

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 21 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ
жилого района нижнего поселка Магдагачи

Исполнитель
студент группы 542 узб



подпись, дата


В.В. Русанду

Руководитель
профессор, доктор
техн.наук


_____ 21.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

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


_____ 17.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук



подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

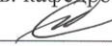
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 25 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Григорьев Владимир
Владимировича.

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы электроснабжения напряжением
10/0,4 кВ жилого района микрорайон посёлка Малданки
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-94)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генплан микрорайона посёлка
Малданки с характеристиками домов, данные конкретных
замеров по подстанциям. ГОСТы, ПУЭ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Реконструкция сети 10/0,4 кВ, повышение надёжности
электроснабжения потребителей

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 макетов, 22 таб-
лицы, 98 формул, 29 использованных источников, 8 рисунков

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - Бучаков Андрей
Борисович доцент, канд. техн. наук.

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 с., 8 рисунков, 94 формулы, 23 таблицы, 31 использованный источник.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, МАГДАГАЧИ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, РАСЧЕТ НАГРУЗОК, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТОК.

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения потребителей нижнего поселка Магдагачи, связанная с необходимостью решения вопросов износа сетей. При реконструкции учтены современные тенденции в системах электроснабжения потребителей.

При реконструкции сети 0,4-10 кВ нижнего поселка Магдагачи решились вопросы минимизации затрат на реконструкцию сетей, отслуживших свой срок и требующих замены. Также проведена, замена существующих деревянных опор сети 0,4-10 кВ, на современные железобетонные. При реконструкции проведена замена силовых трансформаторов с учетом оптимизации их коэффициентов загрузки.

Реконструкция велась на данных контрольных замеров эксплуатирующей организации, а также, анализ перспективных возможностей данного поселка.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика жилого района нижнего поселка Магдагачи	10
1.1. Краткое описание поселка и рассматриваемого района	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии нижнего поселка Магдагачи	12
1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения нижнего поселка Магдагачи	14
2. Анализ существующей системы электроснабжения поселка Магдагачи (кратко) и рассматриваемого жилого района (подробно)	16
2.1. Источники питания и их анализ	17
2.2. Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП	17
2.3. Характеристика схемы электроснабжения нижнего поселка Магдагачи и ее анализ (направления реконструкции)	19
3. Расчет электрических нагрузок	21
3.1. Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников (жилые здания, коммунальная нагрузка, соц. инфраструктура и т.д.)	21
3.2. Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников	24
4. Разработка низковольтного электроснабжения при реконструкции	29
4.1. Разработка схемы низковольтного электроснабжения при реконструкции	29
4.2. Выбор количества линий и трасс их прохождения	30
4.3. Определение расчетных мощностей на участках линий	31
4.4. Выбор площади сечений и количества линий, марки линий и их конструктивное исполнение	32
4.5. Расчет электрических нагрузок ТП	35
5. Выбор ТП	37
5.1. Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	37
5.2. Выбор типа ТП и конструктивное исполнение.	39
6. Реконструкция питающих сетей нижнего поселка Магдагачи	41
6.1. Выбор номинального напряжения распределительной сети при реконструкции	41
6.2. Выбор марки и сечения питающих линий,	42
6.3. Конструктивное исполнение линии 10 кВ.	47
7. Расчет токов короткого замыкания	49
7.1. Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети	50
7.2. Расчет токов короткого замыкания в низковольтной сети	53

8. Проверка сечений СИП на термическую стойкость к токам короткого замыкания (в сети 0,4 кВ и в сети 10 кВ)	59
9. Выбор и проверка основного оборудования КТПН	62
9.1. Выбор предохранителей 10 кВ	63
9.2. Выбор выключателей нагрузки	64
9.3. Выбор разъединителей 10 кВ	66
9.4. Выбор опорных изоляторов	66
9.5. Расчёт заземления КТП	67
9.6. Оценка экономической целесообразности по предложенному варианту	73
10. Выбор оборудования РУ ПС «Магдагачи»	77
10.1 Выбор выключателей 10 кВ	77
10.2 Выбор трансформаторов тока	78
10.3 Проверка трансформаторов напряжения	80
11. Релейная защита и автоматика, сигнализация в схеме электроснабжения	81
11.1. Выбор системы оперативного тока	81
11.2. Виды и типы релейной защиты	82
11.3. Релейная защита отходящего присоединения	83
11.4. Автоматика	84
11.5. Сигнализация	87
12. Безопасность и экологичность проекта	90
12.1. Безопасность	90
12.2. Экологичность	96
12.3. Чрезвычайные ситуации	99
Заключение	104
Библиографический список	106

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время железная дорога, в том числе и депо возле поселка Магдагачи переживает второе рождение. Происходит полномасштабная реконструкция железнодорожных сетей, обновление парка поездов. Вследствие чего появляется потребность в жилых домах для служащих обслуживающих железную дорогу. Также учитывая, что с момента строительства нижнего поселка Магдагачи, а именно системы электроснабжения 0,4-10 кВ прошло более 50 лет, существующие сети имеют большой процент износа, в связи с чем, требуется полномасштабная реконструкция электрических сетей. Также, учитывая невысокое развитие данного района, в выпускной квалификационной работе проведем анализ загруженности существующих трансформаторных подстанций и определимся в необходимости их замены.

В связи с чем целью данной работы будет восстановление надежного и эффективного электроснабжения потребителей нижнего поселка Магдагачи, исключение аварийных отключений в грозовой сезон.

Основными задачами являются: выбор и замена воздушной линии, выбор и замена трансформаторов с учетом коэффициента одновременности нагрузок. Выбранные трансформаторы необходимо будет проверить на нагрузочную способность в послеаварийном режиме.

В результате получится надежная система электроснабжения потребителей и минимальные приведенные затраты проведение реконструкции, оптимизация существующей сети электроснабжения.

В выпускной квалификационной работе применим, при реконструкции самоизолированные несущие провода (СИП) на напряжение 0,4 кВ и защищенные провода на напряжение 10 кВ. Применение СИП 0,4 и 10 кВ позволит исключить из эксплуатации, проблемы, которые возникают при регулярном схлестывании голых проводов при ветре, а также уменьшат коммерческие потери, связанные с хищениями электроэнергии.

Для правильного выбора оборудования необходимо сначала рассчитать токи короткого замыкания. Оборудование выбирается по номинальному напряжению и рабочему току. Для электрооборудования очень важны такие аспекты как экологичность, безопасность, и эксплуатационные характеристики. В процессе проектирования осуществим проверку оборудования на стойкость к токам короткого замыкания. К оборудованию, которое необходимо будет выбрать, относятся: выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения, изоляторы, шинные конструкции, предохранители. Выберем и рассчитаем релейную защиту для защиты силовых трансформаторов, линий.

По результатам мы должны будем получить распределительную сеть, питающую население и бытовую нагрузку нижнего поселка Магдагачи, сформированную оптимальным образом, учитывая современные тенденции в электроснабжении.

При выполнении данной квалификационной работы использовались лицензионное программное обеспечение. Microsoft Word - текстовый процессор, предназначенный для создания, просмотра и редактирования текстовых документов. Microsoft Visio - программа для создания схем, диаграмм, блок-схем, планов и визуализации информации. Microsoft Excel - математический табличный редактор, для проведения математических расчетов и формирования данных в табличной форме.

Помимо пояснительной записки работа содержит 7 листов графической части. А именно: схему сети нижнего поселка Магдагачи до и после реконструкции, схему сети 0,4 кВ квартала «Лесосклад», план и разрез устанавливаемых ТП 10/0,4 кВ, однолинейные схемы сети 10 кВ и сети 0,4 кВ реконструируемых участков, общие схемы и план реализации релейной защите на базе микропроцессорной защиты.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА НИЖНЕГО ПОСЕЛКА МАГДАГАЧИ

1.1. Краткое описание поселка и рассматриваемого района

Обратимся к открытым источникам, для того, чтобы сложить полную картину о поселке Магдагачи, согласно сетевого ресурса [5] Магдагачи - посёлок городского типа в России, административный центр Магдагачинского района Амурской области. Расположен в северо-западной части области в 470 км к северо-западу от Благовещенска. Железнодорожная станция Магдагачи расположена на Транссибирской железнодорожной магистрали. Население - 10 055 [5] чел. (2018). К 1913 году в Магдагачах уже было застроено по три улицы в верхнем и нижнем поселках. Затем в Магдагачи пришли военные и построили свой городок с аэродромом. В настоящее время он к сожалению захирел. Распад СССР негативно сказался на экономическом состоянии поселка, закрылись многие предприятия. В конце 90-х - начале 2000-х в период отопительного сезона имели место быть большие проблемы. Позже удалось переломить эту ситуацию. Происходит благоустройство поселка, открываются новые торговые центры и магазины. В 2013 году вновь открылось вагонное депо.

1.2. Климатическая характеристика и территориальные особенности

На стадии разработки, сбора информации и анализа обстановки климатические условия для реконструкции нижнего поселка Магдагачи приняты в соответствии с картами районирования территории Амурской области, требованиям ПУЭ (седьмое издание).

Поселок Магдагачи, предполагаемый к реконструкции, располагается в пределах умеренного климатического пояса, влажного дальневосточного муссонного климата. Климатические условия данного климатического района, связаны с его географическим положением.

Мерзлота носит островной характер и на некоторых участках отсутствует. Сезоны года, в большей части территории, выражены примерно одинаково. Холодная и малоснежная зима напоминает сибирскую. Как и в Сибири, самый холодный месяц – январь. Ход температуры воздуха в зимний период отличается резко континентальным характером. Глубина промерзания почво-грунтов в районе Магдагачи достигает 2 м и увеличивается в западном направлении. Запаздывание весны связано с близостью холодных течений в дальневосточных морях и с продолжающимися время от времени вхождением холодного воздуха с севера и северо-запада - с возвратами зимнего муссона. Лето теплое и дождливое. Самое теплое время приходится на вторую половину июля - начало августа. В горах (запад территории) температура с высотой падает, но, почти всюду, в это время, достигая в среднем 15°C.

Неблагоприятный период составляет 7 месяцев и длится с 10 октября по 10 мая.

Климатические параметры холодного периода года:

- абсолютная минимальная температура минус 52,00 °С;
- температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92 – минус 41°C;
- обеспеченностью 0,98 – минус 43°C;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 38°C;
- обеспеченностью 0,98 – минус 40°C;
- количество осадков за ноябрь – март – 60 мм;
- средняя относительная влажность воздуха в 15 ч (%) наиболее холодного месяца – 70;
- преобладающее направление ветра зимой – южное.

Климатические параметры теплого периода года:

- абсолютная максимальная плюс 40 °С;
- количество осадков за апрель – октябрь – 496 мм;

- средняя относительная влажность воздуха в 15 ч (%) наиболее теплого месяца – 58;

- преобладающее направление ветра летом – северо-западное.

Расчетное значение веса снегового покрова на 1м² горизонтальной поверхности земли составляет 0,8 кПа – I район (карта 1 приложение Ж, таблица 10.1 СП 20.13330.2011).

Нормативное значение ветрового давления 1 раз в 5 лет (W0) принимается в зависимости от ветрового района (карта 3 приложение Ж, таблица 11.1 СП 20.13330.2011). Исследуемая территория относится ко II району, согласно этому:

W0= 0,30 кПа.

