроснабжения от фидера №6 Мухинский ПС 35/10 кВ Исток и предлагаются варианты ее реконструкции. Трансформаторные подстанции заменяются на мачтовые, радиальная схема сети 10 кВ меняется на петлевую.

Цель работы – реконструкция системы электроснабжения 0,4-10 кВ района реконструкции с использованием технологий, позволяющих избежать подтопления энергообъектов, связанных с ним аварийных отключений и ущерба, наносимого оборудованию.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика района реконструкции	9
2 Характеристика потребителей электроэнергии	11
3 Характеристика существующей системы электроснабжения 0,4-10 кВ	13
4 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	16
4.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	16
4.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых потребителей	24
4.3 Расчет осветительной нагрузки	25
4.4 Определение расчетного вечернего максимума нагрузок	26
4.5 Перераспределение нагрузок в сети 0,4 кВ	27
4.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций	28
5 Низковольтное электроснабжение	29
5.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	29
5.2 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	30
5.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	34
6 Реконструкция трансформаторных подстанций	38
6.1 Оценка необходимости реконструкции трансформаторных подстанций	38
6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов трансформаторных подстанций при необходимости с учетом компенсации реактивной мощности	40
6.3 Выбор конструктивного исполнения и разработка однолинейной схемы трансформаторных подстанций	41
6.4 Определение потерь мощности в трансформаторах трансформаторных подстанций	44
7 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ	48
7.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций	48
7.2 Расчет электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	49

7.3	Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	50
7.4	Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	51
7.5	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	58
7.6	Регулирование напряжения в городских электрических сетях	59
8	Расчет токов короткого замыкания	60
9.1	Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	60
9.2	Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	65
9.3	Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	72
10	Выбор и проверка электрических аппаратов	73
10.1	Выбор выключателей нагрузки 10 кВ трансформаторных подстанций	73
10.2	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ трансформаторных подстанций	75
10.3	Выбор предохранителей 0,4 кВ трансформаторных подстанций	77
10.4	Выбор выключателей 10 кВ	79
10.5	Выбор трансформаторов тока 10 кВ	81
10.6	Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	82
10.7	Выбор ограничителей перенапряжений	83
11	Релейная защита и автоматика	84
11.1	Расчет релейной защиты воздушных линий 10 кВ	84
11.1.1	Токовая отсечка без выдержки времени	84
11.1.2	Максимальная токовая защита	85
11.1.3	Защита от однофазных замыканий на землю	87
11.2	Устройства автоматики	88
11.2.1	Устройство автоматического ввода резерва	88
11.2.2	Устройство автоматического повторного включения	89
11.2.3	Устройство автоматической частотной разгрузки	90
12	Заземление и молниезащита	91
12.1	Заземление трансформаторных подстанций	91
12.2	Молниезащита трансформаторных подстанций	93
13	Безопасность и экологичность	94
13.1	Безопасность	94

13.2 Экологичность	102
13.3 Чрезвычайные ситуации	104
14 Расчет технико-экономических показателей проекта	109
Заключение	113
Библиографический список	114

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

ИП – источник питания;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЦП – центр питания.

## ВВЕДЕНИЕ

В южной части города Зея существует проблема сезонных подтоплений в период таяния снега и летних паводков. В связи с этим возникает угроза подтопления энергообъектов (ТП, опор ЛЭП), что может повлечь за собой аварийные отключения.

Актуальность данной работы заключается в следующем:

- требуется реконструкция системы электроснабжения данной территории с учетом особенностей местоположения и местности;
- в связи с жалобами жителей данного района требуется реконструкция сети наружного освещения;
- электрические нагрузки 0,4 кВ требуют перерасчета в связи со сносом аварийного жилья и строительства частных коттеджей на приусадебных участках.

Цель работы – реконструкция системы электроснабжения 0,4-10 кВ южной части города Зея в соответствии с изменением электрических нагрузок с использованием технологических решений, позволяющих избежать или снизить вероятность подтопления энергообъектов, связанных с ним аварийных отключений и ущерба, наносимого оборудованию.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- 1) анализ существующей системы электроснабжения южной части города Зея;
- 2) расчет электрических нагрузок 0,4 кВ южной части города Зея, питаемой от фидера №6 Мухинский ПС 35 кВ Исток;
- 3) выбор числа и мощности трансформаторов ТП, выбор схемы и конструкции ТП;
- 4) расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ, выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ;

5) рассмотрение необходимости и возможности установки распределительного пункта 10 кВ, выбор схемы и сечений питающих линий 10 кВ;

6) проверка выбранного электрооборудования;

9) выбор устройств релейной защиты и их расчет;

10) расчет технико-экономических показателей проекта.

Ожидаемые результаты выполнения работы: получение значений расчетных нагрузок в сетях 0,4 и 10 кВ, разработка рационального варианта сетей 0,4-10 кВ, принятие к установке современных трансформаторов ТП, выбор необходимых устройств релейной защиты, выводы об окупаемости проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались следующие лицензионные программные продукты: MicroSoft Word, MicroSoft Excel, MicroSoft Visio 2016, КОМПАС-3D v21 Учебная версия.

Графическая часть работы включает 6 листов формата А1.

## 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Город Зея расположен на севере Амурско-Зейской равнины, на правом берегу реки Зеи, в 660 км от ее устья, у южных склонов хребта Тукурингра [9].

По численности населения относится к малым городам.

Амурско-Зейская высокая слабоволнистая равнина, на севере которой расположен район реконструкции, сложена песчаными и глинистыми отложениями. Территория города относится к районам вечной мерзлоты [10].

По климатическим условиям город Зея приравнен к районам Крайнего Севера, что определяется наличием горных массивов. Преобладает резко континентальный климат [9, 10]. Зима продолжительная и морозная. Среднегодовая температура отрицательная [10].

Климатические характеристики города Зея приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики города Зея

Климатические условия	Показатели
Минимальная температура воздуха, °С	-52
Среднегодовая температура воздуха, °С	-0,8
Максимальная температура воздуха, °С	+33
Относительная влажность воздуха, %	74,3
Средняя скорость ветра, м/с	1,6
Район климатических условий по ветру, м/с	29
Район климатических условий по гололеду, мм	10
Степень загрязненности атмосферы	II

Проанализировав климатические характеристики, можно сделать вывод, что для установки требуется оборудование климатического исполнения ХЛ и УХЛ категорий 1, 2, 2.1, 3. Значения климатических факторов для данного оборудования приведены в таблице 2 [2].

Таблица 2 – Значения климатических факторов для оборудования исполнений ХЛ и УХЛ

Исполнение изделий	Категория изделий	Значение температуры воздуха при эксплуатации, °С				Относительная влажность, %	
		Рабочее		Предельное рабочее		Средне-годовое значение	Верхнее значение
		верхнее	нижнее	верхнее	нижнее		
ХЛ	1, 2	+40	-60	+45	-70	75	100
	2.1, 3					75	98
УХЛ	1, 2	+40	-60	+45	-70	75	100
	2.1, 3					75	98

Для реконструкции выбрана территория южнее улицы Мухина между переулками Кошелева и Белоусова. Район реконструкции расположен в непосредственной близости от реки Зeya. Подъем уровня реки вместе с подъемом уровня грунтовых вод вызывают ежегодные подтопления данной территории. Это создает угрозу нормальному функционированию электрооборудования, может вызывать аварийные отключения и наносить ущерб оборудованию, энергоснабжающей организации (АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания») и потребителям.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Район реконструкции системы электроснабжения относится к территории старого города. Основную часть застройки составляют одноэтажные многоквартирные и двухквартирные частные дома, расположенные на земельных участках. Также на территории реконструкции имеются одноэтажные трехквартирные дома, двухэтажные коттеджи и двухэтажные многоквартирные дома. На территории реконструкции расположены продовольственные магазины, кафе, животноводческое хозяйство, столярная мануфактура, автосервис, водозабор.

подавляющее большинство потребителей относится к третьей категории по надежности электроснабжения. Имеется потребитель второй категории – водозабор на котельную. Потребителей первой категории на территории реконструкции нет.

Характеристика потребителей электроэнергии района реконструкции приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Экспликация зданий и сооружений района реконструкции

Наименование	Количество зданий	Количество этажей	Количество показателей	Категория по надежности
1	2	3	5	6
Частный многоквартирный дом	280	1		III
Двухквартирный дом	142	1		III
Трехквартирный дом	13	1		III
Коттедж	5	2		III
Двухэтажный многоквартирный дом	1	2		III
Магазин «Виноводочный»	1		52 м <sup>2</sup>	III
Магазин «ПОКУПАЙка»	1		30 м <sup>2</sup>	III
Магазин «Находка»	1		20 м <sup>2</sup>	III
Магазин «Брянта»	1		35 м <sup>2</sup>	III
Магазин «Фрукты»	1		35 м <sup>2</sup>	III
Кафе «Лисья нора»	1		60 мест	III
Столярная мануфактура	1		20 раб. мест	III
Авторемонтное	1		10 раб. мест	III

предприятие				
1	2	3	5	6
Животноводческое хозяйство «Иноходец»	2		30 голов	III
Склад столярной мануфактуры	1		160 м <sup>2</sup>	III
Гараж авторемонтного предприятия	1			III
Водозабор на котельную	1			II
Административное здание	1	1	200 м <sup>2</sup>	III
Административное здание	1	1	80 м <sup>2</sup>	III
Гаражи на приусадебных участках	610			III

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4-10 КВ

Территория района реконструкции получает электроэнергию от фидера №6 Мухинский ПС 35 кВ Исток.

К фидеру №6 подключено 18 трансформаторных подстанций. На территории реконструкции расположены 10 из них: КТП 125 Первомайская, КТП 126 Кошелева, КТП 127 Елена, КТП 128 Островная, КТП 129 Совхоз, ЗТП 130 Портовая, КТП 131 СХТ, КТП 132 П. Осипенко, ЗТП 133 Экспедиция, КТП 134/1 Сухогрузы. ТП одотрансформаторные. Конструктивное исполнение – комплектные ТП, закрытые ТП. Трансформаторные подстанции оснащены трансформаторами марок ТМ и ТМГ. Мощность ТП на территории реконструкции составляет 160, 250, 400 кВА.

Конструктивное исполнение линий 10 кВ – воздушные линии. Сеть 10 кВ выполнена проводом АС-50/8 и подключена по радиальной схеме. Структурная схема сети 10 кВ представлена на рисунке 1.

Конструктивное исполнение линий 0,4 кВ на территории реконструкции – воздушные и кабельно-воздушные линии. Линии 0,4 кВ подключены к ТП по радиальной схеме и выполнены проводами АС-35, СИП2 и кабелями АВВБ и АВВГ.

Подробная характеристика фидера №6 Мухинский приведена в таблице 4.

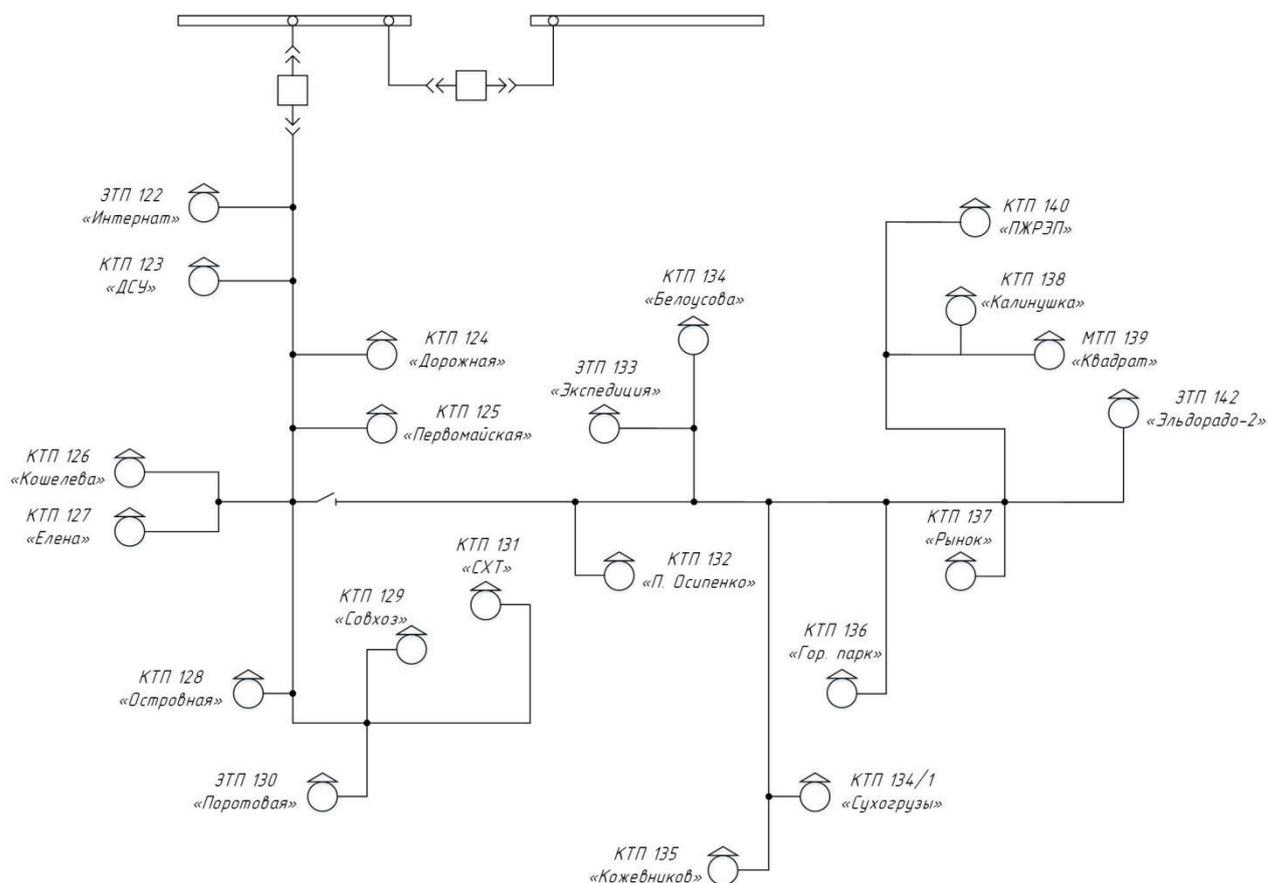


Рисунок 1 – Структурная схема сети 10 кВ от фидера №6 Мухинский

Таблица 4 – Характеристика фидера №6 Мухинский ПС 35 кВ Исток

Номер и название фидера	№6 Мухинский		
Схема сети 10 кВ	Радиальная		
Схема сетей 0,4 кВ	Радиальная		
Протяженность ВЛ 10 кВ	8,76 км		
Количество ТП	18		
ТП от фидера №6			
Номер и название ТП	Мощность, кВА	Установленный трансформатор	Кол-во отходящих фидеров 0,4 кВ
1	2	3	4
ЗТП 122 Интернат	400	ТМ	6
КТП 123 ДСУ	250	ТМ	4
КТП 124 Дорожная	250	ТМГ	5
КТП 125 Первомайская	250	ТМ	3
КТП 126 Кошелева	400	ТМГ	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
КТП 127 Елена	250	ТМГ	2
КТП 128 Островная	400	ТМГ	4
КТП 129 Совхоз	400	ТМГ	3
ЗТП 130 Портовая	250	ТМ	1
КТП 131 СХТ	250	ТМ	3
КТП 132 П. Осипенко	400	ТМГ	5
ЗТП 133 Экспедиция	400	ТМ	3
КТП 134 Белоусова	400	ТМ	6
КТП 134/1 Сухогруды	400	ТМГ	2
КТП 136 Гор. парк	400	ТМГ	4
КТП 137 Рынок	400	ТМГ	5
КТП 138 Калинушка	160	ТМГ	4
КТП 140 ПЖРЭП	630	ТМГ	4

## 4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Ожидаемым результатом расчета электрических нагрузок потребителей является вывод о необходимости реконструкции сетей напряжением 0,4 кВ. Расчет выполняется методом удельных нагрузок.

### 4.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир  $P_{кв}$ , кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле [12]:

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot n, \quad (1)$$

где  $P_{кв.уд.}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий) со стационарным электропищеприготовлением по [12, табл. 2.1.1], кВт/квартира;

$n$  – количество квартир.

Удельные электрические нагрузки квартир определяются по [12, табл. 2.1.1] методом интерполяции по формуле:

$$P_{кв.уд.(N_{кв.})} = P_{кв.уд.(N_1)} - \frac{P_{кв.уд.(N_1)} - P_{кв.уд.(N_2)}}{N_2 - N_1} (N_{кв.} - N_1) \quad (2)$$

Удельная электрическая нагрузка коттеджа принимается равной 14,5 кВт/коттедж, шестнадцати квартир двухэтажного дома (по методу интерполяции) – 2,1 кВт/кв.

Поскольку в жилых домах на территории реконструкции нет лифтов, расчетная нагрузка силовых электроприемников  $P_c$ , кВт, приведенная к вводу жилого дома, равна мощности электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств  $P_{ст.у}$ , кВт, определяемой по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса  $k_c$ , принимаемого по [12, табл. 2.1.3]:

$$P_c = P_{см.у} = k_c'' \prod_1^n P_{см.у} \quad (3)$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников)  $P_{р.ж.д}$ , кВт, определяется по формуле [12]:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (4)$$

где  $k_y = 0,9$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников [12].

Расчетная реактивная нагрузка, потребляемая жилыми домами, квар, определяется по формуле [12]:

$$Q_{р.ж.д} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + k_y \operatorname{tg} \varphi_{см.у} P_c, \quad (5)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – расчетный коэффициент реактивной мощности, принимается по [12, табл. 2.1.4]:  $\operatorname{tg} \varphi_{кв} = 0,2$  для квартир с электрическими плитами,  $\operatorname{tg} \varphi_{см.у} = 0,75$  для хозяйственных насосов, вентиляционных и других санитарно-технических устройств.

Полная расчетная полная нагрузка, потребляемая жилыми домами, кВА:

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2} \quad (6)$$

В целях выяснения необходимости реконструкции фидеров 0,4 кВ каждой ТП нагрузки считаются отдельно для каждого фидера.

Для примера определим расчетную электрическую нагрузку жилых домов, питаемых от фидера 1 ТП 125 Первомайская. Потребителями являются одноэтажные одно-, двух- и трехквартирные дома на приусадебных участках.

Расчетная электрическая нагрузка квартир  $P_{кв}$ , кВт:

$$P_{кв} = 13 \cdot 2,317 = 30,121$$

Нагрузка силовых электроприемников  $P_c$ , кВт:

$$P_c = P_{ст.у} = 0,6 \cdot 13 = 15,6$$

Расчетная электрическая нагрузка жилых домов  $P_{р.ж.д}$ , кВт:

$$P_{р.ж.д} = 30,121 + 0,9 \cdot 15,6 = 44,161$$

Расчетная реактивная нагрузка, потребляемая жилыми домами, квар:

$$Q_{р.ж.д} = 30,121 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,75 \cdot 15,6 = 16,554$$

Полная расчетная нагрузка, потребляемая жилыми домами, кВА:

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{44,161^2 + 16,554^2} = 47,162$$

Электрические нагрузки для остальных фидеров ТП рассчитываются аналогично. Результаты расчета электрических нагрузок жилых домов, питаемых от каждой ТП, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета электрических нагрузок жилых домов

ТП, фидер		Кол-во домов, п, шт.	Уд. нагр. $P_{уд}$ , кВт/дом	Кол-во кв., п, шт.	Кол-во коттеджей, п, шт.	$k''_c$	Нагруз-ка а силовых электроприемников $P_c$ , кВт	Акт. расч. нагр. домо в, $P_{р.ж.д}$ , кВт	Реакт. расч. нагр. домов, $Q_{р.ж.д}$ , квар	Полн. расч. нагр. домов, $S_{р.ж.д}$ , кВА	Полн. расч. нагр. домов ТП $S_{р.ж.д}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
125	1	13	2,317			0,6	15,600	44,161	16,554	47,162	181,126
	2	36	1,575			0,5	36,000	89,100	35,640	95,964	
	3	9	2,8			0,65	11,700	35,730	12,938	38,000	
126	2	51	1,39			0,25	25,500	93,840	31,391	98,951	159,860
	3	11	2,533		1	0,65	16,900	57,573	19,880	60,909	
127	2	38	1,538			0,3	22,800	78,964	27,079	83,478	202,381
	3	13	2,317	16	1	0,6	37,200	111,701	40,754	118,903	
128	1	27	1,744		1	0,55	31,900	47,662	25,323	53,971	215,237
	2	38	1,538			0,5	38,000	71,112	33,032	78,410	
	3	21	1,9		1	0,57	26,220	36,198	20,219	41,462	
	4	19	1,967			0,57	21,660	37,197	18,161	41,394	
129	1	6	3,5			0,67	8,040	28,236	9,627	29,832	104,066
	2	5	4,6			0,7	7,000	29,300	9,325	30,748	
	5	11	2,533			0,65	14,300	40,733	15,225	43,485	
130	5	32	1,65			0,5	32,000	81,600	32,160	87,709	87,709
131	1	2	7			0,75	3,000	16,700	4,825	17,383	43,986
	2	2	7			0,75	3,000	16,700	4,825	17,383	
	3	1	7			1	2,000	8,800	2,750	9,220	
132	1	57	1,33			0,2	22,800	96,330	30,552	101,059	388,378
	2	14	2,233			0,6	16,800	46,382	17,592	49,606	
	3	42	1,48			0,3	25,200	84,840	29,442	89,803	
	4	28	1,725			0,55	30,800	76,020	30,450	81,892	
	5	21	1,9			0,57	23,940	61,446	24,140	66,018	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
133	1	43	1,47			0,3	25,800	86,4 30	30,057	91,507	209,69 0
	2	5	4,6		1	0,7	9,800	46,3 20	14,115	48,423	
	3	23	1,833			0,5 5	25,300	64,9 29	25,509	69,760	
134/ 1	2	15	2,15			0,6	18,000	48,4 50	18,600	51,898	120,33 0
	3	22	1,867			0,5 7	25,080	63,6 46	25,144	68,433	

#### 4.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых потребителей

Расчет нагрузки на вводе в общественное здание определяется по укрупненным удельным нагрузкам. Для предприятий общественного питания, гостиниц и т.п. удельная нагрузка  $P_{уд.о.з.}$  приводится в расчете на 1 человека, а для магазинов и административных зданий на 1 м<sup>2</sup> площади [5].

Расчетная активная нагрузка общественных зданий, кВА:

$$P_{р.о.з.} = P_{уд.о.з.} M, \quad (7)$$

где  $P_{уд.о.з.}$  – удельная расчетная нагрузка общественных зданий, кВт/ед.изм., определяется по [12, табл. 2.2.1];

$M$  – количественный показатель общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка общественных зданий, квар:

$$Q_{р.о.з.} = P_{р.о.з.} \operatorname{tg} \varphi_{о.з.}, \quad (8)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{о.з.}$  – расчетный коэффициент для общественных зданий, принимается по [12, табл. 2.2.1].

Полная расчетная мощность на вводе в общественное здание, кВА:

$$S_{р.о.з.} = \sqrt{P_{р.о.з.}^2 + Q_{р.о.з.}^2} \quad (9)$$

Исходные данные для расчета электрических нагрузок общественных зданий и сооружений приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Наименование	ТП	Фи-дер	Единицы измерения	Количество показателей	Удельная активная нагрузка $P_{уд.о.з.}$ , кВт/ед.изм.	Расчетный коэффициент $tg\phi_{о.з.}$
Магазин «Виноводочный»	126	3	м <sup>2</sup>	52	0,22	0,75
Магазин «ПОКУПАЙка»	126	3	м <sup>2</sup>	30	0,22	0,75
Магазин «Находка»	126	5	м <sup>2</sup>	20	0,22	0,75
Магазин «Брянта»	128	3	м <sup>2</sup>	35	0,22	0,75
Магазин «Фрукты»	129	5	м <sup>2</sup>	35	0,22	0,75
Кафе «Лисья нора»	129	5	мест	60	0,9	0,2
Столярная мануфактура	131	2	раб. мест	20	0,85	0,48
Авторемонтное предприятие	131	1	раб. мест	10	4,25	0,88
Животноводческое хозяйство «Иноходец»	133	1	голов	30	2,55	0,62
Склад столярной мануфактуры	129	5	м <sup>2</sup>	160	0,7	0,48
Гараж авторемонтного предприятия	129	5	м <sup>2</sup>	80	0,036	0,48
Административное здание	131	3	м <sup>2</sup>	200	0,036	0,48
Административное здание	126	3	м <sup>2</sup>	52	0,22	0,75
Гараж авторемонтного предприятия	131	2	зданий	1	8,5	0,88
Водозабор на котельную	130	5	зданий	1	30	0,48

Для примера определим расчетную нагрузку кафе «Лисья нора».

Расчетная активная нагрузка кафе, кВА:

$$P_{p.o.z.} = 0,9 \cdot 60 = 54$$

Расчетная реактивная нагрузка, квар:

$$Q_{p.o.z.} = 54 \cdot 0,2 = 10,8$$

Полная расчетная мощность на вводе, кВА:

$$S_{p.o.z.} = \sqrt{54^2 + 10,8^2} = 55,069$$

Электрические нагрузки остальных зданий рассчитываются аналогично. Результаты расчета нагрузок общественных зданий и сооружений представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные нагрузки общественных зданий и сооружений

Наименование	ТП	Фидер	Активная расчетная нагрузка $P_{p.o.z.}$ , кВт	Реактивная расчетная нагрузка $Q_{p.o.z.}$ , квар	Полная расчетная нагрузка $S_{p.o.z.}$ , кВА
1	2	3	5	6	7
Магазин «Виноводочный»	126	3	11,44	8,58	14,3
Магазин «ПОКУПАЙка»	126	3	6,6	4,95	8,25
Магазин «Находка»	126	5	4,4	3,3	5,5
Магазин «Брянта»	128	3	7,7	5,775	9,625
Магазин «Фрукты»	129	5	7,7	5,775	9,625
Кафе «Лисья нора»	129	5	54	10,8	55,069
Столярная мануфактура	131	2	17	8,16	18,857
Авторемонтное предприятие	131	1	25,5	22,44	33,968
Животноводческое хозяйство «Иноходец»	133	1	76,5	47,43	90,01
1	2	3	5	6	7
Склад столярной мануфактуры	129	5	112	53,76	124,234
Гараж	129	5	2,88	1,3824	3,195

авторемонтного предприятия					
Административное здание	131	3	7,2	3,456	7,986
Административное здание	126	3	11,44	8,58	14,3
Гараж авторемонтного предприятия	131	2	8,5	7,48	11,323
Водозабор на котельную	130	5	30	14,4	33,277

Электрические нагрузки гаражей на приусадебных участках рассчитываются аналогично. Для расчета принимаются удельная нагрузка 0,35 кВт/гараж и  $\text{tg}\varphi = 0,88$  [2]. Результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные нагрузки гаражей на приусадебных участках

ТП	Фидер	Количество	$P_{\Gamma}$	$Q_{\Gamma}$	$S_{\Gamma}$
125	1	13	4,55	4,004	6,061
	2	36	12,6	11,088	16,784
	3	9	3,15	2,772	4,196
126	2	51	17,85	15,708	23,777
	3	12	4,2	3,696	5,595
127	2	38	13,3	11,704	17,716
	3	14	4,9	4,312	6,527
128	1	28	5,25	4,62	6,993
	2	38	8,75	7,7	11,656
	3	22	3,5	3,08	4,662
	4	19	1,75	1,54	2,331
129	1	6	2,1	1,848	2,797
	2	5	1,75	1,54	2,331
	5	11	3,85	3,388	5,128
130	5	32	11,2	9,856	14,919
131	1	2	0,7	0,616	0,932
	2	2	0,7	0,616	0,932
	3	1	0,35	0,308	0,466
132	1	57	19,95	17,556	26,575
	2	14	4,9	4,312	6,527
	3	42	14,7	12,936	19,581
	4	28	9,8	8,624	13,054
	5	21	7,35	6,468	9,791
133	1	43	15,05	13,244	20,048
	2	6	2,1	1,848	2,797
	3	23	8,05	7,084	10,723
134/1	2	15	5,25	4,62	6,993
	3	22	7,7	6,776	10,257

### 4.3 Расчет осветительной нагрузки

Мощность уличного освещения определяется по формулам:

$$P_{yo} = P_{yd} L, Q_{yo} = P_{yo} \operatorname{tg} \varphi, \quad (10)$$

где  $P_{yd}$  – удельная мощность уличного освещения, Вт/м;

$L$  – длина улицы, м;

$\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности светильника, принимается 0,75 в соответствии с [4].

Для расчета нагрузки уличного освещения принимаются удельная нагрузка 0,05 кВт/м и  $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$  [18]. Удельная мощность установки принимается по [2]. Результаты расчета представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета осветительных нагрузок

ТП	Фидер	L	$P_{y.o.}$	$Q_{y.o.}$	$S_{y.o.}$
125	1	280	1,4	1,050	1,75
	2	420	2,1	1,575	2,625
	3	140	0,7	0,525	0,875
126	2	680	3,4	2,550	4,25
	3	480	2,4	1,800	3
	5	160	0,8	0,600	1
127	2	560	2,8	2,100	3,5
	3	280	1,4	1,050	1,75
128	1	720	3,6	2,700	4,5
	2	480	2,4	1,800	3
	3	600	3	2,250	3,75
	4	440	2,2	1,650	2,75
129	1	0	0	0,000	0
	2	200	1	0,750	1,25
	5	120	0,6	0,450	0,75
130	5	520	2,6	1,950	3,25
131	1	80	0,4	0,300	0,5
	2	0	0	0,000	0
	3	120	0,6	0,450	0,75
132	1	440	2,2	1,650	2,75
	2	390	1,95	1,463	2,4375
	3	520	2,6	1,950	3,25
	4	340	1,7	1,275	2,125
	5	380	1,9	1,425	2,375
133	1	640	3,2	2,400	4
	2	360	1,8	1,350	2,25
	3	450	2,25	1,688	2,8125
134/1	2	480	2,4	1,800	3

#### 4.4 Определение расчетного вечернего максимума нагрузок

Для определения расчетного вечернего максимума активной и реактивной мощностей расчетного района с учетом нагрузки уличного освещения необходимо просуммировать данные нагрузки:

$$S_{\phi} = S_{p.ж.д} + S_{p.о.з.} + S_{y.о.}, \quad (11)$$

где  $S_{\phi}$  – полная расчетная нагрузка фидера ТП.

Таблица с данными для суммирования  
Итоговые нагрузки каждого фидера 0,4 кВ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Итоговые нагрузки каждого фидера 0,4 кВ

ТП	Фидер	$S_{\phi}$ , кВА	$\Sigma S_{\phi}$ , кВА
125	1	54,973	213,417
	2	115,373	
	3	43,071	
126	2	126,978	225,532
	3	92,053	
	5	6,5	
127	2	104,694	231,875
	3	127,181	
128	1	65,465	264,504
	2	93,065	
	3	59,499	
	4	46,475	
129	1	32,629	308,446
	2	34,329	
	5	241,487	
130	5	172,432	172,432
131	1	52,783	119,701
	2	48,495	
	3	18,422	
132	1	130,384	477,093
	2	58,571	
	3	112,635	
	4	97,321	
	5	78,183	
133	1	205,565	342,331
	2	53,470	
	3	83,296	
134/1	2	61,891	142,830
	3	80,940	

По результатам расчета нагрузки семи из десяти ТП не превышают мощности ТП, нагрузка трех ТП (128, 129, 130) – превышает. Поскольку ТП с превышающей нагрузкой расположены рядом с недогруженными ТП, целесообразно перераспределить нагрузку между ними, не прибегая к изменению местоположения ТП и линий 0,4 кВ в целях сокращения капитальных вложений на реконструкцию.

#### 4.5 Перераспределение нагрузок в сети 0,4 кВ

Поскольку расчетные нагрузки ТП 128, 129, 132 превышают мощность ТП, требуется перераспределение нагрузок между ТП. В целях уменьшения затрат на отчуждение земель и прокладку трасс линии по возможности остаются на тех же местах, что и до реконструкции.

Фидер 4 ТП 128 предлагается подключить к ТП 131, фидера 1 и 2 ТП 129 – к ТП 130, фидер 5 ТП 132 – к ТП 131, а фидер 4 ТП 132 разделить между ТП 132 и ТП 134/1. После перераспределения нагрузок мощности ТП не превышаются. Результаты перерасчета нагрузок после реконструкции представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты перерасчета нагрузок после реконструкции сети 0,4 кВ

ТП	Фидер	S <sub>в.ф.</sub> , кВА	S <sub>в.ТП.</sub> , кВА
125	1	54,973	213,417
	2	115,373	
	3	43,071	
126	2	126,978	225,532
	3	92,053	
	5	6,5	
127	2	104,694	231,875
	3	127,181	
128	1	65,465	218,029
	2	93,065	
	3	59,499	
129	5	241,487	241,487
130	1	32,629	239,390
	2	34,329	
	3	172,432	
131	1	52,783	244,358
	2	48,495	
	3	18,422	

	4	46,475	
	5	78,183	
132	1	130,384	332,338
	2	58,571	
	3	112,635	
	4	30,748	
133	1	205,565	342,331
	2	53,47	
	3	83,296	
134/1	2	61,891	209,404
	3	80,94	
	4	66,573	

#### 4.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций

В соответствии с [2] для определения нагрузки на шинах ТП 10/0,4 кВ в вечерний максимум нагрузки суммируются.

Расчетная активная нагрузка фидера 0,4 кВ ТП, кВт:

$$P_{\phi} = P_{p.ж.д} + P_{p.о.з.} + P_{\Sigma} + P_{y.o.} \quad (12)$$

Расчетная реактивная нагрузка фидера 0,4 кВ ТП, квар:

$$Q_{\phi} = Q_{p.ж.д} + Q_{p.о.з.} + Q_{\Sigma} + Q_{y.o.} \quad (13)$$

Расчетная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВт:

$$P_{ТП} = \Sigma P_{\phi} \quad (14)$$

Расчетная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, квар:

$$Q_{ТП} = \Sigma Q_{\phi} \quad (15)$$

Для примера рассчитаем нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП 128.

Расчетная активная нагрузка фидеров 1, 2, 3 ТП 128, кВт, соответственно:

$$P_{\phi 1} = 47,662 + 5,25 + 3,6 = 56,512$$

$$P_{\phi 2} = 71,112 + 8,75 + 2,4 = 82,262$$

$$P_{\phi 3} = 36,198 + 7,7 + 3,5 + 3 = 50,398$$

Расчетная реактивная нагрузка фидеров 1, 2, 3 ТП 128, квар, соответственно:

$$Q_{\phi 1} = 25,323 + 4,62 + 2,7 = 32,643$$

$$Q_{\phi 2} = 33,032 + 7,7 + 1,8 = 42,532$$

$$Q_{\phi 3} = 20,219 + 5,775 + 3,08 + 2,25 = 31,324$$

Расчетная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП 128, кВт:

$$P_{ТП} = 56,512 + 82,262 + 50,398 = 189,172$$

Расчетная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП 128, квар:

$$Q_{ТП} = 32,643 + 42,532 + 31,324 = 106,499$$

Расчетная полная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА, определяется по формуле:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2} \quad (16)$$

Расчетная полная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП 128, кВА:

$$S_{ТП} = \sqrt{189,172^2 + 106,499^2} = 217,09$$

Электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ остальных ТП рассчитываются аналогично. Результаты расчета представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчета электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Ф	Р <sub>р.ж.д.</sub> , кВт	Р <sub>р.о.з.</sub> , кВт	Р <sub>г.</sub> , кВт	Р <sub>у.о.</sub> , кВт	Q <sub>р.ж.д.</sub> , квар	Q <sub>р.о.з.</sub> , квар	Q <sub>г.</sub> , квар	Q <sub>у.о.</sub> , квар	Р <sub>ф.</sub> , кВт	Q <sub>ф.</sub> , квар	Р <sub>ТП</sub> , кВт	Q <sub>ТП</sub> , квар	S <sub>ТП</sub> , кВА
ТП 125													
1	44,161		4,55	1,4	16,554		4,004	1,050	50,111	21,608	193,49	86,15	211,8
2	89,100		12,6	2,1	35,640		11,088	1,575	103,8	48,303			
3	35,730		3,15	0,7	12,938		2,772	0,525	39,58	16,235			
ТП 126													
1	93,840		17,8 5	3,4	31,391		15,708	2,550	115,09 0	49,649	202,5	92,46	222,61
2	57,573	18,04	4,2	2,4	19,880	13,53	3,696	1,800	82,213	38,906			
3		4,4		0,8		3,3		0,600	5,200	3,900			
ТП 127													
2	27,079		13,3	2,8	27,079		11,704	2,100	43,179	40,883	161,18	86,99	183,16
3	111,70 1		4,9	1,4	40,754		4,312	1,050	118,00 1	46,116			
ТП 128													
1	47,662		5,25	3,6	25,323		4,62	2,700	56,512	32,643	189,17	106,4	217,09
2	71,112		8,75	2,4	33,032		7,7	1,800	82,262	42,532			
3	36,198	7,7	3,5	3	20,219	5,775	3,08	2,250	50,398	31,324			
ТП 129													
5	40,733	139,5 8	3,85	0,6	15,225	53,95 7	3,388	0,450	184,76 3	73,021	184,76	73,02	198,66
ТП 130													
1	28,236		2,1	0	9,627		1,848	0,000	30,336	11,475	170,28	80,92	188,53
2	29,300		1,75	1	9,325		1,54	0,750	32,050	11,615			
5	81,600	12,5	11,2	2,6	32,160	13,86 5	9,856	1,950	107,90 0	57,831			
ТП 131													
1	16,700	25,5	0,7	0,4	4,825	22,44	0,616	0,300	43,300	28,181	214,99	109,6	241,32
2	16,700	25,5	0,7	0	4,825	8,16	0,616	0,000	42,900	13,601			
3	8,800	7,2	0,35	0,6	2,750	10,93 6	0,308	0,450	16,950	14,444			
4	37,197		1,75	2,2	18,161		1,54	1,650	41,147	21,351			
5	61,446		7,35	1,9	24,140		6,468	1,425	70,696	32,033			
ТП 132													
1	96,330		19,9 5	2,2	30,552		17,556	1,650	118,48 0	49,758	299,48	131,5	327,11
2	46,382		4,9	1,95	17,592		4,312	1,463	53,232	23,367			
3	84,840		14,7	2,6	29,442		12,936	1,950	102,14 0	44,328			
4	21,608		3,43	0,595	10,657		3,018	0,446	25,633	14,121			
ТП 133													
1	86,430	12,75	15,0 5	3,2	30,057	7,905	13,244	2,400	117,43 0	53,606	242,88	105,2	264,68
2	46,320		2,1	1,8	14,115		1,848	1,350	50,220	17,313			
3	64,929		8,05	2,25	25,509		7,084	1,688	75,229	34,281			
ТП 134/1													
2	48,450		5,25	2,4	18,600		4,62	1,800	56,100	25,020	186,83	84,52	205,06
3	63,646		7,7	1,8	25,144		6,776	1,350	73,146	33,270			
4	50,111		6,37	1,105	19,793		5,606	0,829	57,586	26,228			

## 5 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

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

Питание потребителей выполнено по радиальной схеме без резервирования линий и трансформаторов. В связи с отсутствием потребителей I категории по надежности электроснабжения предлагается оставить данную схему. Схема сети приведена на рисунке 2.

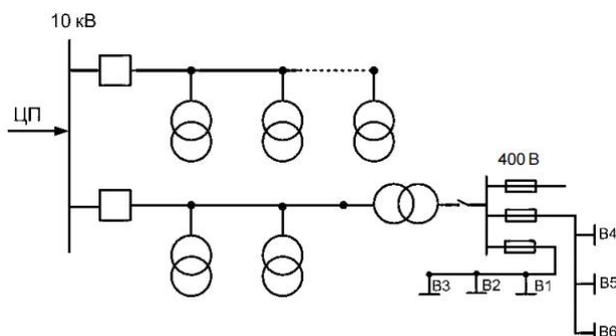


Рисунок 2 – Радиально-магистральная распределительная сеть 0,4-10 кВ

Схема применяется для электроснабжения потребителей II и III категории на территориях с преобладающей частной застройкой при выполнении сетей до и выше 1 кВ воздушными линиями.

Сеть характеризуется наименьшими капитальными вложениями из-за отсутствия резервирования элементов сети и выбора параметров всех элементов сети по условиям нормального режима работы.