Степень загрязнения атмосферы (СЗА) – вторая.

Сейсмическая активность по шкале MSK-64 – 7 баллов.

1.3. Характеристика и анализ потребителей электроэнергии нижнего поселка Магдагачи

Основными потребителями электрической энергии являются коммунально-бытовые потребители. К коммунально-бытовым потребителям относятся: жилые частные и многоквартирные дома, административные, культурно-массовые, лечебные организации, предприятия торговли и общественного питания. На генплане (лист 1 графической части) указано расположение жилых зданий с обозначенными местами расположения существующих подстанций.

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

Собирая информацию по нижнему поселку Магдагачи, составим экспликацию зданий и сооружений, на основании которой будем производить расчеты дальнейших нагрузок. Эти данные будут служить основанием для всех

дальнейших расчетов по реконструкции системы электроснабжения 0,4-10 кВ.

Результаты анализа нагрузок сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Экспликация зданий и сооружений в нижнем поселке Магдагачи

№ п/п	Адрес нагрузки	Количество, шт.	Описание характера нагрузки
1	2	3	4
1	ул. Трудовая	13	частные жилые дома
2	ул. Садовая	11	частные жилые дома
3	ул. Малая	14	частные жилые дома
4	ул. Таежная	27	частные жилые дома
5	ул. Восточная	41	частные жилые дома
6	ул. Октябрьская	32	частные жилые дома
7	ул. Торговая	22	частные жилые дома, 1 баня на 40 чел., магазин 50 м ² , общежитие 1 шт. 2 этажа 4 подъезда
8	ул. Зеленая	10	частные жилые дома, 1 детский сад на 120 чел.
9	ул. Чапаева	12	частные жилые дома
10	ул. Новостройная	21	частный дом, кафе китайской кухни 230 м ²
11	пер. Луговой	10	частные жилые дома
12	пер. Оранжевый	41	частные жилые дома
13	ул. Заречная	4	частные жилые дома, административное здание 310 м ²
14	ул. Набережная	26	частные жилые дома, гаражи 39 шт.
15	ул. Железнодорожная	56	частные жилые дома, 1 котельная
16	ул. Лесная	74	частные жилые дома, больница 320 м ²
17	ул. Гражданская	75	частные жилые дома
18	Ул. Железнова	99	частные жилые дома
19	Ул. Амурская	101	частные жилые дома
20	Ул. Зейская	105	частные жилые дома
21	Ул. Лазо	123	частные жилые дома
22	Ул. Пионерская	44	частные жилые дома, детский сад на 320 чел., магазин на 26 м ²

23	Ул. Комсомольская	11	частные жилые дома, школа на 340 чел., кинотеатр на 150 чел.
24	Ул. Советская	109	частные жилые дома, магазин 40 м ² , почта 110 м ² , склад топлива
25	Ул. Партизанская	56	частные жилые дома, магазин 20 м ² , магазин 50 м ² , магазин 15 м ² , баня на 39 чел, насосная на 3 насоса по 45 кВт
26	Ул. Мухина	10	частные жилые дома, гараж 24 шт, магазин 60 м ²

1.4. Целесообразность реконструкции системы электроснабжения нижнего поселка Магдагачи

В настоящее время железная дорога, в том числе и депо возле поселка Магдагачи переживает второе рождение. Происходит полномасштабная реконструкция железнодорожных сетей, обновление парка поездов. Вследствие чего появляется потребность в жилых домах для служащих обслуживающих железную дорогу. Других крупных железнодорожных станций в данном районе нет. В связи, с чем руководством железной дороги принято решение развития поселка Магдагачи как железнодорожной станции.

Также учитывая, что с момента строительства поселка, а именно системы электроснабжения 0,4-10 кВ прошло более 50 лет, существующие сети имеют большой процент износа, в связи с чем, требуется полномасштабная реконструкция электрических сетей. Наибольший износ имеют сети на напряжение 0,4-10 кВ. Силовые трансформаторы установленные в комплектных распределительных сетях марки ТМ давно не менялись им проводились только текущие ремонты, однако учитывая, что любое оборудования в регламентные сроки требует капитальных и текущих ремонтов, то на данный момент по прошествии всех этих сроков наиболее оптимальным выходом будет их полномасштабная замена.

Существующие сети смонтированы на деревянных опорах, у которых срок службы значительно меньше чем срок службы опор из каких либо других материалов, частичная замена опор на железобетонные проводится в процессе

эксплуатации, но это капля в море. Необходима полная замена всех опор на железобетонные с заменой голого провода на изолированный для сети ,4 кВ и защищенный для сети 10кВ. Применение самоизолированного провода для сети 0,4 кВ позволит уменьшить или даже полностью исключить коммерческие потери в низковольтных сетях. Связанные с хищением электроэнергии потребителями.

В связи с чем, оптимальным выходом является, произвести полномасштабную реконструкцию распределительных сетей 0,4-10 кВ, с заменой комплектных трансформаторных подстанций.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА МАГДАГАЧИ И РАССМАТРИВАЕМОГО ЖИЛОГО РАЙОНА

Система электроснабжения, существующая в нижнем поселке Магдагачи, была создана совместно со строительством поселка. Строительство велось на деревянных опорах и голым проводом. На данный момент обслуживающей организацией ведется частичная замена падающих сгнивших опор на современные железобетонные. Но этого недостаточно, так как количество деревянных опор на порядок превышает количество установленных железобетонных опор. В связи с чем, в поселке создалась аварийная ситуация, когда в любой момент любая из подгнивших деревянных опор может упасть, обесточив целый район поселка и создав угрозу жизни населения. Также необходимо учитывать, что электроснабжение выполнено голым проводом АС, который, в связи с большими наклонами опор, провисает и перехлестывается с проводами соседних фаз. Это также вызывает отключения и перебои в электроснабжении населения.

Подробный расчет с заменой сети 0,4 кВ произведем в районе, ограниченном улицами Новостройная, Советская, переулок Луговой. В обиходе данный район называется «квартал лесопункт», что связано с нахождением в данном районе склада лесоматериалов и, соответственно, проживанием в районе (в основном) работников лесопункта. Сети низковольтного электроснабжения 0,4 кВ выполнены деревянными опорами с железобетонными приставками, строительство велось в 90-х годах XX века. После строительства никаких реконструкций района не проводилось, все сети выполнены голым проводом АС, а в ряде мест - и просто алюминиевым проводом без стальной жилы. Провод крепится к деревянным опорам через фарфоровые изоляторы, установленные на крюки, наглухо вкрученные в деревянные опоры, соединения проводов выполнены скрутками, что понижает их надежность, влечет повышенный нагрев, а также частые перегорания провода в данных местах. В данном районе установлено 6 понижающих

трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ киоскового типа. Сеть 10 кВ также выполнена голым проводом на деревянных опорах с железобетонными приставками. Стеклянными изоляторами, накрученными на крюки, вбитые в опоры. Все трансформаторные подстанции питаются от одного фидера № 6 ПС 220/35/27,5/10 кВ, который идет через весь поселок и чрезвычайно нагружен. Какое-либо резервное питание данного района отсутствует. Так что, в случае повреждения на фидере весь район отключится от электроснабжения.

2.1. Источники питания и их анализ

Центром питания данного района является подстанция 220/35/27,5/10 кВ Магдагачи. Основные задачи, которые выполняет подстанция Магдагачи - это работа в качестве тяговой подстанции для электрифицированного железнодорожного транспорта. Питание к ПС Магдагачи идет по 5 линиям 220 кВ. Это ВЛ 220 кВ Магдагачи – Талдан-тяга, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжак-тяга, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сулус-тяга, ВЛ 220 кВ Магдагачи-Ключевая, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи. ЗРУ 10 кВ состоит из двух секций шин, секционированных секционным выключателем. На самой подстанции установлены 3 силовых трансформатора: один - мощностью 25 мВА, два остальные - мощностью по 40 мВА.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП

В нижнем поселке Магдагачи установлено 19 трансформаторных подстанций мощностью от 160 до 630 кВА. Более подробно номера ТП, нагрузки и номинальные мощности трансформаторов указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Данные контрольных замеров ТП нижнего поселка Магдагачи

№ п/п	№ ТП	Номинальная мощность трансформаторов, кВт	Данные контрольных замеров, кВА	Активная нагрузка по замерам, кВт
1	2	3	4	5
1	КТПН № 27	400	260	231
2	КТПН №35	400	200	178
3	КТПН № 6	400	230	205
4	ЗТП № 4	400	110	98
5	КТПН № 20	160	76	68

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
6	КТПН № 31	630	300	267
7	КТПН № 10	160	90	80
8	ЗТП № 5	400	121	108
9	КТПН № 36	250	48	43
10	КТПН № 9	400	180	160
11	КТПН № 3	250	46	41
12	КТПН № 41	250	120	94
13	ЗТП № 40	630	230	205
14	КТПН № 43	400	160	143
15	КТПН № 18	400	250	223
16	КТПН № 15	250	76	65
17	МТП № 11	160	90	80
18	КТПН № 19	250	210	187
19	КТПН № 23	250	190	169

Как видно из таблицы, в преобладающем большинстве установлены трансформаторы номинальной мощностью 400 кВА, при этом по данным замеров результаты загрузки силовых трансформаторов видно в таблице 3.

Фактическая загрузка силовых трансформаторов определяется по формуле [9]:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (1)$$

где $S_{факт}$ – фактическая загрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{ном.тр.}$ – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

Таблица 3 – Результаты проверки фактической загрузки ТП

№ п/п	№ ТП	Номинальная мощность трансформаторов, кВА	Данные контрольных замеров, кВА	Активная нагрузка по замерам, кВт	Кзф
1	2	3	4	5	6
1	КТПН № 27	400	260	231	0,7
2	КТПН №35	400	200	178	0,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3	КТПН № 6	400	230	205	0,6
4	ЗТП № 4	400	110	98	0,3
5	КТПН № 20	160	76	68	0,5
6	КТПН № 31	630	300	267	0,5
7	КТПН № 10	160	90	80	0,6
8	ЗТП № 5	400	121	108	0,3
9	КТПН № 36	250	48	43	0,2
10	КТПН № 9	400	180	160	0,5
11	КТПН № 3	250	46	41	0,2
12	КТПН № 41	250	120	94	0,5
13	ЗТП № 40	630	230	205	0,4
14	КТПН № 43	400	160	143	0,4
15	КТПН № 18	400	250	223	0,6
16	КТПН № 15	250	76	65	0,3
17	МТП № 11	160	90	80	0,6
18	КТПН № 19	250	210	187	0,8
19	КТПН № 23	250	190	169	0,8

Как видно из таблицы, по ряду ТП коэффициент загрузки ниже нормы, в связи с чем, перераспределим нагрузку данных ТП на ближайшие ТП с демонтажем малозагруженных ТП и установкой в некоторых ТП трансформаторов меньшей мощности.

Замена трансформаторов целесообразна, так как, в связи с выходом из строя даже одного трансформатора большое количество потребителей остается без света. Тем более, в поселке в КТПН установлены трансформаторы ТМ, которые имеют расширительный бак и требуют дополнительного обслуживания, в том числе долива и осушки трансформаторного масла.