При повреждении любой линии прекращается электроснабжение соответствующей группы потребителей.

### 5.2 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

К установке в частном секторе принят самонесущий изолированный провод марки СИП-2, дополнительно содержащий вспомогательные токопроводящие жилы для подключения цепей наружного освещения [6]. Выбор сечения проводов производится по таблице 10 ГОСТ 31946-2012 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия» [1]. По расчетному току

нагрузки выбирается сечение провода, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный.

К установке принимается провод с ближайшим большим длительно допустимым током [7]:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \quad (17)$$

где  $I_{дл.доп}$  – длительно допустимый по условиям нагрева ток провода.

Расчетный ток нагрузки в сечении провода определяется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}}{\sqrt{3} U_{ном}} \quad (18)$$

Для примера определим расчетный ток фидера 1 ТП 128, А:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{56,512^2 + 32,643^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 94,198$$

В соответствии с [1, табл. 10] принимаем к установке провод СИП 3×16+1×25 с длительно допустимым током 100 А.

Выбор сечений проводов для остальных линий 0,4 кВ проводится аналогично. Результаты выбора сечений распределительной сети 0,4 кВ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора сечений распределительной сети 0,4 кВ

ТП	Фидер	$I_{расч}$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	Выбранный провод	Существующий провод	Необходимость замены
125	1	78,767	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	2	165,250	195	СИП2 3×50+1×54,6	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	3	61,748	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
126	2	180,916	195	СИП2 3×50+1×54,6	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	3	131,281	160	СИП2 3×35+1×50	СИП2 3×50+1×54,6	Нет

	5	9,382	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
127	2	85,827	160	СИП2 3×35+1×50	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	3	182,865	195	СИП2 3×50+1×54,6	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
128	1	94,198	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	2	133,667	160	СИП2 3×35+1×50	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	3	85,649	100	СИП2 3×16+1×25	АС-35/6,2	Да
129	5	286,754	300	СИП2 3×95+1×95	СИП2 3×50+1×54,6	Да
130	1	46,814	100	СИП2 3×16+1×25	АС-35/6,2	Да
	2	49,204	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	5	176,699	195	СИП2 3×50+1×54,6	АС-35/6,2	Да
131	1	74,569	100	СИП2 3×16+1×25	АС-35/6,2	Да
	2	64,958	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	3	32,143	100	СИП2 3×16+1×25	АС-35/6,2	Да
	4	66,910	100	СИП2 3×16+1×25	АС-35/6,2	Да
	5	112,027	130	СИП2 3×25+1×35	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
132	1	185,480	195	СИП2 3×50+1×54,6	СИП2 3×35+1×54,6	Да
	2	83,910	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×35+1×54,6	Нет
	3	160,712	195	СИП2 3×50+1×54,6	СИП2 3×35+1×54,6	Да
	4	42,241	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
133	1	186,321	195	СИП2 3×50+1×54,6	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	2	76,673	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	3	119,326	130	СИП2 3×25+1×35	СИП4 4×70	Нет
134/1	2	88,661	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	3	115,985	130	СИП2 3×25+1×35	СИП2 3×50+1×54,6	Нет
	4	91,333	100	СИП2 3×16+1×25	СИП2 3×50+1×54,6	Нет

Проводники, выбранные по нагреву допустимым длительным током, должны быть проверены по допустимой потере напряжения. Допустимые отклонения напряжения у электроприемников устанавливает ГОСТ 13109-87 «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения». В соответствии с требованиями этого стандарта электрические сети должны обеспечивать на зажимах электроприемников отклонения напряжения, не превышающие установленных значений.

Потеря напряжения в кабельной или воздушной линиях электропередачи, В, рассчитывается по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_p l \cos \varphi}{\gamma F}, \quad (19)$$

где  $l$  – длина линии, м;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности, принимается по таблице 4.5 [2];

$\gamma$  – проводимость (для алюминия  $\gamma = 32$  м/Ом);

F – площадь сечения проводника, мм<sup>2</sup>;

$I_p$  – рабочий ток нагрузки, А, значение которого для трехфазной сети:

$$I_p = \frac{P_\phi}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi} \quad (20)$$

В соответствии с ПУЭ допустимая потеря напряжения в ВЛ составляет 10%.

Для примера проверим по допустимой потере напряжения фидер 1 ТП 128.

Рабочий ток нагрузки фидера 1 ТП 128, А:

$$I_p = \frac{56,512}{\sqrt{3} 0,4 0,96} = 84,967$$

Потеря напряжения в линии 1 ТП 128, В:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} 84,967 720 0,96}{32 50} = 37,969$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{37,969 100}{380} = 9,992\% < 10\%$$

Условие по допустимой потере напряжения выполняется.

Результаты проверки проводов по допустимой потере напряжения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проверки проводов по допустимой потере напряжения

ТП	Фидер	$P_\phi$ , кВт	$\cos \varphi$	$I_p$ , А	l, м	F, мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$\Delta U_{\%}$ , %
125	1	50,111	0,96	75,343	280	50	21,924	5,769
	2	103,8	0,96	156,065	420	50	37,303	9,817
	3	39,58	0,96	59,509	140	50	8,658	2,278
126	2	115,090	0,96	173,040	680	50	35,966	9,465
	3	82,213	0,9	131,849	480	50	32,114	8,451
	5	5,200	0,9	8,340	160	50	1,300	0,342

127	2	43,179	0,96	64,920	560	50	37,782	9,943
	3	118,001	0,96	177,416	280	50	36,875	9,704
128	1	56,512	0,96	84,967	720	50	37,969	9,992
	2	82,262	0,96	123,682	480	50	35,990	9,471
	3	50,398	0,9	80,826	600	16	36,913	9,714
129	5	184,763	0,9	296,314	440	95	37,986	9,996
130	1	30,336	0,96	45,611	360	16	37,031	9,745
	2	32,050	0,96	48,188	200	50	10,016	2,636
	5	107,900	0,9	173,045	120	50	20,231	5,324
131	1	43,300	0,9	69,442	520	16	31,714	8,346
	2	42,900	0,9	68,801	80	50	5,363	1,411
	3	16,950	0,9	27,184	120	16	9,932	2,614
	4	41,147	0,96	61,865	120	16	24,110	6,345
	5	70,696	0,96	106,293	440	50	33,139	8,721
132	1	118,480	0,96	178,137	390	50	37,025	9,743
	2	53,232	0,96	80,035	520	35	35,646	9,381
	3	102,140	0,96	153,569	340	50	36,707	9,660
	4	25,633	0,96	38,540	380	50	15,220	4,005
133	1	117,430	0,9	188,328	640	50	36,697	9,657
	2	50,220	0,96	75,507	360	50	28,249	7,434
	3	75,229	0,96	113,108	450	70	37,782	9,943
134/1	2	56,100	0,96	84,347	480	50	37,692	9,919
	3	73,146	0,96	109,976	360	50	37,716	9,925
	4	57,586	0,96	86,581	280	50	25,194	6,630

Условие по допустимой потере напряжения выполняется на всех фидерах.

Ввода в здания осуществляются самонесущим изолированным проводом марки СИП-4 сечением 16 мм<sup>2</sup>.

### 5.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Расчет электрических нагрузок сетей 0,38 кВ производится исходя из расчетных нагрузок на вводе потребителей для вечернего максимума [2].

Приведенная активная и реактивная мощности линии определяются по формулам:

$$P_{np.\phi} = P_{\phi} + \Delta P_{\phi}, \quad Q_{np.\phi} = Q_{p.\phi} + \Delta Q_{\phi}, \quad (21)$$

где  $\Delta P_{\phi}$ ,  $\Delta Q_{\phi}$  – потери соответственно активной и реактивной мощности в линии:

$$\Delta P_{\phi} = \frac{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}{U_{ном}^2} R_{уд} l 10^{-3}, \quad (22)$$

$$\Delta Q_{\phi} = \frac{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}{U_{ном}^2} X_{уд} l 10^{-3}, \quad (23)$$

где  $R_{уд}$  – удельное активное сопротивление линии, принимается по документу Открытого акционерного общества по проектированию сетевых и энергетических объектов ОАО «РОСЭП» «Одноцепные, двухцепные и переходные железобетонные опоры ВЛИ 0,4 кВ с СИП-2 и линейной арматурой ООО "НИЛЕД"»;

$X_{уд} = 0,4$  Ом/км – удельное реактивное сопротивление линии;

$l$  – длина линии, км.

Расчетный аварийный ток определяется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{пр.ф.}}{\sqrt{3} U_{ном}} \quad (24)$$

Для примера рассчитаем приведенную нагрузку фидера 1 ТП 128.

Потери активной, кВт, и реактивной, квар, мощности фидера 1 ТП 128:

$$\Delta P_{\phi} = \frac{56,512^2 + 32,643^2}{0,4^2} 0,641 0,33 10^{-3} = 5,631,$$

$$\Delta Q_{\phi} = \frac{56,512^2 + 32,643^2}{0,4^2} 0,4 0,33 10^{-3} = 0,562$$

Проверка по допустимым потерям мощности:

$$\Delta P_{\phi} = \frac{5,631 \cdot 100}{56,512} = 9,964\% < 10\%$$

Условие по потерям мощности выполняется.

Приведенная активная, кВт, и реактивная, квар, мощности фидера 1 ТП 128:

$$P_{np.\phi.} = 56,512 + 5,931 = 62,143,$$

$$Q_{np.\phi.} = 32,643 + 0,562 = 33,205$$

Полная приведенная мощность фидера 1 ТП 128, кВА:

$$S_{np.\phi.} = \sqrt{P_{np.\phi.}^2 + Q_{np.\phi.}^2}, \quad (25)$$

$$S_{np.\phi.} = \sqrt{62,143^2 + 33,205^2} = 70,458$$

Расчетный аварийный ток фидера 1 ТП 128, А:

$$I_{расч} = \frac{70,458}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 97,697$$

Расчетный аварийный ток не превышает длительно допустимый ток выбранного провода (100 А), увеличение сечения провода не требуется.

Приведенная мощность и аварийные токи остальных фидеров ТП рассчитываются аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета приведенной мощности и аварийных токов распределительной сети 0,4 кВ

ТП	Фидер	l, км	R <sub>уд</sub> , Ом/км	ΔP <sub>ф</sub> , кВт	ΔP <sub>ф</sub> , %	ΔQ <sub>ф</sub> , квар	P <sub>пр.ф.</sub> , кВт	Q <sub>пр.ф.</sub> , квар	S <sub>пр.ф.</sub> , кВА	I <sub>расч</sub> , А
125	1	0,280	0,641	3,341	6,666	0,334	53,452	21,942	57,780	83,398
	2	0,420	0,641	9,977	9,612	0,996	113,777	49,299	123,999	178,977
	3	0,140	0,641	1,026	2,593	0,102	40,606	16,337	43,770	63,176
126	2	0,680	0,641	11,329	9,844	1,131	126,419	50,780	136,237	193,641
	3	0,480	0,641	5,966	7,256	0,596	88,179	39,502	96,622	139,462
	5	0,160	0,641	0,027	0,521	0,003	5,227	3,903	6,523	9,416
127	2	0,560	0,641	7,933	18,372	0,792	51,111	41,675	65,948	95,188
	3	0,280	0,641	11,575	9,809	1,156	129,576	47,272	137,929	194,084
128	1	0,720	0,641	5,631	9,964	0,562	62,143	33,205	70,458	97,697
	2	0,480	0,641	7,902	9,606	0,789	90,164	43,321	100,032	144,383
	3	0,600	1,91	4,203	8,340	0,141	54,601	31,464	63,018	90,959
129	5	0,440	0,32	13,420	7,263	2,684	198,183	75,704	212,150	296,212
130	1	0,360	1,91	2,512	8,279	0,084	32,848	11,559	34,822	50,261
	2	0,200	0,641	0,931	2,905	0,093	32,981	11,708	34,998	50,515
	5	0,120	0,641	7,205	6,677	0,719	115,105	58,551	129,141	186,399
131	1	0,520	1,91	3,823	8,830	0,128	47,123	28,309	54,973	79,347
	2	0,80	0,641	0,649	1,513	0,065	43,549	13,666	45,643	65,880
	3	0,120	1,91	0,710	4,191	0,024	17,660	14,468	22,830	32,952
	4	0,120	1,91	3,078	7,481	0,103	44,225	21,454	49,155	70,948
	5	0,440	0,641	6,275	8,876	0,626	76,971	32,659	83,613	120,685
132	1	0,390	0,641	11,247	9,492	1,123	129,727	50,881	139,348	191,132
	2	0,520	0,868	5,134	9,644	0,379	58,366	23,745	63,011	90,949
	3	0,340	0,641	11,424	11,184	1,141	113,564	45,469	122,328	176,565
	4	0,380	0,641	1,304	5,087	0,130	26,937	14,251	30,475	43,986
133	1	0,640	0,641	11,349	9,664	1,133	128,779	54,739	139,930	191,971
	2	0,360	0,641	4,070	8,104	0,406	54,290	17,719	57,108	82,429
	3	0,450	0,443	7,191	9,559	1,039	82,420	35,320	89,669	129,426
134/1	2	0,480	0,641	5,593	9,970	0,558	61,693	25,578	66,785	96,396
	3	0,360	0,641	7,243	9,903	0,723	80,389	33,993	87,281	125,979
	4	0,280	0,641	4,492	7,800	0,448	62,078	26,676	67,567	97,524

Условие по потерям мощности выполняется для всех фидеров ТП. Расчетные аварийные токи всех фидеров соответствуют выбранным сечениям, увеличение сечений проводов не требуется.

## 6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 6.1 Оценка необходимости реконструкции трансформаторных подстанций

Оценим необходимость реконструкции каждой ТП путем расчета коэффициентов загрузки.

Расчетная мощность трансформатора ТП, кВА, определяется по формуле:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T K_3}, \quad (26)$$

где  $n_T$  – количество трансформаторов, принимается равным 1;

$K_3$  – нормативный коэффициент загрузки, для III категории по надежности принимается равным 0,9, для II категории по надежности – равным 0,8.

Проверка трансформатора на коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T S_{Тном}}, \quad (27)$$

где  $S_{Тном}$  – мощность трансформатора, кВА,

$0,7 < K_3 < 0,95$  для III категории по надежности;

$0,6 < K_3 < 0,85$  для III категории по надежности

Для примера проверим коэффициент загрузки на ТП 128, к которой присоединены нагрузки III категории по надежности.

Расчетная мощность трансформатора ТП 128, кВА:

$$S_{PT} = \frac{217,09}{1,09} = 241,211$$

Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{217,09}{1400} = 0,543$$

0,543 < 0,7, следовательно, условие не выполняется, ТП нуждается в реконструкции.

Коэффициенты загрузки трансформаторов остальных ТП проверяются аналогично. Результаты проверки представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты проверки коэффициентов загрузки трансформаторов и оценка необходимости реконструкции ТП

ТП	Мощность установленного трансформатора S <sub>Тном</sub> , кВА	K <sub>Знорм</sub>	S <sub>PT</sub> , кВА	K <sub>Зрасч</sub>	Выполнение условия	Необходимость реконструкции
125	250	0,9	235,334	0,847	0,7 < 0,847 < 0,95	Нет
126	400	0,9	297,344	0,757	0,7 < 0,757 < 0,95	Нет
127	250	0,9	203,511	0,733	0,7 < 0,733 < 0,95	Нет
128	400	0,9	241,211	0,543	0,543 < 0,7	Да
129	400	0,9	220,743	0,497	0,497 < 0,7	Да
130	250	0,8	235,669	0,754	0,6 < 0,754 < 0,85	Нет
131	250	0,9	238,136	0,865	0,7 < 0,865 < 0,95	Нет
132	400	0,9	363,459	0,818	0,7 < 0,818 < 0,95	Нет
133	400	0,9	304,092	0,762	0,7 < 0,762 < 0,95	Нет
134/1	400	0,9	227,844	0,513	0,513 < 0,7	Да

Для реконструкции выбраны ТП 128 Островная, ТП 129 Совхоз, ТП 131 СХТ Портовая, ТП 134/1 Сухогрузы, так как они:

- находятся в зоне ежегодного подтопления;
- находятся в зоне сноса аварийных зданий или строительства частных коттеджей;

- для ТП 128, 129, 134/1 не выполняется условие проверки коэффициента загрузки трансформаторов.

## **6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов трансформаторных подстанций при необходимости с учетом компенсации реактивной мощности**

Для потребителей II и III категории в зависимости от величины расчетной нагрузки могут применяться трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами [5].

Выбор трансформаторов производится по формулам (26), (27).

Для примера выберем трансформатор на ТП 128.

Расчетная мощность трансформатора ТП 128 в соответствии с п. 6.1 составляет 241,211 кВА. Выбираем трансформатор номинальной мощностью 250 кВА.

Проверка трансформатора ТП 128 на коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{217,09}{1 \cdot 250} = 0,868$$

$0,7 < 0,868 < 0,95$  – условие выполняется.

К установке принимается трансформатор ТЛС-250/10.

Трансформаторы для остальных ТП выбираются аналогично. Результаты выбора трансформаторов ТП приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты выбора трансформаторов ТП

ТП	пТ	S <sub>PT</sub> , кВА	Тип трансформатора	S <sub>Тном</sub> , кВА	K <sub>3</sub>	Выполнение условия
128	1	241,211	ТЛС-250/10	250	0,868	$0,7 < 0,868 < 0,95$
129	1	220,743	ТЛС-250/10	250	0,795	$0,7 < 0,795 < 0,95$
131	1	238,136	ТЛС-250/10	250	0,865	$0,7 < 0,865 < 0,95$
134/1	1	227,844	ТЛС-250/10	250	0,82	$0,7 < 0,82 < 0,95$

Для оценки необходимости КРМ на ТП рассчитывается коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{ТП}}{P_{ТП}} \quad (28)$$

Мощность компенсирующего устройства ТП, квар, определяется по формуле:

$$Q_{КУ} = Q_{ТП} - P_{ТП} \operatorname{tg} \varphi \quad (29)$$

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется.

Результаты расчета коэффициентов реактивной мощности и мощностей КУ на ТП приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета коэффициентов реактивной мощности и мощностей КУ на ТП

№ ТП	tgφ	Q <sub>КУ</sub> , квар
ТП 128	0,563	-0,005
ТП 129	0,395	-0,04
ТП 131	0,452	-0,07
ТП 134/1	0,563	-0,005

По результатам расчетов установка устройств КРМ на ТП не требуется.

### **6.3 Выбор конструктивного исполнения и разработка однолинейной схемы трансформаторных подстанций**

Поскольку мощность нагрузки небольшая, а ТП находятся в зоне подтопления, к установке принимаются комплектные трансформаторные подстанции мачтового типа на напряжение 10 кВ мощностью 250 кВА.

Подстанции трансформаторные мачтового типа (КТПМ) мощностью от 10 кВА до 250 кВА предназначены для приема электрической энергии переменного трехфазного тока частотой 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ и преобразования ее в электрическую энергию переменного тока частотой 50 Гц напряжением 0,4 кВ.

КТПМ изготавливаются как с масляными трансформаторами типа ТМГ, так и с сухими типа ТЛС всей линейки до 250 кВА.

КТПМ применяются для электроснабжения фермерских хозяйств, садовоогородных участков, населенных пунктов, небольших промышленных объектов, нефтяных скважин, железнодорожных и других потребителей. КТПМ с сухими трансформаторами могут использоваться и в местах постоянного пребывания людей, а также вблизи ответственных объектов инфраструктуры, так как не содержат трансформаторного масла.

Условия эксплуатации:

- климатическое исполнение и категория размещения – У1 и УХЛ1 по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- температура окружающей среды: от -45°С до +40°С для У1, от -60°С до +40°С для УХЛ1;
- скорость ветра не более 36 м/с.

Конструктивно КТПМ состоит из шкафа устройства со стороны высшего напряжения (УВН), силового трансформатора (ТМГ, ТЛС), шкафа распределительного устройства со стороны низшего напряжения (РУНН). Шкафы устанавливаются на общую сварную раму.

Принципиальным отличием подстанций с сухими трансформаторами от подстанций с масляными трансформаторами является наличие специального отсека, в который устанавливается сухой трансформатор для защиты от атмосферных осадков. В случае использования масляного трансформатора его силовые выводы закрываются специальным кожухом.