2.3. Характеристика схемы электроснабжения нижнего поселка Магдагачи и ее анализ

Схема 10 кВ нижнего поселка Магдагачи представляют собой протяженные линии на напряжение 10 кВ, которые имеют минимум резервирования и то с помощью разъединителей установленных на опорах ВЛ. Которые переключаются вручную оперативным персоналом. Основным плюсом данной схемы электроснабжения является ее низкая стоимость при строительстве. В последующей эксплуатации данная схема не очень удобна, так

как, нет возможности гибко действовать, отключая непосредственно поврежденные участки сети 10 кВ и переключая потребителей на другие отходящие линии.

На данный момент все население нижнего поселка фактически питается от трех фидеров: Ф-6 - Больница, Ф-37 - Поселок 2, Ф-18 - Лесопункт. От фидера №1 КЭЧ подключено только 3 ТП, и то, это ТП принадлежащие ЭЧК-9 и управлению депо с железной дорогой; а также небольшое количество бытовой нагрузки, подключенной к данной ТП. В некоторых местах существующей сети имеется резервирование, которое осуществляется разъединителями на опорах, которые оперируются людьми.

В целях повышения надежности в проекте предусмотрим применение современной техники, с беспроводным дистанционным управлением. Для более оперативного реагирования на ситуации и упрощения работы оперативного персонала, а также в целях повышения надежности электроснабжения потребителей. А именно - установку реклоузеров производства «Таврида электрик», это сделает нашу сеть 10 кВ более гибкой и быстро реагирующей на изменения в сети.

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников

В нижнем поселке Магдагачи в основном сконцентрированы частные дома. Подробный расчет и реконструкцию сети 0,4 кВ произведем на квартале «Лесопункт». В данном районе частные дома и есть небольшой процент коммунально-бытовой нагрузки.

Расчет ведется на основании инструкции по проектированию городских электрических сетей [11], которая распространяется как на вновь сооружаемые, так и на реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ.

Расчетная электрическая нагрузка домов $P_{кв}$, кВт определяется по формуле:

$$P_p = P_{кв} + k_y P_c ; \quad (2)$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, $k_y = 0,9$ [11].

Расчетную реактивную мощность жилого дома Q_p , кВар, определяется следующим образом:

$$Q_p = P_{кв} \cdot tg \varphi + k_y (P_{р.л} \cdot tg \varphi + P_{ст.у} \cdot tg \varphi); \quad (3)$$

где $tg \varphi$ - коэффициенты реактивной мощности [11];

$P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_{р.л}$ - мощность лифтовых установок зданий, кВт;

$P_{ст.у}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт .

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) S_p , кВА, определяется по формуле [15]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} ; \quad (4)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВт ;

Q_p - расчетная реактивная мощность жилого дома , квар.

Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется:

$$P_{ж.д.общ} = P_{ж.д} + K_{н.м} \cdot P_{общ} ; \quad (5)$$

где $P_{ж.д. общ}$ - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

$P_{общ}$ — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом;

$K_{н.м}$ — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Согласно [16] расчетная электрическая нагрузка общественного здания P , кВт, определяется:

$$P = P_{уд} \cdot m ; \quad (6)$$

где $P_{уд}$ - удельная нагрузка здания:

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м²;

- для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, клубов, больниц и т.п., кВт/место;

- для прачечных, кВт/кг вещей;

m – соответственно:

- площадь, m^2 ;

- количество мест, место;

- масса вещей, кг.

Расчетная реактивная мощность здания Q_p кВар, определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (7)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент мощности общественного здания.

Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий для ориентировочных расчетов принимаем по [11].
Полная расчетная мощность S , кВА, определяются по формуле (4).

Так как у нас в основном нагрузки однотипные, то и расчет одинаковый по разным ТП будет отличаться только количеством присоединенных домов.
Результаты расчета нагрузок - в таблице суммарных нагрузок по кварталам.

Таблица 4 – Расчет суммарных нагрузок по кварталам

№ п/п	Наименование	Показатель качества	Удельная мощность, кВт	P , кВт	$\operatorname{tg}\varphi$	Q ,кВар	S , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Жилой дом	1	2,6	2,6	0,75	1,95	3,25
2	Жилой дом	1	14,5	14,5	0,75	10,88	18,13
3	Столовые	40	1,04	41,6	0,2	8,32	42,42
4	Баня	30	1,5	45	0,25	11,25	46,38
5	Общежитие	46	2,6	119,6	0,75	89,70	149,50
6	Детский сад	120	0,46	55,2	0,25	13,80	56,90
7	Магазин	50	0,25	12,5	0,75	9,38	15,63
8	Парикмахерская	1	1,5	1,5	0,25	0,38	1,55
9	Магазин	1	0,16	0,16	0,48	0,08	0,18
10	Административное здание	240	0,054	12,96	0,57	7,39	14,92

3.2 Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников

Вновь вводимой нагрузкой в данном районе принимается лесопилка, которая строится на территории лесхоза. На данной лесопилке будут установлены электрические пилы и крановая балка для трелевки леса. В электрических пилах потребителями электроэнергии являются три асинхронных двигателя мощностью 15 кВт каждый.

Расчет лесопилки происходит по следующей методике:

Определяется суммарная номинальная мощность [15].

Определение средних мощностей по каждой характерной категории:

$$P_{cp} = P_{ном} \cdot K_u ; \quad (8)$$

Определяется суммарная средняя мощность всех ЭП:

$$P_{cp\Sigma} = \sum P_{cpi} \quad (9)$$

$$Q_{cp} = \sum P_{cpi} \cdot tg\varphi_i \quad (10)$$

Определяем средневзвешенный K_u :

$$K_{иср} = \frac{P_{cp\Sigma}}{\sum P_{ном}} \quad (11)$$

Определим эффективное число ЭП:

$$n_{эф} = \frac{2 \sum P_{номi}}{P_{ном}^{max}} , \quad (12)$$

Эффективное число ЭП – это такое число ЭП одинаковой мощности с однородным режимом работы, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа ЭП различной мощности [16].

Если $n_{эф}$ определенное по формуле окажется больше фактического, то принимают $n_{эф} = n_{факт}$.

Для определения расчетной мощности находим коэффициент расчетной нагрузки который является функцией от $n_{эф}$ и $K_{иср}$

$$P_p = K_{иср} \cdot P_{ср}; \quad (13)$$

$$Q_p = K_{иср} \cdot Q_{ср}. \quad (14)$$

Полная расчетная нагрузка определяется по следующему выражению:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (15)$$

Токовая нагрузка необходимая для выбора сечения питающей линии по допустимому нагреву находится по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (16)$$

Таким образом, для лесопилки с 3 установленными асинхронными двигателями, мощностью по 15 кВт каждый, коэффициентом использования 0,2, коэффициент реактивной мощности составляет 0,75 [16].

$$P_{ср.л} = 15 \cdot 0,2 = 3 \text{ кВт};$$

$$P_{ср\Sigma.л} = 3 + 3 + 3 = 9 \text{ кВт};$$

$$Q_{ср} = 9 \cdot 0,75 = 6,75 \text{ кВар};$$

$$K_{иср} = \frac{P_{ср\Sigma}}{\Sigma P_{ном}} = \frac{9}{15} = 0,6 \quad (17)$$

$$n_{эф} = \frac{2 \sum P_{номi}}{P_{ном}^{max}} = \frac{2 \cdot 15}{15} = 2; \quad (18)$$

$$P_p = 1,4 \cdot 9 = 12,6 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 6,75 \cdot 1,4 = 9,45 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{12,6^2 + 9,45^2} = 15,75 \text{ кВА};$$

Произведем расчет крановой балки для трелевки деревьев и досок.

Питание на главную троллею, питающую кран-балку осуществляется от распределительного шкафа. Режим работы повторно-кратковременный [6].

Таблица 5 - Расчет крановой балки

Механизм крана	Мощность двигателя, кВт	Номинальный ток, А
1	2	3
Главный подъем	7,2	10,5
Механизм передвижения моста	2х3	2х6,52
тележка	2	2,9
ИТОГО	15,2	21,94

Определим расчетную нагрузку двигателей крана при числе электроприемников в группе больше 3-х.

$$m = \frac{P_{\max}}{P_{\min}} = \frac{7,2}{2} = 3,6 \text{ кВт}; \quad (19)$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{эф.}} = 2 * \Sigma P / P_{\max} = 2 * 15,2 / 7,2 = 4,22; \quad (20)$$

При коэффициенте использования равном 0,15 и эффективном числе электроприемников равном 5 расчетный коэффициент равен 2,1.

Средняя нагрузка крана:

$$P_{\text{ср.}} = K_{II} * P_{\text{ном}} = 0,15 * 15,2 = 2,28 \text{ кВт}; \quad (21)$$

Расчетная мощность крана составляет:

$$P_{p.крана} = K_p * P_{cp.} = 2,1 * 2,28 = 4,79 \text{ кВт}; \quad (22)$$

Реактивная мощность крановой установки равна:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi = 4,72 * 1,02 = 4,81 \text{ кВар}; \quad (23)$$

Полная мощность крановой установки составляет:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{4,79^2 + 4,81^2} = 6,8 \text{ кВА}; \quad (24)$$

Максимальный расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U * \cos \phi} = \frac{6,8}{1,73 * 0,38 * 0,7} = 14,78 \text{ А}; \quad (25)$$

Пиковый ток равен:

$$I_{пик} = 3 * I_{ном.маx} + (I_p - K_{II} * I_{ном.маx}) = 3 * 21,94 + (14,78 - 0,15 * 21,94) = 77,31 \text{ А}; \quad (26)$$

Действительная потеря напряжения в троллейной линии:

$$\Delta U = \Delta e * I_{пик} * L / 10000 = 7,0 * 77,31 * 30 / 10000 = 1,62 \text{ В}; \quad (27)$$

Или

$$\Delta U \% = \Delta U * 100 / U_{ном} = 1,62 * 100 / 380 = 0,43\%. \quad (28)$$

Потеря напряжения в троллейной линии удовлетворяет допустимым потерям напряжения равным 5% [7].

Учитывая, что квартал «Лесосклад» находится в поселке городского типа, и строился на заре электрификации, уличное освещение в нем отсутствуют как факт, в связи, с чем вновь вводимой нагрузкой будем считать формирование и установка уличного освещения улиц. Приблизенно нагрузка уличного

освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [25]:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (29)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и диодными лампами [7].

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
1	2	3	4
Ул. Садовая	0,15	3,9	0,59
Ул. Трудовая	0,16	3,9	0,62
Ул. Малая	0,13	3,9	0,51
Ул. Таежная	0,2	3,9	0,78
Ул. Восточная	0,25	3,9	0,98
Ул. Октябрьская	0,25	3,9	0,98
Ул. Торговая	0,4	3,9	1,56
Ул. Чапаева	0,05	3,9	0,20
Ул. Новостройная	0,35	3,9	1,37
Итого	1,94		7,57

4. РАЗРАБОТКА НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

Реконструкция сети 0,4 кВ заключается в определении трассы прохождения линии, типа прокладываемых линий - кабель, голый провод или изолированный провод. При реконструкции систем электроснабжения необходимо учитывать текущее месторасположение подстанций 10/0,4 кВ, по мере возможности использовать уже имеющуюся трассу линии электропередач, так как в современном мире остро стоит вопрос земельных отношений. Ведь любой клочок земли - это деньги и чья-то собственность. Трасса линии уточняется так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания [16]. Вдоль улиц, чтобы обеспечить освещение района.

4.1. Разработка схемы низковольтного электроснабжения при реконструкции

В нашем случае речь идет о полномасштабной реконструкции сети 0,4 кВ в квартале «Лесосклад». Район лесосклада представляет собой достаточно прямые улицы, вдоль которых мы и расположим линии 0,4 кВ. Прокладку будем вести по вновь устанавливаемым железобетонным опорам на основе стоек СВ 105 с изгибающим моментом не менее 3,5 кДж/см [6].

Рассмотрим загрузки существующих трансформаторных подстанций в данном районе.

Как видно из таблицы 3, нагрузка на ТП № 43 и ТП № 15 крайне мала, в связи, с чем принимаем решение о перераспределении нагрузки и демонтаже ТП № 43. Для дальнейшего анализа схемы реконструкции сети 0,4 кВ, распределим посчитанные ранее нагрузки сети 0,4 кВ с учетом перспективных нагрузок, предполагаемых к подключению, а также, подключения к ТП уличного освещения. И перераспределим нагрузки по другим ТП, результаты перераспределения нагрузок приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Распределение нагрузки по ТП

№ п/п	Наименование	Количество однотипных объектов	Pp	Qp	Sp
1	2	3	4	5	6
ТП 23 250 кВА					
1	Жилой дом	44	114,4	85,8	143,0
2	Лесопилка	1	12,6	9,5	15,8
	ИТОГО		127,0	95,3	158,8
ТП 19 250 кВА					
	Жилой дом	41	106,6	80,0	133,3
2	Жилой дом	3	43,5	32,6	54,4
4	Баня	1	45,0	11,3	46,4
	ИТОГО		195,1	123,8	234,0
ТП 11 160 кВА					
5	Общежитие	1	119,6	89,7	149,50
1	Жилой дом	1	2,6	1,95	3,25
	ИТОГО		122,2	91,65	152,75
ТП 15 250 кВА					
3	Столовые	1	41,6	8,3	42,4
6	Детский сад	1	55,2	13,8	56,9
10	Административное здание	2	25,9	14,8	29,8
2	Жилой дом	1	14,5	10,9	18,1
1	Жилой дом	27	70,2	52,7	87,8
	ИТОГО		207,4	100,4	235,0
ТП 18 400 кВА					
7	Магазин	1	12,5	9,375	15,63
8	Парикмахерская	1	1,5	0,375	1,55
9	Магазин	1	0,16	0,0768	0,18
2	Жилой дом	5	72,5	54,375	90,63
1	Жилой дом	72	187,2	140,4	234,00
	ИТОГО		273,9	204,6	342,0

4.2. Выбор количества линий и трасс их прохождения

Количество линий будет основываться на количестве ТП, устанавливаемых в данном районе и их загруженности. В итоге, по результатам перераспределения у нас получилась оптимальная загрузка всех ТП. Анализируя полученные нагрузки, указанные на листе графической части, а также, учитывая прямоугольное расположение улиц, наиболее целесообразно

будет воспользоваться не резервируемой магистральной схемой электроснабжения потребителей с возможностью закольцовки части отходящих присоединений и подачей питания с другой стороны или от другой ТП.

Применение кольцевых схем в поселке городского типа нецелесообразно, так как это не принесет ощутимой выгоды, тем более, учитывая, что на каждой ТП установлено всего по 1 трансформатору; намного более целесообразной будет закольцовка с фидерами соседних ТП, однако, при этом необходимо учитывать максимально допустимую загрузку силовых трансформаторов.

Результаты выбора количества линий и трасс их прохождения можно увидеть на листе графической части.

4.3. Определение расчетных мощностей на участках линий

Распределение нагрузок мощностей по участкам в основном уже определено топологией сети, то есть, особенностями прохождения трассы ВЛ. И более детально расписано в таблице 8.

Таблица 8 - Распределение расчетных мощностей на участках сети

№ фидера	Наименование	Количество однотипных объектов	P, кВт	Q,кВар	Pp	Qp	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 23							
Ф-1	Лесопилка	1	12,6	9,45	12,6	9,5	15,8
Ф-2	Жилой дом	11	2,6	1,95	28,6	21,5	35,8
Ф-3	Жилой дом	14	2,6	1,95	36,4	27,3	45,5
Ф-4	Жилой дом	19	2,6	1,95	49,4	37,1	61,8
ТП 19							
Ф-1	Жилой дом	12	2,6	1,95	31,2	23,4	39,0
	Жилой дом 2-х квартирный	3	14,5	10,88	43,5	32,6	54,4
	Баня	1	45	11,25	45,0	11,3	46,4
Ф-2	Жилой дом	14	2,6	1,95	36,4	27,3	45,5
Ф-3	Жилой дом	16	2,6	1,95	41,6	31,2	52,0
МТП №11							
Ф-1	Общежитие	1	119,6	89,7	119,6	89,7	149,5
	Жилой дом	1	2,6	1,95	2,6	1,95	3,25
ТП № 15							
Ф-1	Жилой дом 2-х квартирный	1	14,5	10,9	14,5	10,9	18,1
	Жилой дом	9	2,6	1,95	23,4	17,6	29,3

Продолжение таблицы 8

	1	2	3	4	5	6	7
	Административное здание	1	13,0	7,4	13,0	7,4	14,9
Ф-2	Столовые	1	41,6	8,3	41,6	8,3	42,4
	Жилой дом	4	2,6	1,95	10,4	7,8	13,0
Ф-3	детский сад	1	55,2	13,8	55,2	13,8	56,9
	Административное здание	1	13,0	7,4	13,0	7,4	14,9
	Жилой дом	12	2,6	1,95	31,2	23,4	39,0
ТП № 18							
Ф-1	Жилой дом	14	2,6	1,95	36,4	27,3	45,5
	Жилой дом 2-х квартирный	1	14,5	10,88	14,5	10,9	18,1
	Парикмахерская	1	1,5	0,38	1,5	0,375	1,55
	Магазин	1	4,8	2,30	4,8	2,304	5,32
Ф-2	Жилой дом 2-х квартирный	2	14,5	10,88	29,0	21,8	36,3
	Жилой дом	19	2,6	1,95	49,4	37,1	61,8
Ф-3	Жилой дом 2-х квартирный	2	14,5	10,88	29,0	21,8	36,3
	Жилой дом	20	2,6	1,95	52,0	39,0	65,0
Ф-4	Магазин	1	12,5	9,38	12,5	9,375	15,63
	Жилой дом	19	2,6	1,95	49,4	37,1	61,8

4.4. Выбор сечений и количества линий, марки линий и их конструктивное исполнение

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

Реконструкцию будем проводить самонесущим изолированным проводом СИП2. Сечение линии 0,4 кВ выбирается по расчетному длительно

допустимому току. Проверка осуществляется на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Находится рабочий ток, проходящий по линии при условии, что нагрузка фаз распределена равномерно [29]:

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.}}{U_H \cdot \sqrt{3}}; \quad (30)$$

где S_p – полная расчетная мощность линии;

U_H – номинальное напряжение, кВ. $U_H=0,4$ кВ.

По расчетному току определяется из таблицы сечение линий и проверяется по потере напряжения, при этом должно соблюдаться условие [6]:

$$I_{РАСЧ} \leq I_{ДОП}, \quad (31)$$

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

Произведем расчет для линий, отходящих от трансформаторных подстанций.

Рабочий ток для Ф-1 ТП №23 находится:

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{15,8}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 22,8 \text{ А},$$

Выбираем провод марки СИП-2 сечением $3 \times 16 + 1 \times 25$ мм² с длительно допустимым током 70 А [33].

Проверяем рабочий ток по отношению к длительно допустимому:

$$22,8 \leq 70 \text{ А}.$$

На отпайках в дома выберем провод СИП-4 сечением 4×16 мм² с длительно допустимым током 70 А в соответствии с нагрузкой, так как СИП4 меньшим сечением не выпускается, либо большим сечением в зависимости от потребляемой потребителем мощности. Результаты расчета остальных участков линии 0,4 кВ сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты выбора провода

№ фидера	Рр.л, кВт	Qр.л, кВар	Sp.л. кВА	Ip.л., А	Марка провода	Идл.доп, А
1	2	3	4	5	6	7
ТП №23						
Ф-1	12,6	9,5	15,8	22,8	СИП 2 3x16+1x25	70
Ф-2	28,6	21,5	35,8	51,7	СИП 2 3x16+1x25	70
Ф-3	36,4	27,3	45,5	65,8	СИП 2 3x25+1x35	95
Ф-4	49,4	37,1	61,8	89,2	СИП 2 3x25+1x35	95
ТП №19						
Ф-1	119,7	67,3	139,8	202,0	СИП 2 3x120+1x95	250
Ф-2	36,4	27,3	45,5	65,8	СИП 2 3x25+1x35	95
Ф-3	41,6	31,2	52	75,1	СИП 2 3x25+1x35	95
ТП №11						
Ф-1	122,2	91,65	152,75	220,7	СИП 2 3x120+1x95	250
ТП № 15						
Ф-1	50,9	35,8	62,3	90,0	СИП 2 3x50+1x50	140
Ф-2	52,0	16,1	55,4	80,1	СИП 2 3x50+1x50	140
Ф-3	99,4	44,6	110,8	160,1	СИП 2 3x70+1x70	180
ТП № 18						
Ф-1	57,2	40,9	70,5	101,9	СИП 2 3x50+1x50	140
Ф-2	78,4	58,8	98,0	141,6	СИП 2 3x70+1x70	180
Ф-3	81,0	60,8	101,3	146,3	СИП 2 3x70+1x70	180
Ф-4	61,9	46,4	77,4	111,8	СИП 2 3x50+1x50	140

Конструктивно воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) представляют собой

воздушные линии электропередачи, выполненные на опорах с применением железобетонных, деревянных или металлических стоек, а также, возможно, к стенам зданий. К опорам, или стенам посредством специальной арматуры подвешены самонесущие изолированные провода (СИП). Крепление СИП к опорам осуществляется, в основном, с помощью металлоконструкций (крюков, бандажных лент и др.), поддерживающих и натяжных зажимов. Соединение и ответвление проводов осуществляется с помощью соединительных и ответвительных зажимов.

Конструкция СИП состоит из нулевого и фазных проводников, покрытых изоляционной оболочкой и скрученных в один жгут. Изоляционная оболочка может быть выполнена из светостабилизационного термопластичного или сшитого полиэтилена (XLPE-кабеля). Дополнительно к фазным проводникам в жгут могут быть включены 1-2 изолированных проводника для уличного освещения или контрольные кабели. В настоящее время распространены три основные системы СИП напряжением до 1 кВ.

4.5. Расчет электрических нагрузок ТП

Расчетные электрические нагрузки на вводах жилых зданий необходимо привести к вводу в ТП, просто просуммировав их мы не получим реальную картину. Так как нагрузка распределена неравномерно по времени, суммировать необходимо с использованием коэффициента участия в максимуме нагрузок.

Расчетная электрическая нагрузка на ТП до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.тп.} = P_{д.маx} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДi}, \quad (32)$$

где $P_{зД.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зДi}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок [6].