На крыше шкафа УВН устанавливаются проходные изоляторы, которые внутри шкафа соединяются с предохранителями. Также на крыше шкафа УВН устанавливаются траверсы с ограничителями перенапряжения и низковольтными штыревыми изоляторами. Внутри шкафа УВН имеются отдельные кабельные каналы для прокладки проводов низкого напряжения.

Возможна установка фидера уличного освещения.

Высота транспортного блока составляет не более 1800 мм.

Преимущества:

- использование двух типов трансформаторов;
- применение КТПМ с сухими трансформаторами возможно вблизи жилых домов, ввиду отсутствия трансформаторного масла;
- удобный доступ к силовому трансформатору;
- быстрота монтажа на месте эксплуатации;
- рабочая температура до  $-45^{\circ}\text{C}$  (У1) и до  $-60^{\circ}\text{C}$  (УХЛ1).

Принципиальная электрическая схема для мачтовой КТП 25...250/10/0,4 представлена на рисунке 3.

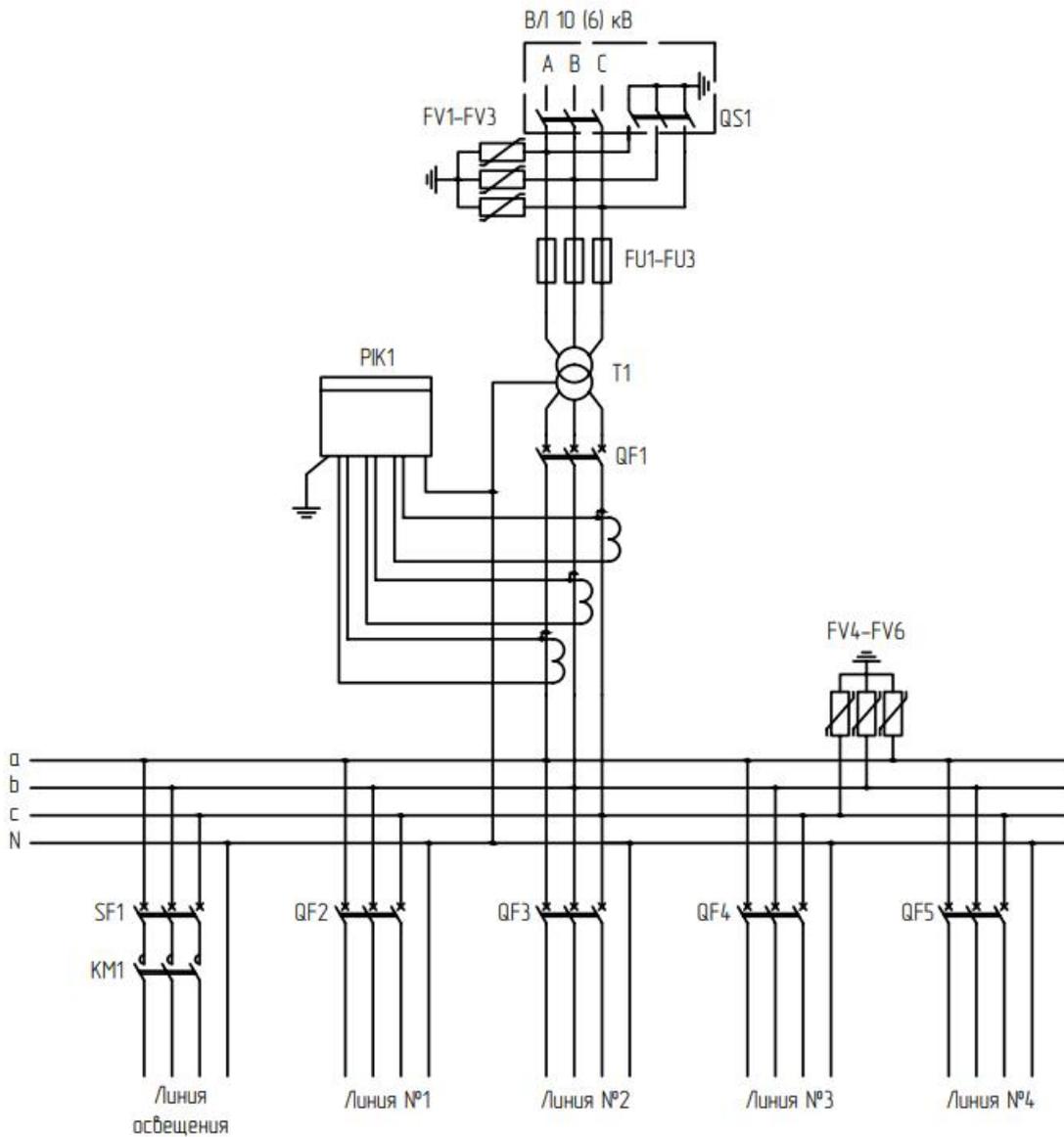


Рисунок 3 – Принципиальная электрическая схема для мачтовой КТП  
25...250/10/0,4

#### 6.4 Определение потерь мощности в трансформаторах трансформаторных подстанций

Потери активной мощности в трансформаторе, кВт, определяются по формуле [5]:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} + K_3^2 \Delta P_{кз}, \quad (30)$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт, принимаются из каталожных данных;

$\Delta P_{кз}$  – потери в меди трансформатора, кВт, принимаются из каталожных данных.

Потери реактивной мощности в трансформаторе, квар, определяются по формуле:

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_{xx} + K_3^2 \Delta Q_{кз}, \quad (31)$$

где  $\Delta Q_{xx}$  – потери реактивной мощности холостого хода трансформатора, квар;

$\Delta Q_{кз}$  – потери реактивной мощности в меди трансформатора, квар.

Потери реактивной мощности холостого хода трансформатора, квар:

$$\Delta Q_{xx} = S_{Тном} \frac{I_{xx}}{100}, \quad (32)$$

где  $I_{xx}$  – ток холостого хода, %, принимается из каталожных данных.

Потери реактивной мощности в меди трансформатора, квар:

$$\Delta Q_{кз} = S_{Тном} \frac{U_{к\%}}{100}, \quad (33)$$

где  $U_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания, %, принимается из каталожных данных.

Технические характеристики трансформаторов, принятого к установке и установленных, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические характеристики трансформаторов

Тип	$S_{Тном}$ , кВА	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_{к\%}$ , %
ТЛС-250	250	10,8	3,22	0,6	6
ТМ-250	250	0,56	3,7	1,7	4,5
ТМ-400	400	0,8	5,5	1,6	4,5
ТМГ-160	160	0,4	2,8	0,5	4,5

ТМГ-250	250	0,5	3,6	0,5	4,5
ТМГ-400	400	0,8	6,1	0,5	4,5
ТМГ-630	630	1,1	8,4	0,5	5,5

Для примера определим потери мощности в трансформаторе ТП 128.

Потери активной мощности в трансформаторе ТП 128, кВт:

$$\Delta P_{TP} = 10,8 + 0,868^2 \cdot 3,22 = 13,226$$

Потери реактивной мощности холостого хода трансформатора ТП 128, квар:

$$\Delta Q_{xx} = 250 \frac{0,6}{100} = 1,5$$

Потери реактивной мощности в меди трансформатора ТП 128, квар:

$$\Delta Q_{кз} = 250 \frac{6}{100} = 15$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе ТП 128, квар:

$$\Delta Q_{TP} = 1,5 + 0,868^2 \cdot 15 = 12,801$$

Потери мощности в трансформаторах остальных ТП рассчитываются аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета потерь мощности в трансформаторах ТП

ТП	$\Delta P_{TP}$ , кВт	$\Delta Q_{xx}$ , квар	$\Delta Q_{кз}$ , квар	$\Delta Q_{TP}$ , квар
122	5,255	6,4	18	20,980
123	3,557	4,25	11,25	13,363
124	3,416	1,25	11,25	10,363
125	3,214	4,25	11,25	12,321
126	4,296	2	18	12,315

127	2,434	1,25	11,25	7,295
128	13,226	1,5	15	12,801
129	11,595	1,5	15	5,205
130	2,664	4,25	11,25	10,646
131	13,209	1,5	15	12,723
132	5,790	2	18	14,044
133	4,991	6,4	18	16,852
134	5,255	6,4	18	20,980
134/1	11,647	1,5	15	5,448
136	5,741	2	18	16,580
137	5,741	2	18	16,580
138	2,668	0,8	7,2	6,632
140	7,904	3,15	34,65	31,217

## 7 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ

### 7.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций

Активная, кВт, и реактивная, квар, нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН, определяется по формулам:

$$P_{ТП.ВН} = P_{ТП} + \Delta P_{ТР}, Q_{ТП.ВН} = Q_{ТП} + \Delta Q_{ТР} \quad (34)$$

Полная нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН, кВА, определяется по формулам:

$$S_{ТП.ВН} = \sqrt{P_{ТП.ВН}^2 + Q_{ТП.ВН}^2} \quad (35)$$

Результаты расчета электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

ТП	$P_{ТП}$ , кВт	$\Delta P_{ТР}$ , кВт	$Q_{ТП}$ , квар	$\Delta Q_{ТР}$ , квар	$P_{ТП.ВН}$ , кВт	$Q_{ТП.ВН}$ , квар	$S_{ТП.ВН}$ , кВА
122	360	5,255	172,8	20,980	365,255	193,78	413,475
123	225	3,557	108	13,363	228,557	121,363	258,780
124	225	3,416	108	10,363	228,416	118,363	257,262
125	193,491	3,214	86,146	12,321	196,705	98,467	219,974
126	202,503	4,296	92,455	12,315	206,799	104,77	231,824
127	161,180	2,434	86,999	7,295	163,614	94,294	188,841
128	189,172	11,749	106,499	5,923	200,921	112,422	230,235
129	184,763	11,595	73,021	5,205	196,358	78,226	211,366
130	170,286	2,664	80,921	10,646	172,95	91,567	195,694
131	214,993	13,209	109,610	12,723	228,202	122,333	258,924
132	299,485	5,790	131,574	14,044	305,275	145,618	338,227
133	242,879	4,991	105,200	16,852	247,87	122,052	276,290
134	360	5,255	172,8	20,980	365,255	193,78	413,475
134/1	186,832	11,647	84,518	5,448	198,479	89,966	217,917
136	360	5,741	172,8	16,580	365,741	189,38	411,863
137	360	5,741	172,8	16,580	365,741	189,38	411,863

138	144	2,668	69,12	6,632	146,668	75,752	165,075
140	604,8	7,904	175,392	31,217	612,704	206,609	646,601
Сумма					4795,51	2348,122	

## 7.2 Расчет электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Электрические нагрузки распределительных линий 10 кВ определяются путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент одновременности:

$$P_{p.l.10кВ} = \kappa_o P_{ТП.ВН}, Q_{p.l.10кВ} = \kappa_o Q_{ТП.ВН}, \quad (36)$$

где  $\kappa_o = 0,7$  – коэффициент одновременности, принимаемый по таблице 4.2 [2] для восемнадцати ТП.

Расчетная активная мощность распределительных линий 10 кВ, кВт:

$$P_{p.l.10кВ} = 0,7 \cdot 4795,51 = 3356,857$$

Расчетная реактивная мощность распределительных линий 10 кВ, квар:

$$Q_{p.l.10кВ} = 0,7 \cdot 2348,122 = 1643,685$$

Расчетная полная мощность распределительных линий 10 кВ, кВА:

$$S_{ТП.ВН} = \sqrt{P_{p.l.10кВ}^2 + Q_{p.l.10кВ}^2} \quad (37)$$

$$S_{ТП.ВН} = \sqrt{3356,857^2 + 1643,685^2} = 3737,672$$

## 7.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Питание потребительских ТП в целях резервирования и в связи с наличием потребителей II категории по надежности выполнено по петлевой схеме соединения.

Петлевая схема распределительной сети 10 кВ для однотрансформаторных ТП приведена на рисунке 4.

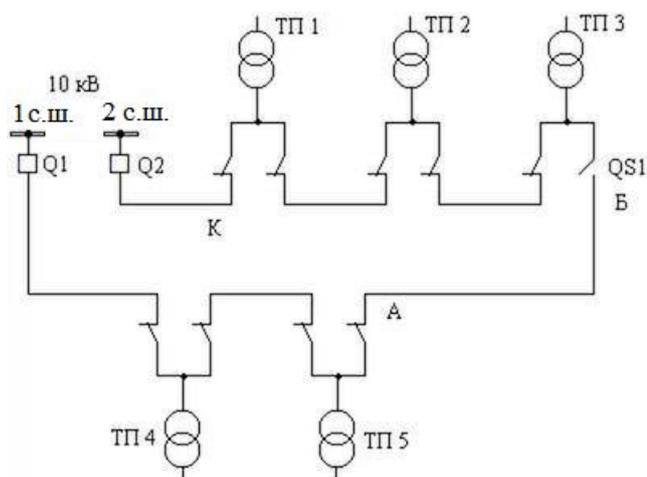


Рисунок 4 – Петлевая схема распределительной сети 10 кВ для однотрансформаторных ТП

Предлагается два варианта конфигурации сети 10 кВ. Они представлены на рисунках 5 и 6 соответственно.

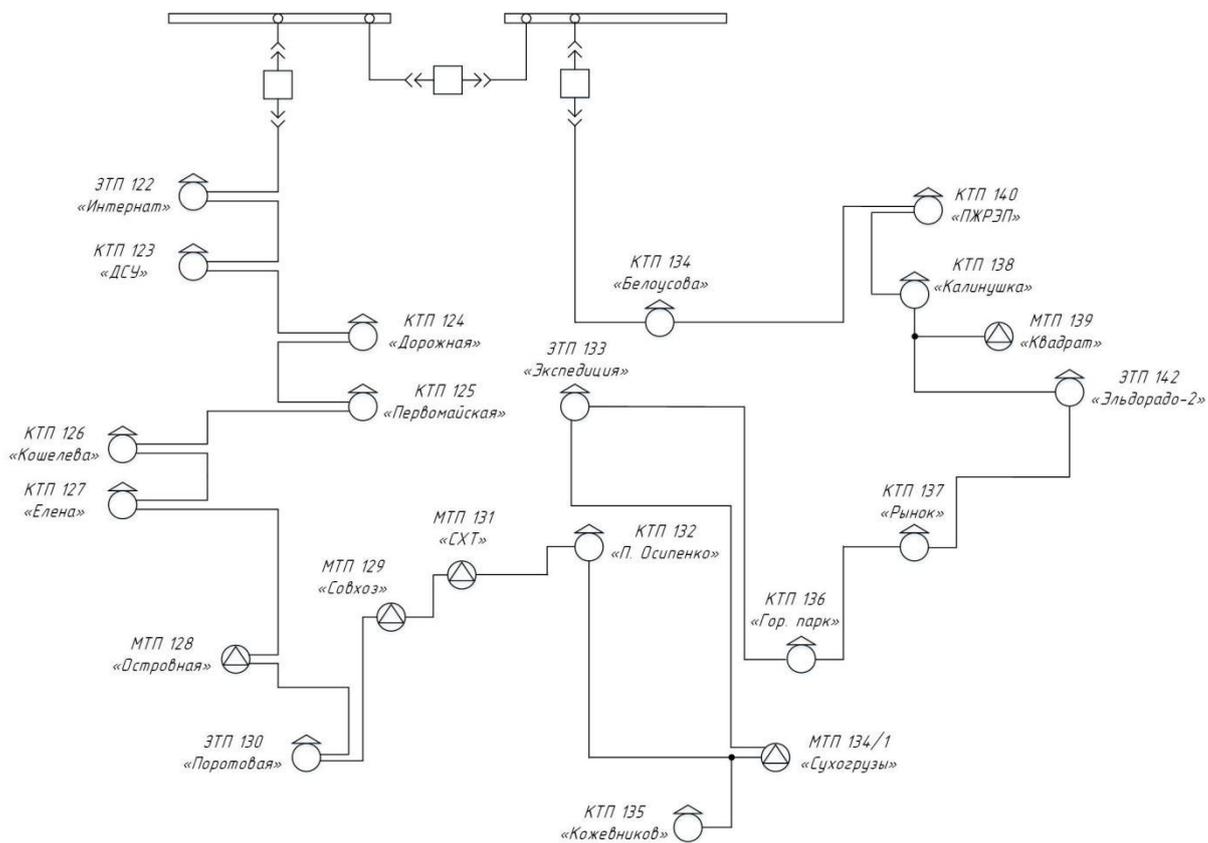


Рисунок 5 – Первый вариант конфигурации сети 10 кВ

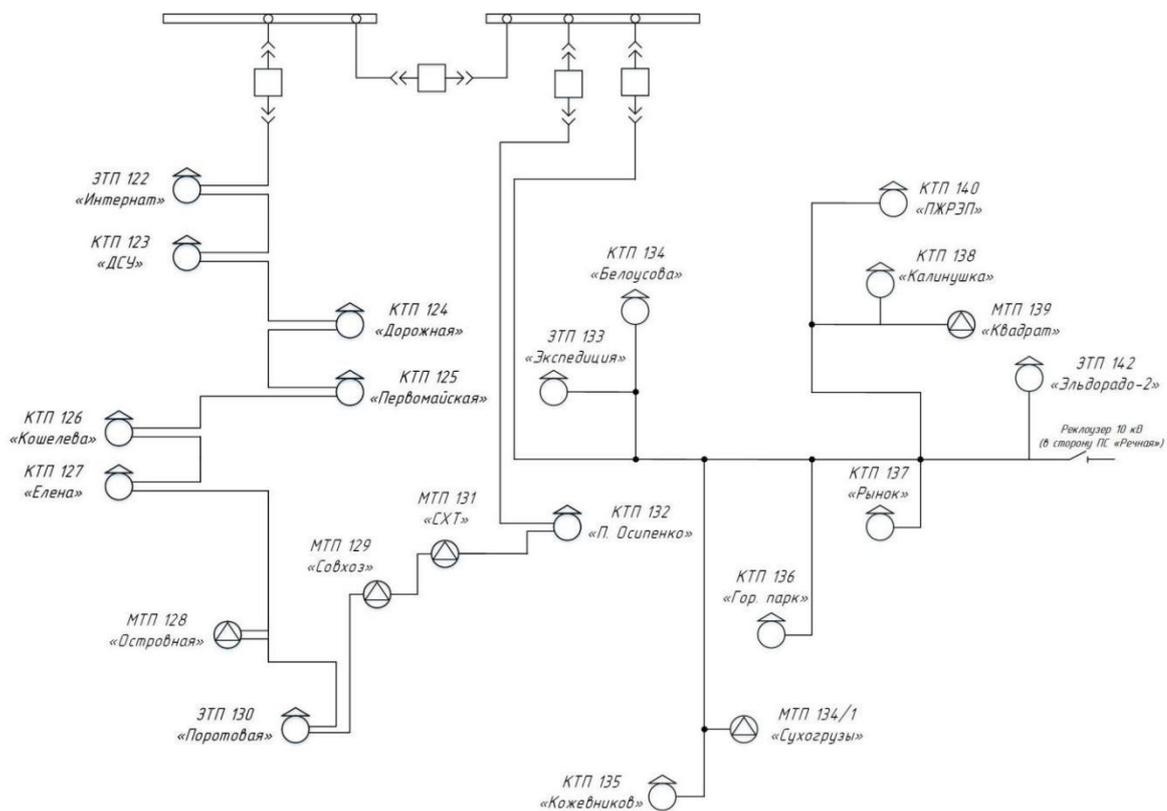


Рисунок 6 – Второй вариант конфигурации сети 10 кВ

Посредством расчета длины линий 10 кВ к установке принимается первый вариант, как имеющий меньшую протяженность трассы, так как большая длина линии, повторяющаяся трижды (петля и магистраль до ТП 132) вызовет увеличение потери напряжения на данном участке, что приведет к необходимости увеличения сечения провода и, соответственно, к увеличению капитальных вложений в строительство линии.

#### 7.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Для выбора сечений распределительной сети 10 кВ необходимо рассчитать потокораспределение.

Схема для расчета потокораспределения в нормальном режиме представлена на рисунке 7.

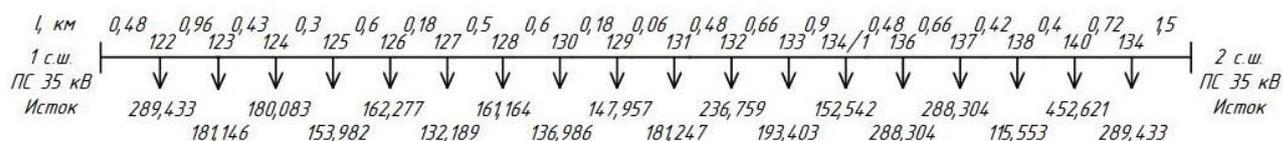


Рисунок 7 – Схема для расчета потокораспределения в нормальном режиме

Для нормального режима поток мощности на головном участке, кВА, определяется по следующей формуле:

$$S_{з.у.} = \frac{S l}{l}, \quad (38)$$

где  $l$  – расстояние от данной ТП до конца схемы;

$\Sigma l$  – суммарная длина линии 10 кВ.