Реактивная и полная мощности находятся аналогично, результаты расчетов сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчеты нагрузок, приведенных к шинам 0,4 кВ ТП

№ п/п	Наименование	Кол-во, шт.	P, кВт	Q,кВар	Pp	Qp	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП № 23							
1	Жилой дом	44	2,6	1,95	114,4	85,8	143
2	Лесопилка	1	12,6	9,45	12,6	9,45	15,8
	ИТОГО				125,1	93,8	156,4
ТП № 19							
	Жилой дом	41	2,6	1,95	106,6	80	133,3
2	Жилой дом 2-х квартирный	3	14,5	10,9	43,5	32,6	54,4
4	Баня	1	45	11,25	45,0	11,25	46,4
	ИТОГО				181,8	117,2	218,9
ТП № 11							
5	Общежитие	1	119,6	89,7	119,6	89,7	149,5
1	Жилой дом	1	2,6	1,95	2,6	1,95	3,3
	ИТОГО				122,2	91,7	152,8
ТП № 15							
3	Столовые	1	41,6	8,3	41,6	8,32	42,4
6	Детский сад	1	55,2	13,8	55,2	13,8	56,9
10	Административное здание	2	13	7,4	25,9	14,8	29,8
2	Жилой дом 2-х квартирный	1	14,5	10,9	14,5	10,9	18,1
1	Жилой дом	25	2,6	1,95	65	48,8	81,3
	ИТОГО				196,2	92,7	221,3
ТП № 18							
7	Магазин	1	12,5	9,4	12,5	9,4	15,6
8	Парикмахерская	1	1,5	0,4	1,5	0,4	1,55
9	Магазин	1	4,8	2,3	4,8	2,3	5,32
2	Жилой дом 2-х квартирный	5	14,5	10,9	72,5	54,4	90,6
1	Жилой дом	72	2,6	1,95	187,2	140,4	234
	ИТОГО				264,8	196,9	330,2

5. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В предыдущем разделе нагрузки были приведены к напряжению 0,4 кВ к шинам ТП. На основании данных нагрузок можно выбрать тип комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и силовых трансформаторов, устанавливаемых в КТПН.

Учитывая, что реконструкция ведется в существующем поселке, и земля под существующие КТПН оформлена, то при реконструкции ТП будем устанавливать в те же места, где они и были до этого.

Комплектное распределительное устройство, совмещенное с силовым трансформатором, называется комплектная трансформаторная подстанция наружной установки (КТПН). КТПН предназначена для приема, преобразования (по уровню напряжения силовых трансформаторов), передачи и распределения электрической энергии.

КТПН имеет все элементы, которые обеспечивают защиту оборудования от коротких замыканий (КЗ), коммутацию токов нагрузки и учет электроэнергии. В КТПН для повышения надежности применяются современные коммутационные и защитные аппараты от перенапряжений и от коротких замыканий.

Установка КТПН требует небольших затрат для присоединения на входе высокого напряжения (6-10 кВ) и выходных цепей — кабелей или воздушных линий низкого напряжения, а также предварительно спланированной площадки для установки КТПН.

5.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Так как мы предусматриваем замену существующих трансформаторов установленных в КТП марки ТМ на современные трансформаторы не требующие обслуживания марки ТМГ произведем выбор силовых трансформаторов. Выбор трансформаторов подстанций на номинальную мощность по формуле 33:

$$S_{TP} = \frac{S_{ТП}}{K_3 \cdot n_m}; \quad (33)$$

где κ_3 – коэффициент запаса и принимается $\kappa_3 = 0.7$;

n_m – число трансформаторов на ТП;

$S_{ТП}$ – суммарная расчетная мощность.

Должно соблюдаться условие:

$$S_{тр.ном} \geq S_{тр}; \quad (34)$$

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов, с учетом перспективного роста нагрузки в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{зф} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)} \leq K_3; \quad (35)$$

Рассмотрим на примере ТП №27:

$$S_{TP} = \frac{S_{ТП}}{K_3 \cdot n_m} = \frac{260}{0,7 \cdot 1} = 371 \text{ кВА};$$

Выбираем трансформатор ТМГ 400/10 [31].

$$400 \geq 371 \text{ кВА};$$

Учитывая, что у нас в трансформаторных подстанциях установлено по одному трансформатору в послеаварийном режиме, проверять нет необходимости, увеличения нагрузки не будет.

Таблица 11 – Результаты выбора трансформаторов

№ п/п	№ ТП	Pp	Qp	Стп	Стр	Стр. Ном.	Кз.ф.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	КТПН № 27	231	119	260	371	400	0,7
2	КТПН №35	211	108	237	338	400	0,6
3	КТПН № 6	238	121	267	381	400	0,7
4	КТПН № 20	101	51	113	161	160	0,7
5	КТПН № 31	267	137	300	429	400	0,8
6	КТПН № 10	80	41	90	129	160	0,6

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
7	КТПН № 36	123	116	169	241	250	0,7
8	КТПН № 9	160	82	180	257	250	0,7
9	КТПН № 41	135	97	166	237	250	0,7
10	ЗТП № 40	205	104	230	329	400	0,6
11	КТПН № 18	265	197	330	472	630	0,5
12	КТПН № 15	196	93	221	316	400	0,6
13	МТП № 11	122	92	153	218	250	0,6
14	КТПН № 19	182	117	219	313	400	0,5
15	КТПН № 23	125	94	156	223	250	0,6

5.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение.

Выбираем комплектные трансформаторные подстанции киоскового типа, которые представляют собой металлические каркасные конструкции с воздушным подключением СИП. Все КТПН тупикового типа, так как присоединяются к магистрали СИП 3.

Конструкция КТП включает в себя:

- устройство распределительное высокого напряжения (УВН);
- понижающий силовой трансформатор, снижающий первичное напряжение с 10 кВ до вторичного напряжения 0,4 кВ;
- устройство распределительное низкого напряжения (РУНН), питающее потребителей.

Блок УВН в киосковой подстанции КТП состоит из высоковольтной камеры КСО-366М с коммутационным аппаратом - разъединитель РВЗ; также в камере устанавливаются высоковольтные предохранители ПКТ. Осмотр состояния предохранителей ПКТ и силовых контактов разъединителя или выключателя нагрузки, осуществляется через смотровые окна в дверях КСО.

В блоке трансформатора в КТП устанавливается силовой масляный трансформатор ТМГ, а также контактная шина с блоков УВН 10 кВ и РУНН 0,4 кВ.

Блок РУНН в киосковой подстанции КТП состоит из вводного низковольтного коммутационного аппарата рубильника в комбинации с автоматическим выключателем. Линейные распределительные аппараты

компонуются из автоматических выключателей типа ВА. Также в состав РУНН входят трансформаторы тока, приборы контроля напряжения и тока, щит учета электроэнергии, блок управления уличным освещением, разрядники низковольтные, щит собственных нужд, сборные шины. План устанавливаемых подстанций приведен на листе графической части [31].

В КТП киоскового типа устанавливаются следующие виды защит:

1) На стороне ВН от: атмосферных перенапряжений; междуфазных коротких замыканий.

2) На стороне НН от: перегрузки силового трансформатора; перегрузки и коротких замыканий линий напряжением 0,4 кВ; коротких замыканий линий наружного освещения, цепей обогрева, цепей внутреннего освещения КТП; однофазных коротких замыканий линий 0,4 кВ (для КТП с воздушными выводами 0,4 кВ); атмосферных перенапряжений (для КТП с воздушными выводами 0,4 кВ).

В киосковой КТП имеются блокировки:

1) предотвращающие включение заземляющих ножей разъединителя при включенных главных ножах;

2) открывание дверей камер КСО при включенных выключателях ВНА;

3) блокировка между главными и заземляющими ножами разъединителя 6(10) кВ, не допускающая включение главных ножей при включенных заземляющих ножах и включение заземляющих ножей при включенных главных ножах. Блокировка выполнена на приводе разъединителя 6(10) кВ и состоит из двух дисков, конструкция которых не допускает одновременное манипулирование (вращение) валами привода.

6. РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ НИЖНЕГО ПОСЕЛКА МАГДАГАЧИ

После того, как посчитаны нагрузки в сети 0,4 кВ и выбраны силовые трансформаторы, можно приступить к реконструкции сети более высокого класса напряжения, которая является распределительной. От центра питания до понижающих трансформаторных подстанций. При реконструкции распределительной сети 10 кВ нижнего поселка Магдагачи мы преследуем следующие цели:

- повышение надежности электроснабжения потребителей и повышение качества электрической энергии;
- снижение потерь электроэнергии в элементах сети;
- адаптация сетей к проведению ремонтных работ под напряжением и применение электротехнического оборудования, требующего минимальных затрат и времени на обслуживание;
- совершенствование мероприятий по точному определению места повреждения в линии и, следовательно, уменьшения времени восстановления поврежденного участка и ущерба у потребителя из-за перерывов в электроснабжении;
- увеличение продолжительности межремонтного эксплуатационного периода с сохранением надежности электроснабжения;
- повышение электрической и экологической безопасности.

Перед тем как заняться реконструкцией самой сети необходимо выбрать номинальное напряжение распределительной сети.

6.1. Выбор номинального напряжения распределительной сети при реконструкции

Выбор напряжения питающих и распределительных сетей зависит от мощности, потребляемой предприятием или районом, его удаленности от источника питания, напряжения источника питания, количества и единичной мощности электроприемников.

В нашем случае питающей подстанцией является тяговая подстанция Магдагачи со следующими уровнями напряжения - 220/35/27,5/10 кВ, учитывая, что напряжение 220 - это высшее напряжение, напряжение 35 кВ и 27,5 кВ. Среднее напряжение 27,5 кВ это напряжение в основном для тяговых подстанций, то наиболее оптимальным является напряжение 10 кВ для создания распределительной сети в населенном пункте, оно будет меньше подвержено искажению, связанному с прохождением электрифицированного транспорта, и на данный уровень напряжения больше всего стандартного электрооборудования.

6.2. Выбор марки и сечения питающих линий, их конструктивное исполнение

После того, как мы определились с номинальным напряжением распределительной сети, можно приступать к выбору типов и сечений проводов питающей сети. Сечения проводов ВЛ должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также, по допустимому отклонению напряжения.

Сечения проводников сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжения, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Учитывая слаборазвитую местность поселка городского типа Магдагачи, реконструкцию будем проводить с использованием самонесущих изолированных проводов типа СИПЗ. Использование самоизолированного провода имеет большое количество преимуществ по сравнению с кабелем и по сравнению с голым проводом. Возможно использование одного магистрального провода, а отпайки будем формировать из проводов меньшего сечения.

Произведем расчет магистральной схемы, учитывая, что в послеаварийном режиме сечение линии должно выдерживать всю нагрузку петли, поддерживая при этом допустимый уровень напряжения.

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

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}; \quad (36)$$

где S_p – полная расчетная мощность линии;

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

По полученному рабочему току проводится выбор сечения линии при этом должно соблюдаться условие:

$$I_{РАСЧ} \leq I_{ДОП}; \quad (37)$$

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

При разработке и реконструкции сети 10 кВ у нас получилось две основных питающих поселок линии. Для примера произведем расчет на первом участке, питающем наибольшее количество трансформаторных подстанций. ПС Магдагачи – ТП №10 – ТП №36 – ТП №9 – ТП №41 – ТП №18 – ТП №15 – ТП №11 – ТП №19 – ТП №23. Схема сети указана на рисунке 1.

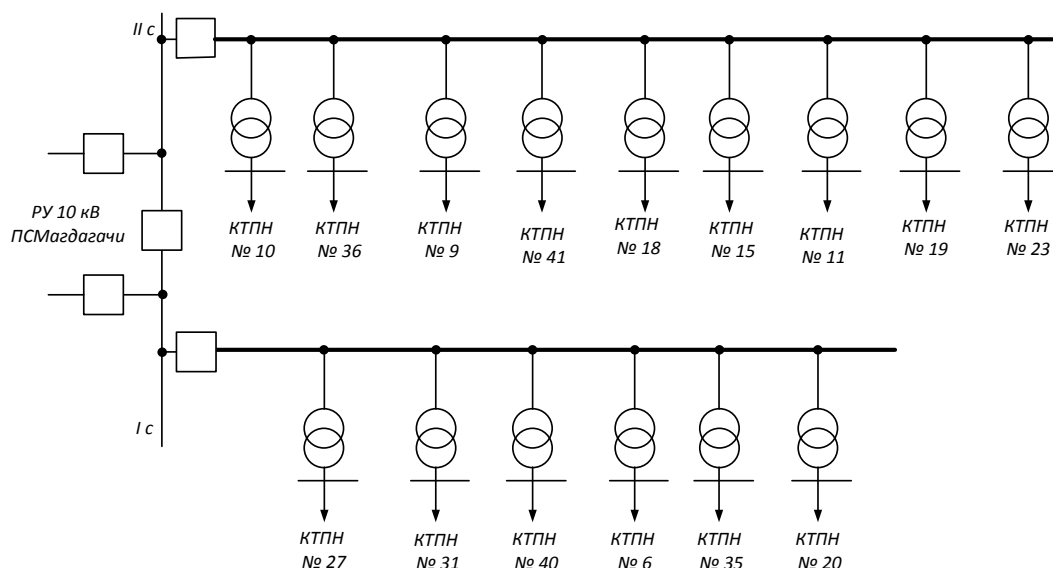


Рисунок 1 – Расчетная схема 10 кВ

Для того чтобы определить рабочий ток на головном участке магистрали, необходимо определить полные суммарные нагрузки на головном участке сети.

Просто так просуммировать нагрузки нельзя, поэтому в соответствии с [11] для сельскохозяйственных и бытовых потребителей поселков городского типа расчет нагрузки производится по методу коэффициента одновременности.

$$P_{рас.линии} = K_o \cdot \sum P_{расч.ТП}; \quad (38)$$

где K_o – коэффициент одновременности, определяемый в зависимости от количества ТП подключенных к линии по [16];

$P_{расч.ТП}$ – расчетные токи на каждой ТП, кВт.

Реактивная мощность находится аналогично, а полная мощность находится по формуле, указанной выше.

Произведем расчет для первого участка сети:

$$\begin{aligned} P_{рас.линии1} &= K_o \cdot (P_{10} + P_{36} + P_9 + P_{41} + P_{18} + P_{15} + P_{11} + P_{19} + P_{23}) = \\ &= 0,75 \cdot (80 + 123 + 160 + 135 + 264,8 + 196,2 + \\ &+ 122,2 + 181,8 + 125,1) = 948,82 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{рас.линии1} &= K_o \cdot (Q_{10} + Q_{36} + Q_9 + Q_{41} + Q_{18} + Q_{15} + Q_{11} + Q_{19} + Q_{23}) = \\ &= 0,75 \cdot (41,2 + 115,9 + 82,5 + 96,6 + 196,9 + 92,7 + \\ &+ 91,7 + 117,2 + 93,8) = 609,41 \text{ квар}; \end{aligned}$$

$$S_{рас.линии1} = \sqrt{948,82^2 + 609,41^2} = 1127,7 \text{ кВА};$$

Рабочий ток для головного участка линии:

$$I_{рас.линии1} = \frac{1127,7}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 62,08 \text{ А};$$

Проверяем рабочий ток по отношению к длительно допустимому:

$$62,08 \leq 200 \text{ А.}$$

Выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 200 А, сечением 35 мм² [21]. Остальные линии выбираются аналогичным способом и для них выбираем такое сечение и провод, которые будут минимально

достаточны для протекания рабочего тока, результаты занесем в таблицу 13. На отпайках также применим провод СИП 3 сечением 35 мм², так как меньшего сечения провода в принципе не существует.

Таблица 12 – Выбор сечений линий

№ п/п	Наименование, ТП	Срас.линии, кВА	Ирас.линии, А	Идл. Доп	Сечение и марка провода
1	2	3	4	5	6
	Ф-1	1127,7	62,08	200	3 СИП-3 (1x35)
1	КТПН № 10	90	4,95	200	3 СИП-3 (1x35)
2	КТПН № 36	169	9,30	200	3 СИП-3 (1x35)
3	КТПН № 9	180	9,91	200	3 СИП-3 (1x35)
4	КТПН № 41	166	9,14	200	3 СИП-3 (1x35)
5	КТПН № 18	330,2	18,18	200	3 СИП-3 (1x35)
6	КТПН № 15	221,3	12,18	200	3 СИП-3 (1x35)
7	КТПН № 11	152,8	8,41	200	3 СИП-3 (1x35)
8	КТПН № 19	218,9	12,05	200	3 СИП-3 (1x35)
9	КТПН № 23	156,4	8,61	200	3 СИП-3 (1x35)
	Ф-2	911,5	50,18	200	3 СИП-3 (1x35)
1	КТПН № 27	260	14,31	200	3 СИП-3 (1x35)
2	КТПН № 31	300	16,52	200	3 СИП-3 (1x35)
3	КТПН № 40	230	12,66	200	3 СИП-3 (1x35)
4	КТПН № 6	266,7	14,68	200	3 СИП-3 (1x35)
5	КТПН №35	236,7	13,03	200	3 СИП-3 (1x35)
6	КТПН № 20	112,7	6,2	200	3 СИП-3 (1x35)

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, мы определим напряжение у потребителей. Согласно Правил устройства электроустановок нормально допустимое значение отклонения напряжения - 5 %, предельно допустимое - 10 % [21].

Потеря напряжения в линиях 10 кВ, определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{1}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \sum P_m \cdot l_m + x_0 \cdot \sum Q_m \cdot l_m) \cdot 100\%; \quad (39)$$

где P_m – активная мощность в ответвлении в точке m линии, кВт;

l_m – длина линии от ЦП до точки m , км;

U_n - номинальное напряжение, кВ;

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км. Для провода СИП 3 реактивное сопротивление крайне мало, в связи с чем его учитывать не будем.

Проверим отклонение напряжения в сети на наиболее удаленной ТП20, проверка выполняется по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{1}{10,5} \cdot 0,99 \cdot 948,82 \cdot 0,79 \cdot 100\% = 7,07\%;$$

Отклонение напряжения составляет больше 5% в соответствии с Правилами устройства электроустановок [21]. В связи с чем, увеличиваем сечение магистрального провода до 70 мм², так как в нашем случае еще будут производиться секционирования сети с другими линиями. Сопротивление СИП 3x70 мм составляет 0,49 Ом. Аналогично проводится расчет для другой линии, также подсчитаем потери напряжения на отпайках на ТП, результаты расчета заносятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Проверка отклонения напряжения

№ п/п	Наименование, ТП	Ррас. линии, кВт	сечение и марка провода	длина, км	R, Ом	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7
	Ф-1	948,82	3 СИП-3 (1x70)	0,79	0,49	3,50
1	КТПН № 10	80	3 СИП-3 (1x35)	0,01	0,99	0,01
2	КТПН № 36	123	3 СИП-3 (1x35)	0,14	0,99	0,16
3	КТПН № 9	160	3 СИП-3 (1x35)	0,07	0,99	0,11
4	КТПН № 41	135	3 СИП-3 (1x35)	0,03	0,99	0,04
5	КТПН № 18	264,8	3 СИП-3 (1x35)	0,01	0,99	0,02
6	КТПН № 15	196,2	3 СИП-3 (1x35)	0,03	0,99	0,06
7	КТПН № 11	122,2	3 СИП-3 (1x35)	0,07	0,99	0,08
8	КТПН № 19	181,8	3 СИП-3 (1x35)	0,06	0,99	0,10
9	КТПН № 23	125,1	3 СИП-3 (1x35)	0,1	0,99	0,12
	Ф-2	811,47	3 СИП-3 (1x70)	0,53	0,49	2,01
1	КТПН № 27	231	3 СИП-3 (1x35)	0,17	0,99	0,37
2	КТПН № 31	267	3 СИП-3 (1x35)	0,07	0,99	0,18
3	КТПН № 40	205	3 СИП-3 (1x70)	0,22	0,49	0,21
4	КТПН № 6	237,7	3 СИП-3 (1x35)	0,03	0,99	0,07
5	КТПН № 35	210,7	3 СИП-3 (1x35)	0,07	0,99	0,14
6	КТПН № 20	100,7	3 СИП-3 (1x35)	0,02	0,99	0,02

Из таблицы 14 видно, что отклонение напряжения, не превышает 5% во

всех линиях, то есть требования Правил устройства электроустановок [21] выполняются.

Перед тем, как выбирать электрооборудование в КТПН и РУ 10 кВ ПС Магдагачи, необходимо произвести расчет токов короткого замыкания.

6.3. Конструктивное исполнение линий 10 кВ

При реконструкции сетей 10 кВ применяем железобетонные стойки, которые обычно применяются для строительства линий 10 кВ в современном электроснабжении. На особо важных переходах (через железнодорожные пути, дороги) применяются металлические опоры для надежного крепления провода. Линия 10 кВ разделяется анкерными пролетами и промежуточными пролетами. Анкерный пролет - это пролет, в котором провода жестко закреплены и не могут вырваться из зажимов. Промежуточный пролет - это пролет, в котором провода закреплены не крепко на опорах ВЛ и могут из-за термической или ветровой деформации немного передвигаться из пролета в пролет. Опоры, которыми ограничен анкерный пролет, называются анкерными, в анкерном пролете обычно устанавливают порядка 3-8 промежуточных опор. Анкерными опорами часто делают угловые поворотные опоры, так как на них в любом случае жестко закреплен провод. При переходах через дорогу используют двойной подвес провода на 2-х изоляторах каждая фаза линии, это выполняется для надежности в случае повреждения опоры, или задевания провода транспортным средством. Каждая опора заземляется, и на опорах устанавливаются длинно-искровые разрядники РДИП, которые предотвращают повреждение арматуры и оборудования в сети 10 кВ. Согласно рекомендациям производителей, разрядники устанавливаются пофазно на каждой опоре в начале линии и далее через одну опору. В пролетах ВЛ основной изоляцией между проводами разных фаз является воздух [6].

Для изоляции и крепления проводов применяют линейные изоляторы. Они бывают: штыревые, подвесные и стержневые.

Арматура ВЛ предназначена для крепления гирлянд изоляторов к опорам, подвески проводов к гирляндам, сборки многоцепных гирлянд, и т.д.