Поток мощности на головном участке 1 с.ш. ПС – ТП 122 по данной формуле равен 481,703 кВА. Результаты расчета потоков мощности в нормальном режиме приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета потоков мощности в сети 10 кВ в нормальном режиме

Участок сети	S, кВА
1 с.ш. ПС-122	481,703
122-123	192,270
123-124	11,124
124-125	-168,959
125-126	-322,941
126-127	-485,218
127-128	-617,407
128-130	-778,571
130-129	-915,557
129-131	-1063,514
131-132	-1244,760
132-133	-1481,519
133-134/1	-1674,922
134/1-136	-1827,464
136-137	-2115,768
137-138	-2404,073
138-140	-2519,625
140-134	-2972,246
134-2 с.ш. ПС	-3261,679

Точка потоко раздела находится на ТП 124.

Выбор сечений распределительной сети 10 кВ производится аналогично выбору сечений распределительной сети 0,4 кВ.

Расчетный ток нагрузки, А, определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{уч}}{\sqrt{3} U_{ном}} \quad (39)$$

По расчетному току нагрузки выбирается сечение провода, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный.

К установке принимается провод с ближайшим большим длительно допустимым током [7]:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \quad (40)$$

где  $I_{дл.доп}$  – длительно допустимый по условиям нагрева ток провода.

К установке принимается самонесущий изолированный провод марки СИП-3.

Выбор сечения проводов производится по таблице 10 ГОСТ 31946-2012 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия» [1].

Расчетный ток нагрузки для головного участка 1 с.ш. ПС – ТП 122, А:

$$I_p = \frac{481,703}{\sqrt{3} \cdot 10} = 27,811$$

К установке принимается провод сечением 35 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 200 А.

Расчетные токи для остальных участков линии рассчитываются аналогично. Результаты выбора сечений проводов приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты выбора сечений проводов для сети 10 кВ

Участок	$I_p$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>
1 с.ш. ПС-122	27,811	200	35
122-123	11,101	200	35
123-124	5,642	200	35
124-125	9,755	200	35
125-126	18,645	200	35
126-127	28,014	200	35
127-128	35,646	200	35
128-130	44,951	200	35
130-129	52,860	200	35
129-131	61,402	200	35
131-132	71,866	200	35
132-133	85,536	200	35
133-134/1	96,702	200	35
134/1-136	105,509	200	35
136-137	122,154	200	35

137-138	138,799	200	35
138-140	145,471	200	35
140-134	171,603	200	35
134-2 с.ш. ПС	188,313	200	35

Проверка выбранных сечений осуществляется по допустимой токовой нагрузке в послеаварийном режиме. В случае с петлевой схемой послеаварийным режимом является отключение одного из головных участков. При этом перетоки мощности считаются от конца схемы к оставшемуся в работе головному участку. Схемы для расчета потокораспределения в послеаварийном режиме представлены на рисунке 8

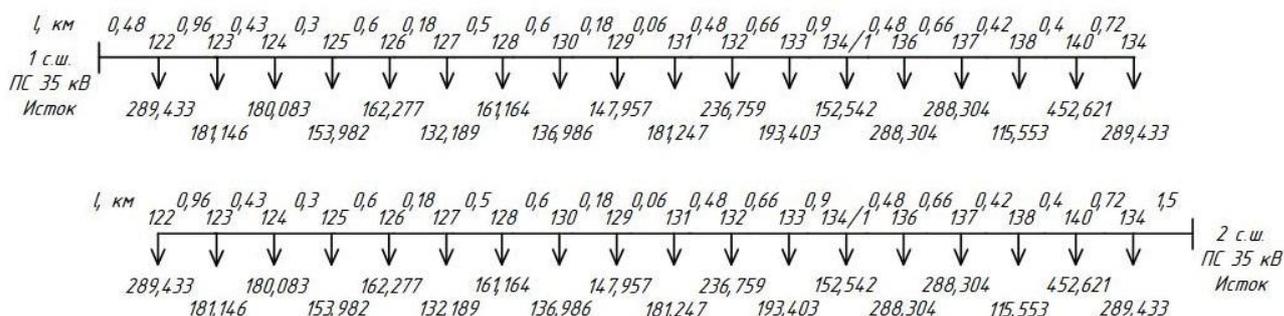


Рисунок 8 – Схемы для расчета потокораспределения в послеаварийном режиме

Результаты расчета перетоков мощности в послеаварийном режиме представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты расчета перетоков мощности в послеаварийном режиме

Участок	S, кВА	
	При отключении участка 134-2 с.ш. ПС	При отключении участка 1 с.ш. ПС-122
1 с.ш. ПС-122	3743,382	0

122-123	3453,949	289,433
123-124	3272,803	470,579
124-125	3092,720	650,662
125-126	2938,738	804,644
126-127	2776,461	966,921
127-128	2644,272	1099,110
128-130	2483,108	1260,274
130-129	2346,122	1397,260
129-131	2198,165	1545,217
131-132	2016,919	1726,463
132-133	1780,160	1963,222
133-134/1	1586,757	2156,625
134/1-136	1434,215	2309,167
136-137	1145,911	2597,471
137-138	857,607	2885,775
138-140	742,054	3001,328
140-134	289,433	3453,949
134-2 с.ш. ПС	0	3743,382

Результаты выбора сечений проводов для послеаварийного режима приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты выбора сечений проводов сети 10 кВ для послеаварийного режима

При отключении участка 134-2 с.ш. ПС				При отключении участка 1 с.ш. ПС-122			
Участок	$I_p$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	F, мм <sup>2</sup>	Участок	$I_p$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	F, мм <sup>2</sup>
1 с.ш. ПС-122	216,124	245	50	122-123	—	—	—
122-123	199,414	200	35	123-124	16,710	200	35
123-124	188,955	200	35	124-125	27,169	200	35
124-125	178,558	200	35	125-126	37,566	200	35
125-126	169,668	200	35	126-127	46,456	200	35
126-127	160,299	200	35	127-128	55,825	200	35
127-128	152,667	200	35	128-130	63,457	200	35
128-130	143,362	200	35	130-129	72,762	200	35
130-129	135,453	200	35	129-131	80,671	200	35
129-131	126,911	200	35	131-132	89,213	200	35
131-132	116,447	200	35	132-133	99,677	200	35
132-133	102,778	200	35	133-134/1	113,347	200	35
133-134/1	91,611	200	35	134/1-136	124,513	200	35

134/1-136	82,804	200	35	136-137	133,320	200	35
136-137	66,159	200	35	137-138	149,965	200	35
137-138	49,514	200	35	138-140	166,610	200	35
138-140	42,842	200	35	140-134	173,282	200	35
140-134	16,710	200	35	134-2 с.ш. ПС	199,414	200	35
134-2 с.ш. ПС	—	—	—		216,124	245	50

По результатам проверки сечения проводов на головных участках сети 1 с.ш. ПС-122 и 134-2 с.ш. ПС требуют увеличения. Итоговые результаты выбора сечений проводов для сети 10 кВ представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Итоговые результаты выбора сечений проводов для сети 10 кВ

Участок	F, мм <sup>2</sup>
1 с.ш. ПС-122	50
122-123	35
123-124	35
124-125	35
125-126	35
126-127	35
127-128	35
128-130	35
130-129	35
129-131	35
131-132	35
132-133	35
133-134/1	35
134/1-136	35
136-137	35
137-138	35
138-140	35
140-134	35
134-2 с.ш. ПС	50

## 7.5 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения

Проводники, выбранные по нагреву допустимым длительным током, должны быть проверены по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в кабельной или воздушной линиях электропередачи, В, рассчитывается по формуле (23), где коэффициент мощности для линий 10 кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 [5].

Для участка 131-132:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 71,866 \cdot 480 \cdot 0,92}{32 \cdot 35} = 49,079$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{49,079 \cdot 100}{10000} = 0,491\% < 10\%$$

В соответствии с ПУЭ допустимая потеря напряжения в ВЛ составляет 10%. Условие по допустимой потере напряжения выполняется.

Потеря напряжения для остальных участков сети 10 кВ рассчитывается аналогично. Результаты расчета представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты расчета потери напряжения в сети 10 кВ

Участок	I <sub>p</sub> , А	l, м	F, мм <sup>2</sup>	ΔU, В	ΔU, %
1 с.ш. ПС-122	27,811	480	50	9,496	0,095
122-123	11,101	960	35	7,581	0,076
123-124	5,642	430	35	1,726	0,017
124-125	9,755	300	35	2,082	0,021
125-126	18,645	600	35	11,141	0,111
126-127	28,014	180	35	5,022	0,050
127-128	35,646	500	35	17,750	0,178
128-130	44,951	600	35	26,861	0,269
130-129	52,860	180	35	13,537	0,135
129-131	61,402	60	35	5,242	0,052
131-132	71,866	480	35	49,079	0,491
132-133	85,536	660	35	80,320	0,803

133-134/1	96,702	900	35	123,825	1,238
134/1-136	105,509	480	35	72,055	0,721
136-137	122,154	660	35	80,293	0,803
137-138	138,799	420	35	58,058	0,581
138-140	145,471	400	35	41,394	0,414
140-134	171,603	720	35	87,894	0,879
134-2 с.ш. ПС	188,313	1500	50	200,943	2,009

Условие по допустимой потере напряжения выполняется для всех участков сети.

### 7.6 Регулирование напряжения в городских электрических сетях

В соответствии с принципом встречного регулирования на ИП необходимо поддержание напряжения не менее 1,05 от номинального значения. Таким образом напряжение на ИП поддерживается на уровне 10,5 кВ. В таком случае напряжение на удаленных ТП, кВ, составляет:

$$U_{ТП} = (10,5 - \frac{\Delta U}{100} 10,5) \quad (41)$$

Для участка 131-132:

$$U_{ТП} = (10,5 - \frac{48,283}{100} 10,5) = 5,43$$

Для остальных ТП напряжение рассчитывается аналогично. Результаты расчета представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты расчета напряжения на ТП

Участок	U <sub>ТП</sub> , кВ
1 с.ш. ПС-122	7,503
122-123	7,704
123-124	8,319
124-125	8,281
125-126	7,330
126-127	7,973

127-128	8,636
128-130	7,680
130-129	7,079
129-131	7,950
131-132	5,347
132-133	2,066
133-134/1	2,502
134/1-136	2,934
136-137	2,069
137-138	4,404
138-140	6,154
140-134	1,271
134-2 с.ш. ПС	8,599

По результатам расчетов видно, что отклонение напряжения на удаленных ТП не ниже 9 кВ (10% от номинального значения). Регулирование напряжения не требуется.

В целях сезонного регулирования на трансформаторах заводского исполнения предусмотрены и при необходимости могут быть задействованы устройства ПБВ.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Цель расчета токов КЗ – получение данных для выбора электрических аппаратов и устройств релейной защиты. Расчет проводится для участка сети, на котором расположены реконструируемые трансформаторные подстанции.

### 8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Схема расположения расчетных точек для токов КЗ на рассматриваемом участке сети представлена на рисунке 9.

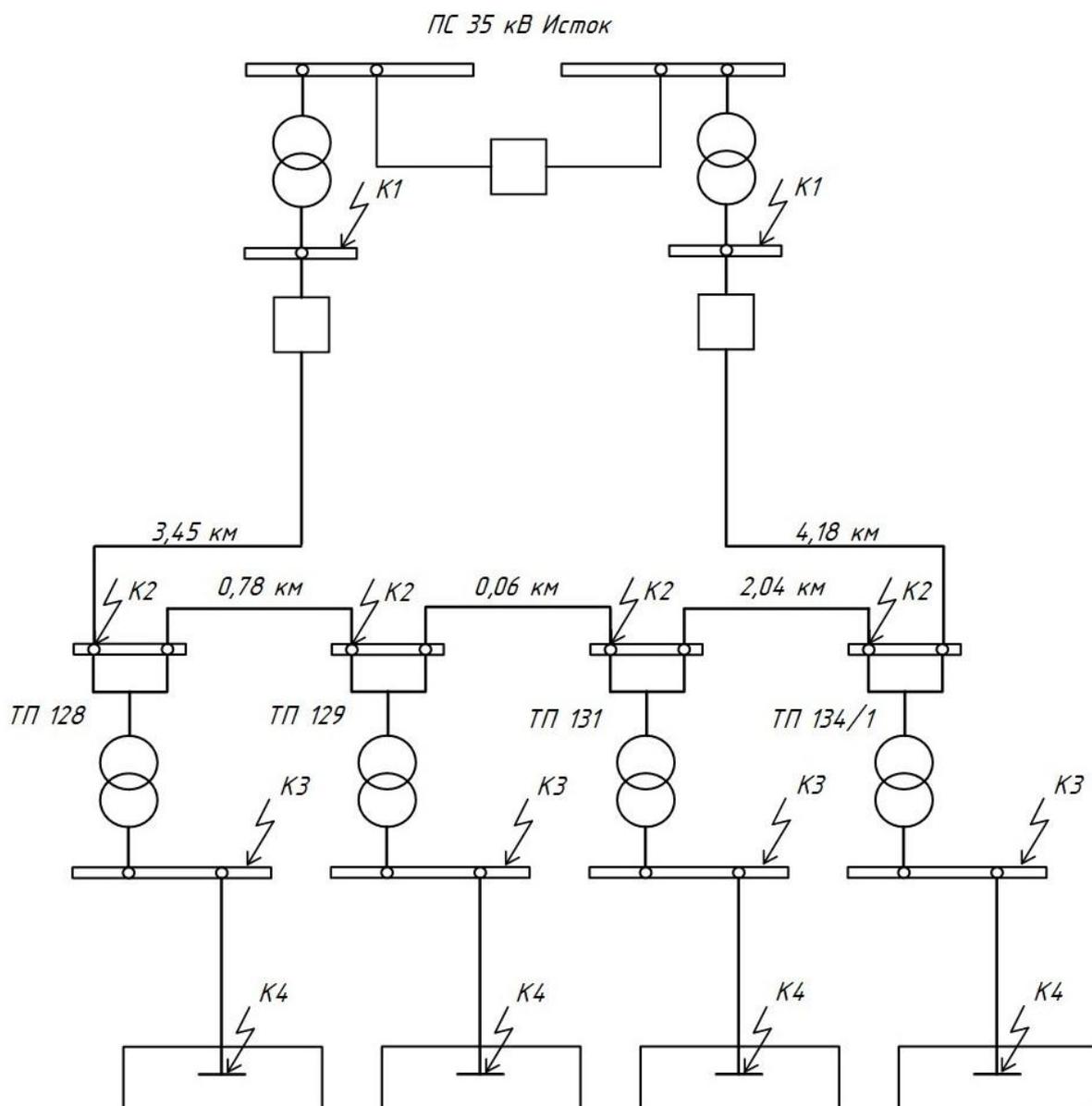


Рисунок 9 – Расчетная схема для определения токов КЗ

Схема замещения для определения токов КЗ в сети 10 кВ представлена на рисунке 10.

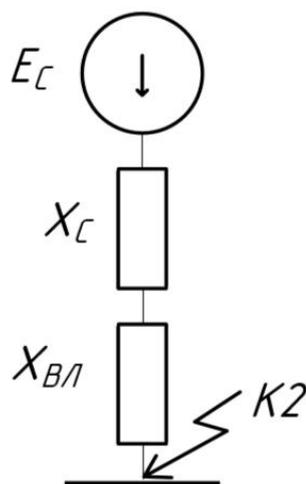


Рисунок 10 – Схема замещения сети 10 кВ

Ток трехфазного короткого замыкания, кА, определяется по формуле [5]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \sqrt{(\sum x_{\text{л}} + x_{\text{с}})^2 + \sum r_{\text{л}}^2}}, \quad (42)$$

где за основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{осн} = 1,05 U_{ном}$ ;

$r_{\text{л}}$  – активное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом/км:

$$r_{\text{л}} = r_{уд} l, \quad (43)$$

где  $r_{уд} = 0,868$  Ом/км для СИП-3 1x35,  $r_{уд} = 0,641$  Ом/км для СИП-3 1x50;

$l$  – длина линии, км;

$x_l$  – реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания,  
Ом/км:

$$x_l = x_{уд} l, \quad (44)$$

где  $x_{уд} = 0,278$  Ом/км для СИП-3 1x35,  $x_{уд} = 0,299$  Ом/км для СИП-3 1x50;

$x_c$  – реактивное сопротивление системы, Ом:

$$x_c = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} I_p} \quad (45)$$

Для определения апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания, с:

$$T_a = \frac{\Sigma x_l + x_c}{\Sigma r_l \omega}, \quad (46)$$

где  $\omega = 314$  рад/с.

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}} \quad (47)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{уд} = K_{уд} \sqrt{2} I_{\kappa}^{(3)} \quad (48)$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА, определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\kappa}^{(3)} \quad (49)$$

Для схемы, представленной на рисунке 9, рассчитаем для примера токи КЗ в части сети 10 кВ, подключенной к ТП 128. Расчет ведется для случая большего тока КЗ при условии меньшей длины линий от первой секции шин ПС 35 кВ Исток.

Активное и индуктивное сопротивления линии, Ом:

$$r_{\text{л}} = 0,641 \cdot 0,48 + 0,868 \cdot 2,97 = 2,886$$

$$x_{\text{л}} = 0,299 \cdot 0,48 + 0,278 \cdot 2,97 = 0,969$$

Сопротивление системы, Ом:

$$x_{\text{с}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 27,811} = 0,218$$

Ток трехфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,969 + 0,218)^2 + 2,886^2}} = 4,093$$

Постоянная затухания, с:

$$T_a = \frac{0,969 + 0,218}{2,886 \cdot 314} = 0,0013$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0013}} = 1,0005$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = 1,0005 \sqrt{2} \cdot 4,093 = 5,791$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,093 = 3,544$$

Токи КЗ для остальных участков сети 10 кВ считаются аналогично. Результаты расчета токов КЗ в сети 10 кВ представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты расчета токов КЗ в сети 10 кВ

ТП	l, км	$\Sigma r$ , Ом	$\Sigma x$ , Ом	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$T_a$ , с	$K_{уд}$	$i_{уд}$ , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА
128	0,48+2,97	2,886	0,969	4,093	0,0013	1,0005	5,791	3,544
129	0,48+3,75	3,563	1,186	4,008	0,0013	1,0005	5,671	3,471
131	0,48+3,81	3,615	1,203	3,915	0,0013	1,0005	5,539	3,39
ТП 134/1	0,48+5,85	5,385	1,77	2,994	0,0012	1,0002	4,236	2,593

## 8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Для схемы, представленной на рисунке 9, рассчитаем в качестве примера токи в сети 0,4 кВ для ТП 128.

Схема замещения для определения токов КЗ в сети 0,4 кВ представлена на рисунке 11.

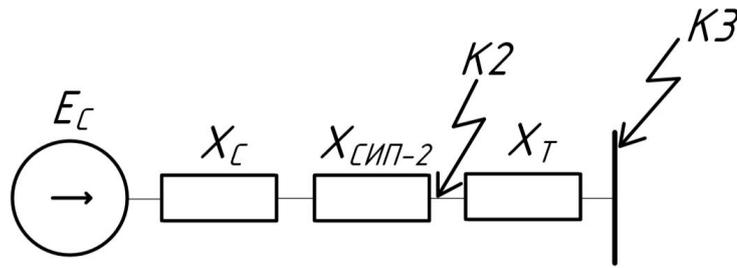


Рисунок 11 – Схема замещения сети 0,4 кВ

Ток трехфазного КЗ в сети 0,4 кВ определяется по формулам (47), (50-54).

Сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, мОм:

$$X_C = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} I_{K3}^{(3)} U_{BH}} \quad (50)$$

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} 4,093 10500} = 2,149$$

Параметры схемы замещения, мОм:

$$r_T = \frac{U_{НОМ}^2 \Delta P_{K3}}{S_{ТНОМ}^2} 10^6; \quad (51)$$

$$r_T = \frac{0,4^2 3,22}{250^2} 10^6 = 8,243$$

$$x_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \Delta P_{K3}}{S_{ТНОМ}}\right)^2} \frac{U_{HH}^2}{S_{ТНОМ}} 10^4; \quad (52)$$

$$x_T = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 3,22}{250}\right)^2} \frac{0,4^2}{250} 10^4 = 27,595$$

Расчет однофазного КЗ проводится методом симметричных составляющих.

При питании электроустановки от системы через понижающий трансформатор начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ, кА, рассчитывается по формуле:

$$I_{II0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{осн}}{\sqrt{(2 r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2 x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (53)$$

где  $r_{1\Sigma}$ ,  $x_{1\Sigma}$  – активное и индуктивное суммарные сопротивления прямой последовательности относительно точки КЗ, мОм:

$$r_{K3} = r_{СИП-2} + r_T, \quad (54)$$

$$x_{K3} = x_{СИП-2} + x_T, \quad (55)$$

$r_{0\Sigma}$ ,  $x_{0\Sigma}$  – активное и индуктивное суммарные сопротивления нулевой последовательности относительно точки КЗ, мОм:

$$r_{0\Sigma} = r_{СИП-2} + r_{0T}, \quad (56)$$

$$x_{0\Sigma} = x_{СИП-2} + x_{0T}, \quad (57)$$

где  $r_{СИП-2}$ ,  $x_{СИП-2}$  – активное и индуктивное сопротивления провода СИП-2, определяемые по формулам (48), (49);

$r_{0T}$ ,  $x_{0T}$  – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора.

Активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности трансформаторов принимаются равными активному и индуктивному сопротивлению прямой последовательности трансформаторов, следовательно, суммарные сопротивления нулевой последовательности равны суммарным сопротивлениям прямой последовательности.

Для примера рассчитаем токи КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 129.

Для провода СИП2 3x95 + 1x95:  $r_{уд.СИП-2} = 0,411$  мОм/км,  $x_{уд.СИП-2} = 0,076$  мОм/км.

Активное и индуктивное сопротивления контура КЗ, мОм:

$$r_{кз} = 0,411 \cdot 0,17 + 8,243 = 8,313$$

$$x_{кз} = 0,076 \cdot 0,17 + 27,595 = 27,608$$

Ток трехфазного короткого замыкания, кА:

$$I_k^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(27,608 + 0,218)^2 + 8,313^2}} = 7,952$$

Постоянная затухания, с:

$$T_a = \frac{27,608}{8,313 \cdot 314} = 0,011$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{y0} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,011}} = 1,403$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = 1,403 \sqrt{2} 7,952 = 15,778$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ, кА:

$$I_{II0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} 400}{\sqrt{(2 \cdot 8,313 + 8,313)^2 + (2 \cdot 27,608 + 27,608)^2}} = 8,01$$

Токи КЗ в сети 0,4 кВ для остальных ТП считаются аналогично для каждого фидера. Результаты расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	Фидер	гкз, МОм	хкз, МОм	$I_k^{(3)}$ , кА	$T_a$ , с	$K_{уд}$	$i_{уд}$ , кА	$I_{II0}^{(1)}$ , кА
128	1	8,379	27,620	7,944	0,010	1,387	15,581	8,001
	2	8,338	27,612	7,949	0,011	1,389	15,610	8,007
	3	8,284	27,603	7,956	0,011	1,391	15,648	8,013
129	5	8,313	27,608	7,952	0,011	1,403	15,778	8,01
131	1	8,292	27,604	7,955	0,011	1,390	15,643	8,012
	2	8,276	27,601	7,957	0,011	1,391	15,654	8,015
	3	8,292	27,604	7,955	0,011	1,390	15,643	8,012
	4	8,292	27,604	7,955	0,011	1,390	15,643	8,012
	5	8,350	27,615	7,947	0,011	1,388	15,601	8,005
134/1	2	8,395	27,623	7,942	0,01	1,386	15,569	7,999
	3	8,358	27,616	7,946	0,011	1,388	15,595	8,004
	4	8,358	27,616	7,946	0,011	1,388	15,595	8,004

Рассчитаем токи КЗ на ВРУ наиболее удаленного потребителя, подключенного к ТП 129.

Схема замещения для определения токов КЗ на вводе 0,4 кВ представлена на рисунке 12.

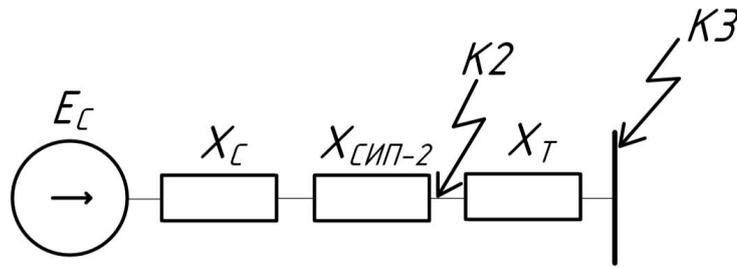


Рисунок 12 – Схема замещения ввода 0,4 кВ

Расчет проводится по формулам, аналогичным (57-61).

$$r_{K3} = r_{0\Sigma} = r_k + r_{СИП-4}, \quad (58)$$

$$x_{K3} = x_{0\Sigma} = x_{СИП-4}, \quad (59)$$

где  $r_k = 0,1$  мОм по [3, п. 2.6] – сопротивление контактов [8];

Для провода СИП4 4x16:  $r_{уд.СИП-4} = 0,91$  мОм/км,  $x_{уд.СИП-2} = 0,082$  мОм/км.

Активное и индуктивное сопротивления контура КЗ, мОм:

$$r_{K3} = 1,91 \cdot 0,17 + 0,1 = 0,425$$

$$x_{K3} = 0,082 \cdot 0,17 = 0,014$$

Ток трехфазного короткого замыкания, кА:

$$I_K^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \sqrt{0,425^2 + 0,014^2}} = 0,543$$

Постоянная затухания, с:

$$T_a = \frac{0,014}{0,425 \cdot 314} = 0,0001$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0001}} = 1$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = 1 \sqrt{2} \cdot 0,543 = 0,768$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ, кА:

$$I_{\Pi 0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\sqrt{(2 \cdot 0,425 + 0,425)^2 + (2 \cdot 0,014 + 0,014)^2}} = 0,543$$

Токи КЗ на вводах 0,4 кВ для остальных наиболее удаленных потребителей ТП считаются аналогично для каждого фидера. Результаты расчета представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты расчета токов КЗ на вводах 0,4 кВ наиболее удаленных потребителей

ТП	Фидер	гкз, мОм	Хкз, мОм	I <sub>к</sub> <sup>(3)</sup> , кА	T <sub>а</sub> , с	K <sub>уд</sub>	i <sub>уд</sub> , кА	I <sub>по</sub> <sup>(1)</sup> , кА
128	1	0,730	0,027	0,316	0,0001	1	0,447	0,316
	2	0,539	0,019	0,428	0,0001	1	0,606	0,428
	3	0,291	0,008	0,794	0,0001	1	1,122	0,793
129	5	0,425	0,014	0,543	0,0001	1	0,768	0,543
131	1	0,329	0,010	0,702	0,0001	1	0,992	0,701
	2	0,253	0,007	0,914	0,0001	1	1,292	0,913
	3	0,329	0,010	0,702	0,0001	1	0,992	0,701
	4	0,329	0,010	0,702	0,0001	1	0,992	0,701
	5	0,597	0,021	0,387	0,0001	1	0,547	0,387
134/1	2	0,807	0,030	0,286	0,0001	1	0,405	0,286
	3	0,635	0,023	0,364	0,0001	1	0,514	0,364
	4	0,635	0,023	0,364	0,0001	1	0,514	0,364

### 8.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий, мм<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$F_{терм} = \frac{\sqrt{I_{к}^{(3)2} 10^6 t_{пр}}}{K_T}, \quad (60)$$

где  $I_{к}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в сети 10 кВ;

$t_{пр}$  – приведенное время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01 с) и времени отключения выключателя (0,045 с), с учетом ступени селективности 0,1 с;

$K_T = 95$  – температурный коэффициент.

Для примера проверим на воздействие токов КЗ сечение линии, подходящей к ТП 131 от ТП 129.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линии, мм<sup>2</sup>:

$$F_{терм} = \frac{\sqrt{3,915 10^6 0,155}}{95} = 8,2 < 35$$

Сечение провода выбрано верно.

Результаты проверки выбранных сечений линий 10 кВ на воздействие токов КЗ приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты проверки выбранных сечений на воздействие токов КЗ

ТП, к которой подходит линия	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$F_{терм}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{выбранное}$ , мм <sup>2</sup>
128	4,093	8,38	35
129	4,008	8,297	35
131	3,915	8,2	35
134/1	2,994	7,171	35

Сечения всех проводов выбраны верно.

## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 10.1 Выключатели нагрузки 10 кВ трансформаторных подстанций

Выключатели нагрузки устанавливаются на стороне 10 кВ ТП. Предохранитель и разъединитель, размещенные на одной раме, представляют собой выключатель нагрузки.

Для выбора предохранителей рассчитывается ток на стороне ВН ТП.

Ток на стороне ВН ТП, А:

$$I_{ВН.ТП} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (61)$$

Для примера определим ток на стороне ВН реконструируемых ТП:

$$I_{ВН.ТП} = \frac{250}{\sqrt{3} 10} = 14,434$$

К установке принимается предохранитель ПКТ-101-10-16-12,5-У3.

$$I_{ВН.ТП} < I_{ном.пр} \quad (62)$$

$$14,434 < 16$$

Условие выполняется.

Результаты выбора выключателей нагрузки 10 кВ ТП представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Результаты выбора выключателей нагрузки 10 кВ ТП

ТП	S <sub>Тном</sub> , кВА	I <sub>р</sub> , А	Предохранители для защиты трансформаторов ТП		Выключатели нагрузки	
			Тип	I <sub>ном.пр</sub> , А	Тип	I <sub>ном.в</sub> , А
128	250	14,434	ПКТ-101-10-16-12,5-У3	16	ВНА-10/400-УХЛ2	400
129	250	14,434	ПКТ-101-10-16-12,5-У3	16	ВНА-10/400-УХЛ2	400
131	250	14,434	ПКТ-101-10-16-12,5-У3	16	ВНА-10/400-УХЛ2	400
134/1	250	14,434	ПКТ-101-10-16-12,5-У3	16	ВНА-10/400-УХЛ2	400

Выключатели нагрузки проверяются по следующим условиям.

По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{кК1}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (63)$$

где  $t_{отк} = 0,055$  с – собственное время отключения выключателя.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 t_{терм}, \quad (64)$$

где  $I_{терм} = 12,5$  кА – ток термической стойкости, принимается по каталожным данным;

$t_{терм} = 1$  с – время протекания КЗ, принимается по каталожным данным.

По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq I_{дин} \quad (65)$$

Для примера выполним проверку выключателя нагрузки для ТП 128, имеющей наибольший ток КЗ.

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = 4,093^2 (0,055 + 0,0017) = 0,95$$

$$B_{Кном} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25$$

$$B_k < B_{Кном} \quad (66)$$

$$0,95 < 156,25$$

Условие выполняется.

По динамической стойкости:

$$5,791 < 51$$

Условие выполняется.

Результаты проверки выключателей нагрузки ТП представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Результаты проверки выключателей нагрузки ТП

ТП	$W_k, \text{кА}^2\text{с}$	$W_{\text{ном}}, \text{кА}^2\text{с}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$
128	0,95	156,25	5,791	51
129	0,911	156,25	5,671	51
131	0,869	156,25	5,539	51
134/1	0,508	156,25	4,236	51

Условия выполняются для всех ТП.

Условия выполняются на всех ТП.

## 10.2 Выбор автоматических выключатели 0,4 кВ трансформаторных подстанций

Расчетный ток определяет условия выбора автоматических выключателей:

$$I_{\text{ном.в}} > I_p, \quad (67)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Результаты выбора автоматических выключателей 0,4 кВ ТП представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Результаты выбора автоматических выключателей 0,4 кВ ТП

ТП	Фидер	$I_p, \text{А}$	$I_{\text{ном.в}}, \text{А}$	Тип выключателя
128	1	56,512	63	ВА04-36-63А-УХЛ3
	2	82,262	100	ВА04-36-100А-УХЛ3
	3	50,398	63	ВА04-36-63А-УХЛ3

129	5	184,763	200	BA04-36-200A-УХЛЗ
131	1	43,300	50	BA04-36-50A-УХЛЗ
	2	42,900	50	BA04-36-50A-УХЛЗ
	3	16,950	20	BA04-36-20A-УХЛЗ
	4	41,147	50	BA04-36-50A-УХЛЗ
	5	70,696	80	BA04-36-80A-УХЛЗ
134/1	2	56,100	63	BA04-36-63A-УХЛЗ
	3	73,146	80	BA04-36-80A-УХЛЗ
	4	57,586	63	BA04-36-63A-УХЛЗ

Разрушающее действие трехфазных токов КЗ и чувствительность к токам КЗ являются основными условиями проверки автоматических выключателей:

$$1,25 I_{уст.эм.расц} I_{П0}^{(1)}, \quad (68)$$

где  $I_{уст.эм.расц}$  – уставка электромагнитного расцепителя, А.

$$I_{уст.эм.расц} = \frac{I_{расц}}{k_{т.расц}}, \quad (69)$$

где  $k_{т.расц}$  – выбирается из диапазона от 1 до 10, кратность тока расцепителя подбирается так, чтобы уставка срабатывания чувствовала однофазное КЗ.

Для примера проверим выключатель BA04-36-200A-УХЛЗ на ТП 129.

По разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$I_{к}^{(3)} < I_{отк} \quad (70)$$

$$4,008 < 10$$

Условие выполняется.

По чувствительности к токам КЗ:

$$I_{уст.эм.расц} = \frac{200}{1} = 200$$

$$1,25 \cdot 200 = 250 \text{ A} < 1492 \text{ A}$$

Условие выполняется.

Результаты проверки автоматических выключателей на ТП представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты проверки автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП

№ ТП	Проверка АВ по разрушающему действию трехфазных токов КЗ		Проверка АВ по чувствительности к токам КЗ				
	$I_K^{(3)}$ , кА	$I_{отг}$ , кА	$I_{расц}$ , кА	$I_{П0}^{(1)}$ , кА	$k_{т.расц.}$	$I_{уст.эм.расц}$ , А	$1,25 \cdot I_{расц}$
ТП 128	5,738	10	0,2	1,492	1	200	250
ТП 129	2,432	10	0,2	2,328	1	200	250
ТП 130	3,421	10	0,2	1,492	1	200	250
ТП 131	3,189	10	0,2	2,328	1	200	250
ТП 134/1	4,212	10	0,2	1,492	1	200	250

### 10.3 Выбор предохранителей 0,4 кВ трансформаторных подстанций

Расчетный ток определяет условия выбора предохранителей:

$$I_p \quad I_{вст} \quad I_{ном.пр}, \quad (71)$$

где  $I_{вст}$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{ном.пр}$  – номинальный ток предохранителя.

Результаты выбора предохранителей 0,4 кВ ТП представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Результаты выбора предохранителей 0,4 кВ ТП

ТП	Фидер	$I_p, A$	$I_{вст}, A$	Тип предохранителя
128	1	56,512	63	ПН2-100
	2	82,262	100	ПН2-100
	3	50,398	63	ПН2-100
129	5	184,763	250	ПН2-250
131	1	43,300	50	ПН2-100
	2	42,900	50	ПН2-100
	3	16,950	31,5	ПН2-100
	4	41,147	50	ПН2-100
	5	70,696	80	ПН2-100
134/1	2	56,100	63	ПН2-100
	3	73,146	80	ПН2-100
	4	57,586	63	ПН2-100

Принимается 4 условия проверки предохранителей.

По согласованию с сечением проводника:

$$I_{вст} \leq 3 I_{дл.доп} \quad (72)$$

По разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк} \quad (73)$$

По чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \leq 3 I_{вст} \quad (74)$$

Результаты проверки предохранителей 0,4 кВ ТП представлены в таблице 38. Для проверки принимается наиболее удаленный потребитель, подключенный к каждой ТП.

Таблица 38 – Результаты проверки предохранителей 0,4 кВ ТП

ТП	По согласованию с сечением проводника			По разрушающему действию трехфазных токов КЗ			По чувствительности к токам КЗ		
	$I_{вст}, A$	$I_{дл.доп.}, A$	$I_{вст} < 3 \cdot I_{дл.доп}$	$I_{к}^{(3)}, кА$	$I_{отк.}, кА$	$I_{к}^{(3)} < I_{отк}$	$I_{вст.}, кА$	$I_{по}^{(1)}, кА$	$3 \cdot I_{в} < I_{по}^{(1)}$

128	63	150	63 < 450	7,944	15	7,9 < 15	0,063	8,001	0,15 < 8
	100	300	100 < 900	7,949	15	7,9 < 15	0,100	8,007	0,3 < 8
	63	150	63 < 450	7,956	15	8 < 15	0,063	8,013	0,15 < 8
129	250	350	250 < 1050	7,952	15	8 < 15	0,250	8,010	0,35 < 8
131	50	130	50 < 390	7,955	15	8 < 15	0,050	8,012	0,13 < 8
	50	130	50 < 390	7,957	15	8 < 15	0,050	8,015	0,13 < 8
	31,5	120	31,5 < 360	7,955	15	8 < 15	0,315	8,012	0,12 < 8
	50	130	50 < 390	7,955	15	8 < 15	0,050	8,012	0,13 < 8
	80	240	80 < 720	7,947	15	7,9 < 15	0,080	8,005	0,24 < 8
134/1	63	150	63 < 450	7,942	15	7,9 < 15	0,063	7,999	0,15 < 8
	80	240	80 < 720	7,946	15	7,9 < 15	0,080	8,004	0,24 < 8
	63	150	63 < 450	7,946	15	7,9 < 15	0,063	8,004	0,15 < 8

Условия выполняются для всех ТП.

По селективности:

$1,5t_m < 0,5t_b$  – для надежного обеспечения селективности;

$1,25t_m < 0,75t_b$  – при допустимости возможной неселективности,

где  $t_m$ ,  $t_b$  – время отключения тока КЗ вставок с меньшим и большим номинальными токами соответственно.

По руководству по эксплуатации предохранителей серии ПН:  $t_m = 1,35$  с,  $t_b = 1,15$  с.

Таким образом, для предохранителя с меньшим номинальным током характерно надежное обеспечение селективности, для предохранителя с большим номинальным током допустима возможная неселективность.

#### 10.4 Выбор выключателей 10 кВ

К установке в КРУ 10 кВ принимаются выключатели вакуумные внутренней установки ВВУ-СЭЦ-10.

Проверка выключателей по термической устойчивости:

$$B_k = I_k^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (75)$$

где  $t_{отк} = 0,045$  с – собственное время отключения выключателя.

$$B_K = 4,093^2 (0,045 + 0,0017) = 0,782 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{K_{ном}} = I_{терм}^2 t_{терм}, \quad (76)$$

$$B_{K_{ном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$0,782 < 1600$$

Условие выполняется.

### 10.5 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Условия выбора трансформаторов тока:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (77)$$

- по току:

$$I_{норм} \leq I_{I_{ном}}, \quad (78)$$

$$I_{max} \leq I_{I_{ном}}, \quad (79)$$

где  $I_{I_{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока,

- по термической стойкости:

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{I_{ном}})^2 \cdot t_m, \quad (80)$$

где  $K_m$  – кратность термической стойкости,

$t_m$  – время термической стойкости,

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (81)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока..

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-10.

Состав вторичной нагрузки для ТТ представлен в таблице 39.

Таблица 39 – Состав вторичной нагрузки для ТТ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	СЭТ-4р-01Т	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	СЭТ-4р-03Т	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Результаты проверки трансформатора тока представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Результаты проверки трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.мах} = 550$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,9$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 26,6$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 833$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Условия выполняются.

### 10.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (82)$$

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (83)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – вторичная нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

К установке принимается трансформатор напряжения НАМИ-10.

Мощность приборов, подключенных к ТН, представлена в таблице 41.

Таблица 41 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	14	105
Итого				137

Результаты проверки трансформатора напряжения представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 137 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Условия выполняются.

### 10.7 Выбор ограничителей перенапряжений

Преобладающими в сети 0,4-10 кВ будут коммутационные перенапряжения.