Арматура делится на:

-поддерживающие зажимы (для крепления проводов к поддерживающим гирляндам);

-натяжные зажимы (для крепления к натяжным гирляндам изоляторов на опорах анкерного типа) разделяются на разъемные и не разъемные;

-сцепная арматура (служит для соединения гирлянды изоляторов с опорой и поддерживающими или натяжными зажимами, для образования многоцепных гирлянд);

-соединительные зажимы (для соединения проводов, которые выпускаются кусками определенной длины, так же с помощью них выполняют соединения проводов на опорах анкерного типа);

-защитная арматура (для выравнивания уровня напряжений, приложенных к первым изоляторам со стороны провода, защищает от перенапряжения);

-гасители вибрации (для защиты проводов от вибрации);

-дистанционные распорки (на ВЛ с расщепленной фазой, для фиксации проводов, относящихся к данной фазе).

7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания реконструируемой линии нужен для того, чтобы правильно выбрать оборудование и проверить его на стойкость в экстренных случаях, в том числе при коротких замыканиях.

Коротким замыканием называется всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы соединение двух точек электрической цепи.

Вследствие короткого замыкания (КЗ) в электрических цепях возникают опасные для элементов сети токи, которые могут привести эти элементы к выходу из строя. Поэтому, для обеспечения надежной работы электрической сети, электрооборудования, устройств релейной защиты производится расчет токов КЗ.

В малоразвитых сетях поселков городского типа так же, как и в сельской местности токи КЗ рассчитывают для проверки токоведущих частей и аппаратуры на термическую и динамическую стойкость, для выбора грозозащитных аппаратов, регулировки правильной работы релейной защиты и определения заземляющих устройств.

Обычно расчет проводят для двух значений: для максимального тока трехфазного КЗ ($I_{k(3)}$), по которому проверяют устойчивость аппаратуры и согласование действия защит трансформатора и линии 0,38 кВ, и для однофазного тока КЗ ($I_{k(1)}$) в наиболее удаленной точке линии, по которому осуществляется проверка эффективности системы зануления.

Расчет ведется по формулам и методике, представленным в инструкции [22]. Расчет токов короткого замыкания необходим для того, чтобы правильно выбрать силовое оборудование. Для согласования и правильной работы релейной защиты и автоматики. Проверки чувствительности срабатывания релейной защиты, токовых катушек автоматических выключателей. Значительные по величине токи короткого замыкания представляют большую опасность для элементов электрической сети и оборудования, так как они

вызывают чрезмерный нагрев токоведущих частей и создают большие механические усилия, что необходимо учесть при выборе оборудования.

7.1. Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети

Расчет токов КЗ начнем с расчета токов сети 10 кВ. При расчете токов КЗ в сетях 10 кВ необходимо определить ток КЗ на шинах 10 кВ питающей подстанции Магдагачи, и на шинах ТП.

Согласно ПУЭ, в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать только индуктивные сопротивления всех элементов.

Расчет токов КЗ будем проводить в относительных единицах. Сначала необходимо составить схему, по которой будет производиться расчет токов КЗ. Расчетная схема для токов КЗ приложена на листе графической части и на рисунке 1.

По расчетной схеме составляется схема замещения сети - рисунок 2. Схема замещения - это расчетная схема, под которой понимают, упрощенную однолинейную схему с указанием всех элементов электроустановки и их параметров, которые влияют на величину тока КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

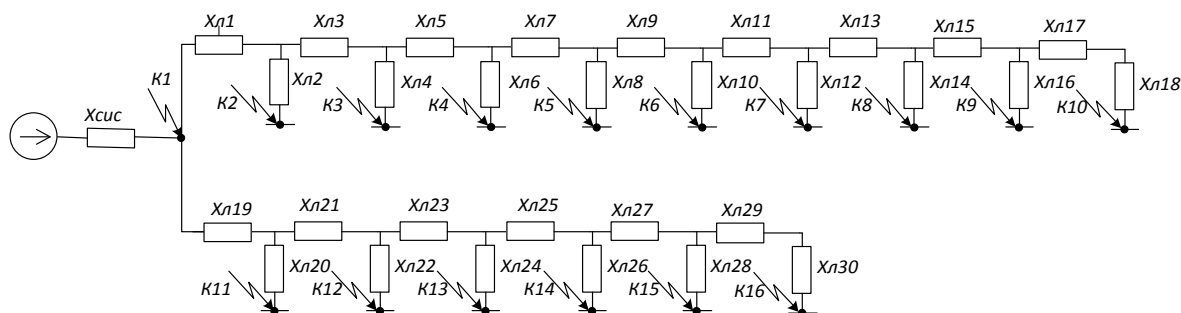


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Сопротивления элементов схемы замещения можно найти по формулам [22].

Приближённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_C = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,5; , \quad (40)$$

где $I_{отк}$ – отключающая способность выключателя на головном участке сети $I_{отк}=12,5$ кА.

Базисную мощность принимают произвольно, так, чтобы получились величины, удобные для расчета; обычно число, кратное номинальной мощности источника или 100 МВА, 1000 МВА. В данном проекте примем базисную мощность равной 100 МВА.

$$X_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср.ном}^2} ; \quad (41)$$

где $X_{Л}$ - активное и индуктивное сопротивления линии, Ом;

x_0 - активное и индуктивное удельные сопротивления линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Начальное значение периодической составляющей трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{E_C}{X_{КЗ}} \cdot I_{\bar{\sigma}1} \quad (42)$$

где $Z_{КЗ}$ - полное сопротивление до точки КЗ, Ом;

E_C - ЭДС системы;

$I_{\bar{\sigma}1}$ - базисный ток, кА.

$$I_{\bar{\sigma}1} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} .$$

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$X_1 = X_{Л} + X_C; \quad (43)$$

Расчет ударного тока:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (44)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент;

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (45)$$

где T_a - постоянная времени затухания, с:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (46)$$

Ток двухфазного КЗ можно найти по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (47)$$

Приведем пример расчета токов КЗ для точки К1 (рисунок 3).

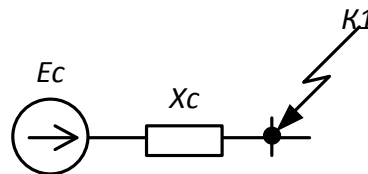


Рисунок 3 – Расчет токов КЗ на шинах РУ 10 кВ ПС Магдагачи

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{I}{0,5} \cdot 5,78 = 11,56 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,56 = 10 \text{ кА};$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0016}} = 1,002;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,002 \cdot 11,56 = 16,22 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек сведены в таблицу 15

Таблица 15 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	T_a	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5	6
К1	11,56	10,00	0,0016	1,00	16,2
К2	9,91	8,57	0,0019	1,00	13,9
К3	6,85	5,92	0,0027	1,02	9,8
К4	6,20	5,37	0,0030	1,03	9,0
К5	5,00	4,32	0,0037	1,07	7,5
К6	3,93	3,40	0,0047	1,12	6,2
К7	3,17	2,74	0,0058	1,18	5,2
К8	2,63	2,28	0,0070	1,24	4,6
К9	2,60	2,25	0,0071	1,24	4,5
К10	1,94	1,68	0,0095	1,35	3,7
К11	7,95	6,88	0,0023	1,01	11,3
К12	7,27	6,29	0,0025	1,02	10,4
К13	5,78	5,00	0,0032	1,04	8,4
К14	6,27	5,42	0,0029	1,03	9,1
К15	4,18	3,62	0,0044	1,10	6,5
К16	4,34	3,75	0,0042	1,09	6,6

7.2. Расчет токов короткого замыкания в низковольтной сети

Для расчета токов КЗ в сети низковольтного напряжения нас интересуют несколько точек - на шинах питающей ТП и на конце каждой линии, для проверки чувствительности выбранных защитных аппаратов.

Расчет токов КЗ в низковольтной сети ведётся в именованных единицах.

Особенности расчета токов КЗ до 1 кВ:

1. учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи до точки КЗ;
2. при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ ввиду большой удаленности генераторов;
3. расчет проводится в именованных единицах.

Также, при расчетах КЗ в сетях до 1 кВ необходимо учитывать сопротивления трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей, сопротивления различных контактов и контактных

сопротивлений. Помимо этого, рекомендуется учитывать сопротивление электрической дуги в месте КЗ [22].

Расчет токов КЗ будем производить на шинах 0,4 кВ расчетных ТП и в конце отходящих линий. Расчетными будут являться новые КТП, планируемые к установке в строящемся жилом комплексе.

Для примера рассмотрим расчет токов КЗ на низкой стороне. Составляем расчетную схему (рисунок 4):

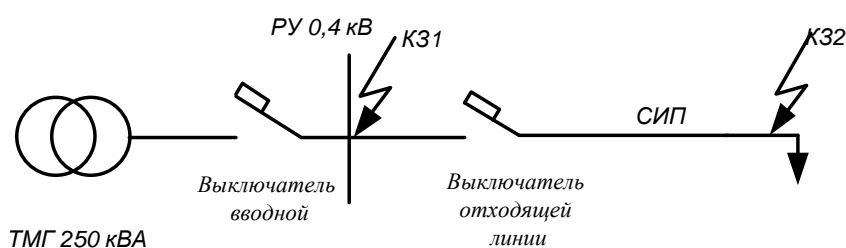


Рисунок 4 - Схема расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

На основании исходной схемы составим схем замещения:

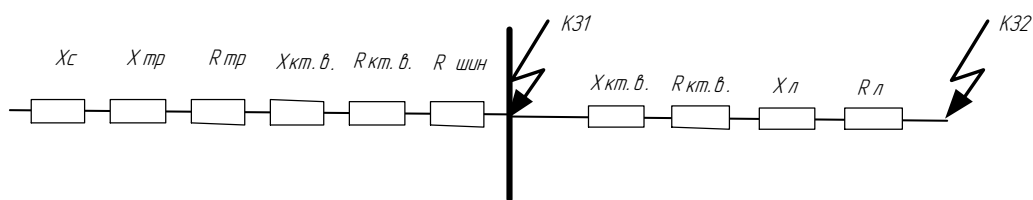


Рисунок 5 - Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Найдем сопротивления элементов схемы замещения.

Сопротивление трансформаторов определяю по формулам:

$$x_T = \sqrt{(U_k)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{T.ном}} \right)^2 \frac{U_{НН.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4} ; \quad (48)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^6 \quad (49)$$

где $S_{T.ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{HH.ном}$ - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ.

Сопротивление трансформатора для ТП № 23:

$$X_T = \sqrt{(4,5)^2 - \left(\frac{100 \cdot 4,2}{250}\right)^2} \frac{0,4^2}{250} \cdot 10^4 = 22,55 \text{ Ом}$$

$$R_T = \frac{4,2 \cdot 0,4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 2,688 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы находится по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срнн}} ; \quad (50)$$

$$X_C = \frac{380^2}{\sqrt{3} \cdot 1,94 \cdot 10500} = 4,1 \text{ Ом}$$

Сопротивления проводов определяются по следующей формуле:

$$X_L = x_0 \cdot l ; \quad (51)$$

$$R_L = r_0 \cdot l \quad (52)$$

Сопротивления проводов СИП 2 3x25+1x35 мм² для отходящих линий, учитывая, что $r_0 = 1,54$, $x_0 = 1,2$ [5]:

$$X_{ТП-Л1} = 1,2 \cdot 0,31 = 0,372 \text{ мОм}$$

$$R_{ТП-Л1} = 1,54 \cdot 0,31 = 0,48 \text{ мОм}$$

Также необходимо учесть сопротивление контактов, болтовых соединений и катушек выключателей.