Наибольшее рабочее напряжение ОПН  $U_{н.р.ОПН}$  выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования  $U_{н.р.ОПН} = 12$ , кВ для РС напряжением 10 кВ.

Остающееся напряжение должно быть не выше  $U_{ост.} = 45$  кВ для РС напряжением 10 кВ.

Номинальный разрядный ток ОПН во всех случаях, кроме указанных ниже, принимается равным 5 кА.

К установке принимаются:

- на 0,4 кВ: ОПНп-0,4/300/0,26-0,45 УХЛ1 с универсальной клеммой для присоединения заземляющего проводника;

- на 10 кВ: ОПНп-10/11,5/1 УХЛ1 с током пропускной способности 300 А.

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 11.1 Расчет релейной защиты воздушных линий 10 кВ

В работе применяются микропорцесорные терминалы «СИРИУС-2-Л».

#### 11.1.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Токовая отсечка (для выбранного терминала – МТЗ-1) является наиболее простой разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ.

Для примера расчет ведется для участка 131-132.

Ток срабатывания защиты без выдержки времени:

$$I_{c.o.} = k_n I_i^{(3)}, \quad (84)$$

где  $k_n = 1,2$  – коэффициент надёжности;

$I_i^{(3)}$  – ток трёхфазного КЗ в конце защищаемой линии.

Ток срабатывания защиты без выдержки времени для линии 131-132:

$$I_{c.o.} = 1,2 I^{(3)}, \quad (85)$$

$$I_{c.o} = 1,2 \cdot 2 = 2,4 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности защиты линии в режиме двухфазного КЗ в точке К1 (рисунок 6):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_1^{(2)}}{I_{c.o.}} \quad 1,2, \quad (86)$$

где  $I_1^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_1^{(3)}, \quad (87)$$

$$I_I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 2,4 = 2,078 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности защиты линии в режиме двухфазного КЗ в точке К2:

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,078}{2,4} = 0,87 < 1,2$$

Так как коэффициент чувствительности меньше 1,2, определим процент длины линии, защищаемый ТО:  $1\% = 80\%$ . Поскольку линия защищена токовой отсечкой не полностью, необходимо использование МТЗ-2 с выдержкой времени.

Расчет токовой отсечки для остальных ТП проводится аналогично. Результаты расчета представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Результаты расчета токовой отсечки

Участок	$I_{\text{с.о.}}$ , кА	$I^{(2)}_1$ , кА	$k_{\text{ч}}$
128-130	2,841	2,159	0,57
130-129	2,789	2,125	0,98
129-131	2,45	2,049	0,65
131-132	2,4	2,078	0,87
132-133	2,415	1,945	0,84
133-134/1	2,226	1,351	0,93

Для всех участков необходимо использование МТЗ-2.

#### 11.1.2 Максимальная токовая защита

В работе применяются микропорцесорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени.

Для примера проводится расчет уставок максимальной токовой защиты для участка 131-132.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} = \frac{k_3 k_c}{k_B} I_{нагр}, \quad (88)$$

где  $k_3 = 1,2$  – коэффициент запаса;

$k_c = 1,5$  – коэффициент бытовой нагрузки;

$k_B = 0,85$  – коэффициент возврата.

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} 0,165 = 0,349 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ:

$$k_q = \frac{I_2^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (89)$$

где  $I_2^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания в конце участка 131-132:

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I \quad (90)$$

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 2 = 1,732 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ:

$$k_q = \frac{1,732}{0,349} = 4,96 \geq 1,5$$

Условие выполняется. Расчет МТЗ для остальных ТП проводится аналогично. Результаты расчета представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Результаты расчета МТЗ

Участок	$I_{с.з.}, \text{кА}$	$I^{(2)}, \text{кА}$	$k_{ч}$
128-130	0,349	1,732	4,96
130-129	0,312	1,645	5,272
129-131	0,645	1,489	2,316
131-132	0,165	1,261	7,165
132-133	0,615	1,615	2,626
133-134/1	0,489	1,485	3,037

Все коэффициенты чувствительности удовлетворяют условиям.

### 11.1.3 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 6-35 кВ от замыканий на землю применяется токовая защита нулевой последовательности. Условия ее выбора состоит в определении тока срабатывания защиты и определении коэффициента чувствительности.

Рассчитаем ток замыкания на землю:

$$I_{зиз} = \frac{U_2 (l_{Л1} + l_{Л2} + l_{Л3} + l_{Л4} + l_{Л5})}{350}, \quad (91)$$

$$I_{зиз} = \frac{10,5 \cdot 9,05}{350} = 0,271 \text{ кА}$$

Емкостной ток линии:

$$I_{сЛ4} = \frac{U_2 \cdot l_{Л2}}{350}, \quad (92)$$

$$I_{сЛ4} = \frac{10,5 \cdot 2,2}{350} = 0,066 \text{ кА}$$

Ток срабатывания защиты линии:

$$I_{ТНП\text{поврЛ}} = I_{\text{знз}} - I_{\text{СЛ4}}, \quad (93)$$

$$I_{ТНП\text{поврЛ}} = 0,271 - 0,066 = 0,205 \text{ кА}$$

Тогда:

$$I_{\text{с.з.Л4}} = \frac{I_{ТНП\text{поврЛ}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (94)$$

$$I_{\text{с.з.Л4}} = \frac{0,205}{1,5} = 0,137 \text{ кА}$$

## 11.2 Устройства автоматики

### 11.2.1 Устройство автоматического ввода резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении:

$$U_{\text{с.з.}} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном}}, \quad (95)$$

$$U_{\text{с.з.}} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна:

$$t_{\text{ABP}} = t_{\text{с.з.}} + \Delta t, \quad (96)$$

$$t_{\text{ABP}} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с.}$$

Снижение напряжения на резервируемом элементе из-за короткого замыкания в сети и отключение этих повреждений должны учитываться при выборе выдержки времени АВР так, чтобы устройство АВР не работало при малом по времени повреждении.

#### 11.2.2. Устройство автоматического повторного включения

Возникающие в элементах системы электроснабжения короткие замыкания могут быть как устойчивые, так и неустойчивые. В любом случае такой элемент отключается релейной защитой и электроснабжение потребителей прерывается на время, необходимое для его восстановления. Автоматическое повторное включение (АПВ) предназначено быстро восстанавливать питание потребителей при неустойчивых коротких замыканиях, а значит уменьшать или недопускать ущерб, наносимый потребителям.

Причинами неустойчивых коротких замыканий на сельских воздушных линиях могут быть гроза, ветер, вызывающий свистывание проводов, замыкания ветвями, птицами и др. случайные причины. Число неустойчивых коротких замыканий составляет 60–90% от общего числа отключений защитой, а вызванных грозой – около 60% всех неустойчивых коротких замыканий.

После отключения поврежденного элемента релейной защитой причина неустойчивого короткого замыкания самоликвидируется. Поэтому включение линии или трансформатора устройством АПВ восстанавливает нормальную работу схемы электроснабжения. Особенно велика эффективность АПВ сельских линий 10 кВ, так как они очень протяженные, проходят по открытым местностям и в результате этого часто подвергаются атмосферным воздействиям.

Статистика показывает, что устройства АПВ воздушных линий всех напряжений ежегодно имеют в среднем 60-75% успешных действий. В связи с высокой эффективностью устройств АПВ ПУЭ требуют выполнения АПВ для всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением свыше 1000 В.

Устройство «СИРИУС-2-Л» имеет функцию однократного или двукратного автоматического повторного включения. Наличие АПВ, а также количество циклов задается уставкой. Также уставками определяется время выдержки первого и второго циклов. Время восстановления АПВ составляет 120 с (2 минуты). В случае аварийного отключения в первые 30 с после командного включения выключателя линии функция АПВ будет заблокирована (блокировка АПВ при опробовании).

### 11.2.3 Устройство автоматической частотной разгрузки

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) на линии 10 кВ – это метод противоаварийной автоматики, направленный на повышение надёжности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы.

Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

Устройство «СИРИУС-2-Л» исполняет команды автоматической частотной разгрузки АЧР и последующего частотного автоматического включения ЧАПВ от внешних устройств.

Устройство может работать в двух режимах ЧАПВ – «внутреннем» и «внешнем». При «внешнем» ЧАПВ включение линии после АЧР произойдет после подачи внешнего сигнала на дискретный вход ЧАПВ, а при «внутреннем» – после снятия сигнала АЧР.

Для исключения большой нагрузки на аккумуляторную батарею при одновременном включении нескольких выключателей от ЧАПВ после АЧР в устройстве предусмотрена возможность ввода программируемого времени задержки включения после прихода сигнала ЧАПВ (снятия сигнала АЧР – при «внутреннем» ЧАПВ).

## 12 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 12.1 Заземление трансформаторных подстанций

Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали трансформатора, должно быть не более 30 Ом при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока.

Заземление ТП выполняется вертикальными и горизонтальными электродами.

Сопротивление горизонтального электрода:

$$R_2 = \frac{\rho}{2 \pi L_2} \ln \frac{2 L_2^2}{b h}, \quad (97)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м; для супеска принимается 400 Ом·м;

$b$  – ширина полосы горизонтального электрода, м;

$h$  – глубина заложения горизонтального электрода, м;

$L_2$  – длина горизонтального электрода, м.

Сопротивление вертикального электрода:

$$R_3 = \frac{\rho}{2 \pi L} \left( \ln \frac{2 L}{d} + 0,5 \ln \frac{4 T + L}{4 T - L} \right), \quad (98)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$L$  – длина вертикального электрода, м;

$d$  – диаметр вертикального электрода, м;

$T$  – заглубление – расстояние от поверхности земли до заземлителя, м;

$$T = \frac{L}{2} + t, \quad (99)$$

где  $t$  – заглубление верха электрода, м.

Полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3V} = \frac{1}{k_{исп} \sum \frac{n_i}{R_i}}, \quad (100)$$

где  $n$  – количество комплектов;

$k_{исп} = 0,7$  – коэффициент использования.

Рассчитаем сопротивление заземляющего устройства для МТП.

Сопротивление горизонтального электрода:

$$R_e = \frac{400}{2 \pi 11} \ln \frac{2 \cdot 11^2}{0,03 \cdot 0,5} = 56,073$$

Сопротивление вертикального электрода:

$$R_e = \frac{400}{2 \pi 5} \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,015} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot 2,5 + 5}{4 \cdot 2,5 - 5} \right) = 89,783$$

Полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3V} = \frac{1}{0,7 \left( \frac{1}{56,073} + \frac{4}{89,783} \right)} = 22,899$$

Расчетное сопротивление заземляющего устройства составляет 22,899 Ом, что меньше требуемого сопротивления заземления 30 Ом.

## 12.2 Молниезащита трансформаторных подстанций

Молниезащита мачтовых ТП осуществляется одиночным стержневым молниеотводом, прикрепляемым к стойке через изоляторы.

Так как высота молниеотвода меньше 150 м, его эффективная высота и радиус защиты на уровне земли соответственно определяются по формулам:

- для зоны А ( $p \leq 0,005$ ):

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (101)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (102)$$

- для зоны Б ( $p \leq 0,05$ ):

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (103)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (104)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, принимается равной 7 м.

Для зоны А:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 7 = 5,95 \text{ м},$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 7) \cdot 7 = 7,602 \text{ м}.$$

Для зоны Б:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 7 = 6,44 \text{ м},$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 7 = 10,5 \text{ м}.$$

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 13.1 Безопасность

13.1.1 Вредные и опасные факторы при работах по реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ

Работы по реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ, включающие в себя строительные и электромонтажные работы, сопряжены с вредными и опасными факторами, которые могут привести к травмам, заболеваниям или летальному исходу. Рассмотрим некоторые из данных факторов.

#### 13.1.1.1 Вредные факторы

Вредный фактор – фактор, воздействие которого на человека в определённых условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и/или отрицательному влиянию на здоровье потомства [1].

Во время производства работ по реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ на человека могут оказывать воздействие следующие вредные факторы.

Физические факторы:

- неблагоприятные метеорологические условия – работа при длительном воздействии высокой или низкой температуры, осадках, сильном ветре. Последствиями могут быть гипертермия (значительное накопление тепла в организме), тепловой удар, отморожение, переохлаждение, простудные заболевания;

- загазованность и запыленность воздуха – обусловлена наличием в воздухе вредных веществ (выхлопных газов, сварочного аэрозоля, пыли) в концентрациях, превышающих предельно допустимые значения. Может вызывать заболевания дыхательных путей, аллергические реакции, отравления;

- повышенный уровень шума и вибрации – при работе вблизи источников шума и вибрации с нарушениями использования средств индивидуальной защиты возможно негативное воздействие ручного инструмента или

работающего оборудования на органы слуха и нервную систему, что может привести к профессиональным заболеваниям;

- недостаточный уровень освещенности на рабочем месте. Может быть обусловлен отсутствием или неисправностью осветительных приборов при работе в помещении или работой в темное время суток на открытой местности. Последствиями могут стать ухудшение зрения и повышенный риск травматизма;

- воздействие электромагнитного поля промышленной частоты, создаваемого электрооборудованием при работе вблизи электрооборудования без использования средств защиты от ЭМП – может привести к головным болям, усталости, снижению работоспособности, нарушению функционирования нервной, сердечно-сосудистой, иммунной и эндокринной систем и возникновению их заболеваний.

Психофизиологические факторы:

- физические перегрузки – могут быть вызваны подъемом и перемещением тяжестей, работой в неудобной позе, длительным пребыванием на ногах, нарушением режима труда и отдыха. Последствиями могут быть заболевания опорно-двигательного аппарата;

- нервно-психические перегрузки – стресс, нервное напряжение, ответственность, монотонность работы. Могут стать причиной снижения концентрации внимания и ошибок в работе.

Биологические факторы включают в себя возможность контакта с насекомыми-переносчиками инфекций и ядовитыми растениями при работе на открытом воздухе. Последствиями могут быть аллергические реакции и инфекционные заболевания.

#### 13.1.1.2 Опасные факторы

Опасный фактор – фактор, воздействие которого на человека в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья или смерти [1].

Во время производства работ по реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ на человека могут оказывать воздействие следующие опасные факторы.

Физические факторы:

- электрический ток – возможность прямого или косвенного контакта рабочего с токоведущими частями, находящимися под напряжением, по причине работы рядом с ними, нарушения порядка отключения или заземления электроустановки, использования неисправного инструмента или повреждения изоляции. Может привести к травмам различной степени тяжести вплоть до летального исхода;

- электрическая дуга – возникает при КЗ, неправильном подключении, переключениях под нагрузкой или неисправностях оборудования. Может привести к ожогам и поражению органов зрения;

- работа на высоте – вследствие наличия неустойчивых или скользких поверхностей или нарушения техники безопасности при работе на опорах ЛЭП и мачтовых ТП, может произойти падение с высоты, которое может привести к травмам различной степени тяжести;

- возможность обрушения конструкций (опор ЛЭП или мачтовых ТП) – обрушение может произойти вследствие нарушения технологии строительства или воздействия неблагоприятных погодных условий и привести к травмам различной степени тяжести или летальному исходу;

- возможность получения механических травм при работе с инструментом при неправильном использовании инструмента, работе без использования средств индивидуальной защиты или работе в неблагоприятных условиях.

### 13.1.2 Мероприятия по охране труда при работах в электроустановках

#### 13.1.2.1 Организационные мероприятия

Организационные мероприятия – часть общей системы организации охраны труда.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы [6].

Работы по реконструкции должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (ППР). ППР должен содержать описание этапов и предварительных сроков выполнения работ, методов и технологий их выполнения, используемого оборудования, а также оценку и планирование материально-технических ресурсов.

Поскольку работы в рамках реконструкции системы электроснабжения являются сложными и потенциально опасными, при их проведении требуется оформление наряда-допуска – письменного задания на производство работы, определяющего содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы [6].

Перед началом работ все члены бригады должны ознакомиться с ППР, нарядом-допуском и пройти целевой инструктаж.

Одним из организационных мероприятий является проверка подготовки рабочего места – наличия установленных заземлений и отсутствия напряжения [6].

После допуска к работе непрерывно ведется контроль за соблюдением правил техники безопасности всеми членами бригады [6].

#### 13.1.2.2 Технические мероприятия

До начала работ должны быть выполнены технические мероприятия для предотвращения воздействия на работающего опасного и вредного производственного фактора на рабочем месте [6].

При подготовке рабочего места для обеспечения безопасности выполнения работ со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и (или) отсоединения;
- приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационными аппаратами вывешены запрещающие плакаты («Не включать! Работают люди», «Не включать! Работа на линии»);
- с помощью исправного указателя напряжения проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено переносное заземление (включены заземляющие ножи);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части (с помощью диэлектрических щитов, барьеров или изоляционных лент), вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты [6].

Члены бригады должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты и использовать их в процессе работы: спецодежда, каски, защитные очки или щитки, страховочные пояса (при работе на высоте), диэлектрические перчатки, диэлектрические галоши, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

После окончания работ снимаются установленные временные ограждения, переносные плакаты безопасности, флажки и заземления, двери электроустановки закрываются на замок [6].

13.1.3 Правила техники безопасности при работах в электроустановках в процессе реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ

13.1.3.1 Правила техники безопасности при работах на трансформаторных подстанциях и распределительных пунктах

Перед началом работ необходимо осмотреть оборудование и убедиться в отсутствии видимых повреждений.

Перед допуском к работам на мачтовых ТП и КТП киоскового типа независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии необходимо произвести следующие действия:

- отключение коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В;
- отключение линейного разъединителя напряжением выше 1000 В;
- наложение заземления на токоведущие части ТП [6].

Если не исключена подача напряжения 380/220 В, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления [6].

На мачтовых ТП и распределительных пунктах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей, выключателей нагрузки, шкафы напряжением выше 1000 В и щиты напряжением до 1000 В должны быть заперты на замок [6].

#### 13.1.3.2 Правила техники безопасности при работах на ВЛ 0,4-10 кВ

Работы на ВЛ выполняются с учетом специфики работ на высоте.

Работы на ВЛ 0,4-10 кВ выполняются со снятием напряжения: полным отключением и заземлением ВЛ [6].

В процессе производства работ применяются средства индивидуальной защиты от падения с высоты: предохранительные пояса и страховочные канаты.

Перед подъемом на опору должна быть обеспечена и проверена ее устойчивость и прочность [6].

Работы во время грозы, сильного тумана, сильного ветра запрещены.

#### 13.1.3.3 Правила техники безопасности при работах на КЛ 0,4 кВ

Перед началом работ на кабеле необходимо отключить и заземлить КЛ со всех сторон и установить переносные заземления.

Перед началом земляных работ необходимо точно определить местоположение действующей КЛ с помощью кабелеискательного аппарата.

Место работ по рытью котлованов, траншей или ям должно быть ограждено. На ограждении должны размещаться предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время – сигнальное освещение [6].

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ [6].

13.1.4 Правила техники безопасности при строительно-монтажных работах в процессе реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ

По прибытии персонала строительно-монтажной организации (СМО) на место проведения работ сотрудником организации, которой принадлежат электроустановки, проводится вводный и первичный инструктаж по безопасности труда с учетом местных особенностей, имеющих на выделенном участке опасных факторов [6].

Зона работ, выделенная для СМО, должна иметь ограждение, препятствующее ошибочному проникновению персонала СМО в действующую часть электроустановки [6].

Для выполнения земляных работ должна быть определена безопасная крутизна незакрепленных откосов котлованов и траншей с учетом нагрузки от строительных машин и грунта, и разработаны мероприятия по контролю и обеспечению устойчивости откосов. С целью исключения размыва грунта, образования оползней, обрушения стенок выемок в местах производства земляных работ до их начала необходимо обеспечить отвод поверхностных и подземных вод [5].

При проведении монтажных работ должна быть определена последовательность установки конструкций, обеспечена устойчивость конструкций и частей объекта в процессе сборки, определен порядок монтажа

элементов конструкции с целью исключения их обрушения в результате потери устойчивости [5].

В процессе монтажа конструкций сооружений монтажники должны находиться на ранее установленных и закрепленных конструкциях или средствах подмащивания. Навесные монтажные площадки, лестницы и другие приспособления, необходимые работникам для работы на высоте, следует устанавливать на монтируемых конструкциях до их подъема [5].

Работы подъемных сооружений, установленных на открытом воздухе, необходимо прекращать:

- при скорости ветра, превышающей предельно допустимую скорость, указанную в паспорте подъемного сооружения;

- при температуре окружающей среды ниже предельно допустимой температуры, указанной в паспорте подъемного сооружения;

- при неблагоприятных погодных условиях (снегопад, дождь, тумана), не позволяющих оператору подъемного сооружения различать сигналы стропальщика или перемещаемый груз [7].

При монтаже воздушной линии электропередачи необходимо:

- заземлять участки смонтированной линии электропередачи с расстояниями между заземлителями не более 3 км;

- располагать провода или подъемные тросы на высоте не менее 4,5 м, а в местах проезда транспорта – на высоте не менее 6 м [5].

При размотке кабеля с барабана необходимо, чтобы кабель разматывался с верхней его части. Размотка кабеля с барабана разрешается только при наличии тормозного приспособления [5].

Рабочее напряжение на вновь смонтированные электроустановки должно подаваться по решению работника из числа электротехнического персонала эксплуатирующей организации [5].

## 13.2 Экологичность

Реконструкция системы электроснабжения 0,4-10 кВ осуществляется в соответствии с требованиями статей 34-39 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [11].

Ввод в эксплуатацию объектов энергетики осуществляется при условии проведения в полном объеме мероприятий по охране окружающей среды [11].

К факторам, создаваемым объектами электросетевого комплекса и воздействующим на окружающую среду, относятся:

- электрическое поле;
- магнитное поле;
- электростатическое поле;
- электромагнитные помехи;
- шум [9].

При проектировании и строительстве объектов энергетики такие объекты должны оснащаться техническими средствами и технологиями, направленными на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия данных факторов на окружающую среду. Ввод в эксплуатацию объектов, не оснащенных соответствующими техническими средствами и технологиями запрещается [11].

Инженерно-экологические изыскания выполняются на предпроектной стадии для оценки состояния и прогноза возможных изменений окружающей среды под влиянием техногенной нагрузки электросетевого объекта с целью сохранения благоприятных условий жизни населения и предотвращения, снижения или ликвидации неблагоприятных воздействий на окружающую среду [8].

В качестве примера рассмотрим влияние шума, создаваемого трансформатором однотрансформаторной ТП, на окружающую среду и мероприятия по защите от него.

Шум – любой нежелательный звук или совокупность таких звуков [2].

В системе электроснабжения после реконструкции трансформаторные подстанции оснащены трансформаторами, имеющими следующие системы охлаждения:

- естественное воздушное охлаждение;
- масляное охлаждение.

Для трансформаторов с данными системами охлаждения характерен электромагнитный шум, так как они охлаждаются без принудительных устройств, и отсутствует аэродинамическая составляющая шума [2].

По таблице 5.35 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» определяется допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям жилых домов, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, дошкольных образовательных организаций и других образовательных организаций с 23 до 7 ч. для источников постоянного шума [2, 3]:

$$L = 45 \text{ дБА}.$$

В качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора приняты скорректированные уровни звуковой мощности. Скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов мощностью 250 кВА с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М) [2]:

$$L_{WA} = 65 \text{ дБА}.$$

При определении минимального расстояния от источника шума, расположенного в ТП, до границы жилой застройки принимается допущение, что на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому

уровню звука:  $L_A(R) = L$ , тогда  $R = R_{\min}$ , где  $R$  – расстояние от трансформатора до расчетной точки [2].

Минимальное расстояние от источника шума на однотрансформаторной ТП до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA}-L)}}{2 \pi}}, \quad (105)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(65-45)}}{2 \pi}} = 3,989 \text{ м.}$$

Любое  $R > 3,989$  м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ТП территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min}$  является санитарно-защитной зоной по шуму [2]. Таким образом, мероприятием по защите от шума, создаваемого трансформатором однотрансформаторной ТП, является размещение ТП на расстоянии не менее 3,989 м от границ территорий, непосредственно прилегающих к зданиям жилых домов.

### 13.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией в районе реконструкции является паводок, но поскольку мероприятия по реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ направлены на решение проблемы подтопления энергообъектов в периоды таяния снега и летних паводков с целью снижения количества аварийных отключений и ущерба, наносимого оборудованию, рассмотрим другую потенциальную ЧС – пожар в ТП и РП.

Пожар – неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства [12].

Меры пожарной безопасности – действия по обеспечению пожарной безопасности, в том числе по выполнению требований пожарной безопасности [12].

В распределительных пунктах пожары происходят редко, так как в них не используются горючие материалы [10].

В некоторых трансформаторных подстанциях, расположенных на территории реконструкции, установлены масляные трансформаторы, в связи с чем при вытекании масла и возникновении вследствие этого короткого замыкания внутри трансформатора может произойти пожар [10].

Также причинами пожаров на ТП могут стать:

- перегрузка трансформаторов;
- пробой и повреждения изоляции;
- перегрев контактов коммутационных аппаратов;
- несвоевременное техническое обслуживание и ремонт;
- нарушения при эксплуатации;
- поджог в результате несанкционированного доступа;
- попадание посторонних предметов;
- перенос огня в результате пожара вблизи ТП;
- недостаточный уровень масла в трансформаторе;
- загрязнение трансформаторного масла;
- неисправность элементов системы охлаждения.

Профилактика пожаров – совокупность превентивных мер, направленных на исключение возможности возникновения пожаров и ограничение их последствий [12].

Первичные меры пожарной безопасности – реализация принятых в установленном порядке норм и правил по предотвращению пожаров, спасению людей и имущества от пожаров [12].

Обучение мерам пожарной безопасности – организованный процесс по формированию знаний, умений, навыков граждан в области обеспечения пожарной безопасности в системе общего, профессионального и дополнительного образования, в процессе трудовой и служебной деятельности, а также в повседневной жизни [12].

Для предупреждения возможности возникновения пожара в действующих РП и ТП проводятся следующие профилактические мероприятия:

- в РП и ТП не должны храниться горючие материалы и лишнее оборудование. После завершения работ инструмент, материалы и отходы вывозятся [10];

- необходимо следить за исправностью маслonaполненных аппаратов, за нормальным уровнем масла в них и отсутствием течи масла [10];

- регулярное техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт;

- обучение и инструктаж персонала, проведение противопожарных тренировок;

- содержание в чистоте территории ТП и РП;

- установка систем и средств пожаротушения;

- установка ограждения территории ТП и РП;

- контроль за соблюдением правил эксплуатации.

Организация тушения пожаров – совокупность оперативно-тактических и инженерно-технических мероприятий (за исключением мероприятий по обеспечению первичных мер пожарной безопасности), направленных на спасение людей и имущества от опасных факторов пожара, ликвидацию пожаров и проведение аварийно-спасательных работ [12].

Локализация пожара – действия, направленные на предотвращение возможности дальнейшего распространения горения и создание условий для его ликвидации имеющимися силами и средствами [12].

При обнаружении пожара в ТП или РП дежурной бригаде в первую очередь необходимо произвести всестороннее отключение горящего оборудования от сети и приступить к тушению пожара, применяя сухой огнетушитель или песок. Если невозможно ликвидировать пожар собственными силами, необходимо вызвать пожарно-спасательную службу [10]. До прибытия пожарных расчетов принимать меры по локализации пожара, не допускать распространения огня на другие объекты. По прибытии пожарных

расчетов обеспечить им свободный доступ к месту пожара и принимать участие в тушении в соответствии с указаниями руководителя тушения. После ликвидации пожара обеспечить охрану места происшествия до прибытия комиссии по расследованию причин пожара и принять меры по восстановлению электроснабжения.

Пожаро- и взрывобезопасность электроустановок должны обеспечиваться выполнением требований, приведенных в Правилах устройства электроустановок [4].

При сдаче в эксплуатацию электроустановки должны быть снабжены противопожарными средствами и инвентарем [4].

По условию пожарной безопасности трансформаторные подстанции должны быть расположены на расстоянии не менее 3 м от зданий I, II, III степеней огнестойкости и 5 м от зданий IV и V степеней огнестойкости [4].

Непосредственное руководство системой пожарной безопасности на объектах энергетики осуществляется руководителями владеющих ими организаций. Они несут персональную ответственность за соблюдение требований пожарной безопасности. В связи с этим руководители организации имеют обязанности в области пожарной безопасности:

- соблюдать требования пожарной безопасности, выполнять законные требования должностных лиц пожарной охраны;
- разрабатывать и осуществлять меры пожарной безопасности на подведомственных объектах;
- обучать своих сотрудников мерам пожарной безопасности;
- содержать в исправном состоянии системы и средства противопожарной защиты, включая первичные средства пожаротушения, не допускать их использования не по назначению;
- оказывать содействие пожарной охране при тушении пожаров, установлении причин и условий их возникновения и развития, а также при выявлении лиц, виновных в нарушении требований пожарной безопасности и возникновении пожаров;

- обеспечивать доступ должностным лицам пожарной охраны при осуществлении ими служебных обязанностей на территории и объекты предприятий;

- предоставлять по требованию должностных лиц государственного пожарного надзора сведения и документы о состоянии пожарной безопасности на объектах, в том числе о происшедших на их территориях пожарах и их последствиях [12].

## 14 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТА

Потери мощности для сети 10 кВ определяются по выражению:

$$\Delta W_{л} = \frac{P_{л}^2 + Q_{л}^2}{U_{ном}^2} (R + i X) T, \quad (106)$$

где  $P_{л}$  – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{л}$  – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

$R, X$  – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

$T$  – количество часов максимума нагрузки, 5000 ч для Амурской области.

Величина потерь в нормальном и аварийном режимах суммируется и определяются совокупные потери при нормальном и аварийном режимах для каждой линии 10 кВ.

Результаты расчета потерь электроэнергии в сети 10 кВ представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Результаты расчета потерь электроэнергии в сети 10 кВ

Питаемые ТП	$S_{рвл}$ , кВА	L, км	F вл, мм <sup>2</sup>	cos(φ)	R <sub>вл</sub> , Ом/км	ΔW <sub>вл</sub> , кВт*ч
ТП 124,125,128,129,130	670,625	9,06	35	0,92	0,986	46765

Потери мощности в сети 0,4 кВ определены ранее при расчете сечений линии 0,4 кВ в таблице 13: 52,965 кВт.

Потери мощности трансформаторах 10/0,4 кВ определены ранее при расчете нагрузок 0,4 кВ в таблице 20: 58,609 кВт.

Потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T,$$

$$\Delta W_{ВЛ0,4} = 52,965 \cdot 5000 = 264825 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$\Delta W_{TP} = 58,609 \cdot 5000 = 293045 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарная величина потерь по сетям 10-0,4 кВ:

$$\Delta W_{\text{сумм}} = \Delta W_{ВЛ0,4} + \Delta W_{TP} + \Delta W_{ВЛ10}; \quad (107)$$

$$\Delta W_{\text{сумм}} = 264825 + 293045 + 46765 = 604635 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

В стоимостном выражении издержки потерь электроэнергии составляют при тарифе покупки потерь электроэнергии  $T_{\text{ээ}} = 0,466$  руб/кВтч, [9]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{сумм}} \cdot T_{\text{ээ}};$$

$$I_{\Delta W} = 604635 \cdot 0,466 = 0,282 \text{ млн.руб.};$$

В качестве наиболее простого показателя проекта используем срок окупаемости проекта, определяемого по формуле, год:

$$T_{\text{ок}} = Z / ПР, \quad (108)$$

где  $Z$  – затраты на сооружение сети, руб;

$ПР$  – прибыль от функционирования сети, руб, находится как:

$$ПР = ПОТР \cdot T, \quad (109)$$

Где  $ПОТР$  – потребление электроэнергии на рассматриваемом участке сети, кВт·ч, по таблице 16 составляет 579 кВт;

$T$  – тариф на транспорт электроэнергии, принимаем 1,34 руб/кВтч.

Капитальные вложения в сооружение системы электроснабжения определяются по выражению, тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \quad (110)$$

где  $K_{ЛЭП}$  - суммарные капитальные вложения в строительство кабельных линий электропередачи, тыс.руб., определяемые по выражению:

$$K_{ЛЭП} = \sum k_{уд.i} \cdot L_i, \quad (111)$$

где  $k_{уд.i}$  – удельные капитальные вложения единицы длины линии электропередачи;

$K_{ПС}$  – капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс.руб., которые определяются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР}, \quad (112)$$

где  $K_{РУ}$  – стоимость распределительных устройств, тыс.руб.;

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

Сведем исходные данные для расчетов капитальных вложений и суммарные затраты по каждому типу элементов электрической сети в таблицы 46-47.

Таблица 46 – Капитальные вложения в линии электропередачи

Марка провода	Сечение, мм <sup>2</sup>	Суммарная длина линий, км	Стоимость, руб./км	Всего, тыс. руб.
СИП-2	16	0,26	111000	939
	25	1,26	123000	
	35	0,25	131000	
	50	0,765	156000	
	70	1,045	162000	
	95	2,48	175000	
СИП-3	35	9,06	218000	1975
Всего				2914

Таблица 47 – Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

Марка ТП	число	Стоимость, руб.	Всего, тыс. руб
КТПМ 1x250	2	310247	620
Всего			620

Капитальные вложения в сеть электроснабжения должны быть рассчитаны с учетом зонального коэффициента  $K_{зон.}$ , для ТП  $K_{зон} = 1,3$ , для ЛЭП  $K_{зон} = 1,4$ :

$$K_{\Sigma} = (K_{ЛЭП} + K_{ПС}) \cdot K_{зон} . \quad (113)$$

$$K_{\Sigma} = 2914 \cdot 1,4 + (620+7150) \cdot 1,3 = 14 \text{ млн.руб.}$$

Прибыль и срок окупаемости:

$$ПР = 579 \cdot 1,34 \cdot 5000 = 3 \text{ млн.руб,}$$

$$T_{ОК.} = 14 / 3 = 4,5 \text{ г.}$$

Предварительный срок окупаемости удовлетворительный.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была реконструирована система электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ южной части города Зея.

Расчет электрических нагрузок показал, что большая часть ТП на территории реконструкции недогружены (что характерно для местности с преобладающей частной застройкой), поэтому целесообразно перераспределить нагрузку между существующими ТП в целях снижения капитальных вложений.

Для реконструкции выбраны ТП 128 Островная, ТП 129 Совхоз, ТП 130 Портовая, ТП 131 СХТ, ТП 134/1 Сухогрузы, так как они:

- находятся в зоне ежегодного подтопления;
- мощность подключенной к ним нагрузки сильно отличается от мощности ТП;
- имеют большинство отходящих линий, выполненных проводом АС-35;
- находятся в зоне сноса аварийных зданий или строительства частных коттеджей.

В ходе выполнения проекта проведен расчет нагрузок потребителей, выбрана схема электроснабжения потребителей, произведен выбор сечений распределительных сетей и их проверка на воздействие токов КЗ, произведен выбор и проверка электрооборудования в сетях высокого и низкого напряжений, рассчитаны уставки срабатывания микропроцессорной защиты воздушных линий 10 кВ, рассчитаны технико-экономические показатели проекта.

Предложена реконструкция ТП с установкой мачтовых ТП мощностью 250 кВА с трансформаторами марки ТЛС. Предложена реконструкция схемы распределительной сети 10 кВ с радиально-магистральной схемы на петлевою в целях обеспечения резервирования. Срок окупаемости проекта удовлетворительный.

Данные мероприятия способствуют обеспечению бесперебойного электроснабжения в периоды паводков, что отвечает достижению цели выпускной квалификационной работы.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие /А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013 – 627 с.
2. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020 – 89 с.
3. ГОСТ 15150-69 «Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».
4. ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».
5. ГОСТ 31946-2012 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия». – 23 с.
6. Зея (город) [Электронный ресурс].  
URL:  
[https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B5%D1%8F\\_\(%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B5%D1%8F_(%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4))
7. Мясоедов Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию. – Благовещенск, 2013. – 100 с.
8. Одноцепные, двухцепные и переходные железобетонные опоры ВЛИ 0,4 кВ с СИП-2 и линейной арматурой ООО «НИЛЕД». – 2005. – 126 с.
9. Постановление от 28 января 2021 г. N 2 «Об утверждении Санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ds278-krasnoyarsk-r04.gosweb.gosuslugi.ru/netcat\\_files/19/8/SP123685\\_21\\_0.pdf](https://ds278-krasnoyarsk-r04.gosweb.gosuslugi.ru/netcat_files/19/8/SP123685_21_0.pdf) (дата обращения: 05.06.2025).
10. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы и главы шестого и седьмого изданий. – Москва : ЭНАС, 2019. – 672 с. – ISBN 978-5-4248-0162-4. – Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. – URL: [e.lanbook.com](http://e.lanbook.com) (дата обращения: 05.06.2025).

11. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 № 883н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://nnovgorod.stds.ru/document/Приказ\\_883\\_11.12.2020.pdf](https://nnovgorod.stds.ru/document/Приказ_883_11.12.2020.pdf) (дата обращения: 03.06.2025).

12. Приказ от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mos.gosnadzor.ru/about/documents/Приказ%20Минтруда%20от%201512.2020%20№%20903н.pdf> (дата обращения: 30.05.2025).

13. Приказ Ростехнадзора от 26.11.2020 N 461 (ред. от 22.01.2024) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://zab.gosnadzor.ru/activity/control/stroinadzor/Приказ%20Ростехнадзора%20от%2026.11.2020%20N%20461%20\(ред.%20от%2022.01.2024.pdf](http://zab.gosnadzor.ru/activity/control/stroinadzor/Приказ%20Ростехнадзора%20от%2026.11.2020%20N%20461%20(ред.%20от%2022.01.2024.pdf) (дата обращения: 03.06.2025).

14. РД 34.20.185-94 (с изм. от 29.06.1999). Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – 30 с.

15. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф№15 ПС 35 кВ Исток г. Зeya. Проектная и рабочая документация. – г. Благовещенск, 2024. – 40 с.

16. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. – Москва, 1997. – 157 с.

17. СН 278-64. Указания по проектированию уличного освещения. – Москва, 1964. – 52 с.

18. СН 541-82. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов.

19. СТО 56947007-29.240.01.218-2016. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, реконструкции и ликвидации [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://www.hydropower.ru/upload/iblock/26d/17steg0c054frfzq277mc9q3211g7w1n/rd651bha9k5hxxvbgudscyuaihkpsrxse.pdf> (дата обращения: 05.06.2025).

20. СТО 56947007-29.240.02.001-2008 «Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений».

21. СТО 56947007-29.240.037-2010. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2011/09/12/STO-56947007-29240037-2010.pdf> (дата обращения: 05.06.2025).

22. Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск 11. Проектирование электроустановок квартир с улучшенной планировкой и коттеджей. – 242 с.

23. Умов П. А. Обслуживание городских электрических сетей. Учебник для проф.-техн. учеб, заведений и подгот. рабочих на производстве. Изд. 3-е, испр. и доп. М., «Высш. школа», 1974. – 224 с. с ил.

24. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 25.12.2023) «Об охране окружающей среды» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2024) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://rpn.gov.ru/upload/iblock/abd/bur4cxwx76yqdmrslcjdv724rloaiyvvh/Federalnyy-zakon-ot-10.01.2002-N-7\\_FZ-\\_red.-ot-25.12.2023\\_.pdf](https://rpn.gov.ru/upload/iblock/abd/bur4cxwx76yqdmrslcjdv724rloaiyvvh/Federalnyy-zakon-ot-10.01.2002-N-7_FZ-_red.-ot-25.12.2023_.pdf) (дата обращения: 05.06.2025).

25. Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 19.10.2023) «О пожарной безопасности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://41.mchs.gov.ru/uploads/resource/2024-01-17/normativnye-pravovye-akty-reguliruyushchie-osushchestvlenie-gosu-darstvennogo-kontrolya-nadzora\\_170544451571576372.pdf](https://41.mchs.gov.ru/uploads/resource/2024-01-17/normativnye-pravovye-akty-reguliruyushchie-osushchestvlenie-gosu-darstvennogo-kontrolya-nadzora_170544451571576372.pdf) (дата обращения: 05.06.2025).

26. Физико-географическая характеристика Зейского района [Электронный ресурс]. URL: [https://studbooks.net/1295388/agropromyshlennost/fiziko\\_geograficheskaya\\_harakteristika\\_zeyskogo\\_rayona?ysclid=m5j9ji8429736083854](https://studbooks.net/1295388/agropromyshlennost/fiziko_geograficheskaya_harakteristika_zeyskogo_rayona?ysclid=m5j9ji8429736083854)