Приближенно можно принять $R_k = 0,1 \text{ Ом}$ – для контактных соединений кабелей, $R_k = 1,0 \text{ Ом}$ – для коммутационных аппаратов.

Сопротивление катушек контактных выключателей примем $R_{кв} = 0,14 \text{ мОм}$, $X_{кв} = 0,08 \text{ Ом}$, $R_{кв.конт} = 0,15 \text{ Ом}$.

Сопротивления трансформаторов тока учитывают только на токи до 500 А.

Сопротивление от выводов силового трансформатора до шин 0,4 кВ КТП: $R_{шин} = 0,1 \text{ мОм}$, $X_{шин} = 0,06 \text{ мОм}$.

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1, для этого найдём общее активное и индуктивное сопротивление:

$$R_{I\Sigma} = R_{TP} + R_{шин} + R_{кв} + R_k + R_{пер} \quad (53)$$

$$R_{I\Sigma} = 2,688 + 0,1 + 1 + 0,14 + 0,1 = 4,028 \text{ Ом}$$

$$X_{I\Sigma} = X_C + X_{TP} + X_{кв} + X_{шин} \quad (54)$$

$$X_{I\Sigma} = 22,55 + 4,1 + 0,08 + 0,06 = 26,79 \text{ Ом}$$

Тогда значение максимального тока периодической составляющей:

$$I_{ПО1}^{(3)} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{к1}^2 + X_{к1}^2}} \quad (55)$$

$$I_{ПО1}^{(3)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{26,79^2 + 4,028^2}} = 8,12 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0MAX1} \cdot K_{y\partial}$$

$$I_{y\partial1} = \sqrt{2} \cdot 8,12 \cdot 1,35 = 15,5 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ рассчитаем так же, как и для сети 10 кВ:

$$I_{\text{ПО1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,12 = 7,03 \text{ кА}$$

Для нахождения однофазного КЗ необходимо учитывать прямую, обратную и нулевую последовательности.

$$I_{\text{ПО1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (56)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ - суммарное активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности;

$R_{2\Sigma}$ и $X_{2\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления обратной последовательности;

$R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ - суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

Схема замещения обратной последовательности включает в себя все элементы схемы прямой последовательности, за исключением ЭДС. Сопротивления элементов обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности.

$$R_{0\Sigma} = R_{\text{ТР}} + R_{\text{шин}} + R_{\text{кв}} + R_{\text{к}} + R_{\text{пер}}$$

$$X_{1\Sigma} = X_{\text{ТР}} + X_{\text{кв}} + X_{\text{шин}}$$

Сопротивление нулевой последовательности также будет равно сопротивлению прямой для данной цепи.

$$R_{0\Sigma} = R_{\text{ТР}} + R_{\text{шин}} + R_{\text{кв}} + R_{\text{к}} + R_{\text{пер}}$$

$$X_{1\Sigma} = X_{\text{С}} + X_{\text{ТР}} + X_{\text{кв}} + X_{\text{шин}}$$

Таким образом, однофазный ток для точки К1 будет равен:

$$I_{\text{ПО1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{(3R_{\text{ТР}} + 3R_{\text{шнн}} + 3R_{\text{кв}} + 3R_{\text{к}} + 3R_{\text{пер}})^2 + (2X_{\text{С}} + 3X_{\text{ТР}} + 3X_{\text{кв}} + 3X_{\text{шнн}})^2}} \quad (57)$$

$$I_{\text{ПО1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5}{\sqrt{11,388^2 + 44,238^2}} = 9,67 \text{ кА}$$

После того, как у нас рассчитаны токи КЗ, можно проверить ранее выбранные сечения на термическую и динамическую стойкость к токам короткого замыкания.

8. ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ СИП НА СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (В СЕТИ 10 КВ)

После того как были выбраны провода СИП и посчитаны токи КЗ, необходимо проверить ранее выбранные токи на устойчивость к воздействию токов КЗ. Воздействие токов КЗ бывает двух типов - термическое и динамическое.

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

$$B_{кз} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (58)$$

где $I_{н.о}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_{в} + t_{рз}, \quad (59)$$

где $t_{в}$ - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (60)$$

где C - коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, что осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу (для алюминиевых жил C составляет 100 [12]).

Правильно выбранное сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{тер} \leq F_{выбр}, \quad (61)$$

Проведем проверку провода на термическое действие тока короткого замыкания в сети 10 кВ на примере Ф-1.

Параметры воздушной линии:

$$I_{ПО1}^{(3)} = 11,6 \text{ кА}; T_a = 0,0016 \text{ с.}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = t_{\epsilon} + t_{рз} = 0,025 + 0,02 = 0,045 \text{ с} \quad (62)$$

Определим тепловой импульс:

$$B_{кз} = 11,6^2 \cdot (0,0016 + 0,045) = 6,226 \cdot 10^6$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{тер.ис-мн17} = \frac{\sqrt{6,226 \cdot 10^6}}{100} = 24,95 \text{ мм}^2$$

Сечение выбранного провода: 70 мм².

Сравниваем выбранное и допустимое сечения:

$$24,95 \leq 70.$$

Условие выполняется.

Следовательно, сечение провода было выбрано правильно.

Аналогично проведем проверку на термическую стойкость к токам КЗ проводов в сети 10 кВ для отпаек и остальных участков, результаты проверки сведем в таблицу 16.

Таблица 16 - Термическая стойкость проводов к токам КЗ в сети 10 кВ

№ п/п	№ ТП	$I_k^{(3)}$, кА	T_a	t откл	Вкз	$F_{терм}$	Сечение провода
1	2	3	4	5	6	7	8
	Ф-2						
1	КТПН № 10	11,6	0,0016	0,045	6,226	24,95	3 СИП-3 (1x70)
2	КТПН № 36	9,9	0,0019	0,045	4,599	21,45	3 СИП-3 (1x35)
3	КТПН № 9	6,8	0,0027	0,045	2,234	14,95	3 СИП-3 (1x35)
4	КТПН № 41	6,2	0,0030	0,045	1,845	13,58	3 СИП-3 (1x35)
5	КТПН № 18	5,0	0,0037	0,045	1,215	11,02	3 СИП-3 (1x35)
6	КТПН № 15	3,9	0,0047	0,045	0,767	8,76	3 СИП-3 (1x35)
7	КТПН № 11	3,2	0,0058	0,045	0,510	7,14	3 СИП-3 (1x35)
8	КТПН № 19	2,6	0,0070	0,045	0,360	6,00	3 СИП-3 (1x35)
9	КТПН № 23	2,6	0,0071	0,045	0,353	5,94	3 СИП-3 (1x35)
	Ф-2						
1	КТПН № 27	7,9	0,0023	0,045	2,990	17,29	3 СИП-3 (1x70)
2	КТПН № 31	7,3	0,0025	0,045	2,514	15,86	3 СИП-3 (1x35)
3	КТПН № 40	5,8	0,0032	0,045	1,610	12,69	3 СИП-3 (1x70)
4	КТПН № 6	6,3	0,0029	0,045	1,885	13,73	3 СИП-3 (1x35)
5	КТПН №35	4,2	0,0044	0,045	0,863	9,29	3 СИП-3 (1x35)
6	КТПН № 20	4,3	0,0042	0,045	0,926	9,62	3 СИП-3 (1x35)

9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ТП

В качестве понижающих подстанций выбираются комплектные трансформаторные подстанции 10 кВ наружной установки КТПН. Подстанции киоскового типа КТПН с номинальными напряжениями переменного трехфазного тока частотой 50 Гц на напряжение 10 кВ, предназначенные для приема, преобразования и распределения электроэнергии.

КТПН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- прием электрической энергии;
- преобразование напряжения 10 кВ в 0,4 кВ;
- питание потребителя электрической энергией;
- защита от перегрузок и токов короткого замыкания;
- учет и контроль электрической энергии.

На отходящих фидерах устанавливаются автоматические выключатели, или разъединители стационарного исполнения. Конструкция КТП предусматривает ее установку на фундаменте, а также, установку на бетонных блоках высотой 600 мм (в комплект подставки не входят). КТП с воздушным вводом подключается к ЛЭП посредством разъединителя, который поставляется комплектно с подстанцией и устанавливается на ближайшей опоре. Подстанции обеспечивают учет активной электрической энергии. По требованию заказчика возможна установка счетчика реактивной энергии, а также счетчика любой модификации (совмещенного, электронного и т.д.). Для создания нормальных условий эксплуатации КТП, схемой предусмотрено внутреннее освещение и обогрев аппаратуры. Включение электронагревателей может производиться вручную или автоматически.

В КТП имеется фидер уличного освещения, который оснащен устройством ручного и автоматического включения и отключения. По требованию заказчика возможно исполнение КТП без фидера уличного освещения. Схема КТП предусматривает контроль тока и напряжения на стороне 0,4 кВ.

Данные КТПН комплектуются трансформаторами мощностью от 100 кВА до 630 кВА, в зависимости от необходимой мощности трансформаторов на ТП. КТПН на высокой стороне комплектуются камерами одностороннего стационарного обслуживания (КСО) марки КСО-366М на низкой стороне трансформатора устанавливаются низковольтные панели типа ЩО-70 [31].

9.1. Выбор предохранителей 10 кВ

Произведем расчет на примере ТП №23. Для защиты трансформаторов по высокой стороне устанавливаются предохранители. Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по длительному току:

$$I_{\text{рмах}} \leq I_{\text{ном}};$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию:

$$I_{\text{ном.пл.вс.}} = \frac{S_{\text{ТП10}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{156,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,61; \quad (63)$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения равного 10 А.

Сравниваем выбранный предохранитель:

$$8,61 \text{ А} \leq 10 \text{ А};$$

По номинальному току проходит.

По отключающей способности:

$$4,435 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

По отключающей способности тоже проходит.

Выбираются предохранители для трансформаторов с номинальной мощностью 250 кВ·А; для упрощения расчетов будем проверять предохранители на ТП с минимальным значением тока КЗ, на шинах всех ТП ток КЗ не превышает значения 10 кА, поэтому, на все предохранители выбирается номинальный ток отключения равный 12,5 кА.

Принимается предохранитель типа ПКТ101-10-10-12,5У3. Результаты выбора остальных предохранителей занесем в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор плавких вставок предохранителей на ТП

№ п/п	№ ТП	Стп	Ikз, кА	Ином. Пл вст, А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
1	КТПН № 27	260	9,907	14,31	ПКТ 101-10-16-12,5 У1
2	КТПН №35	236,7	6,845	13,03	ПКТ 101-10-16-12,5 У1
3	КТПН № 6	266,7	6,202	14,68	ПКТ 101-10-16-12,5 У1
4	КТПН № 20	112,7	4,996	6,20	ПКТ 101-10-8-12,5 У1
5	КТПН № 31	300	3,930	16,52	ПКТ 101-10-20-12,5 У1
6	КТПН № 10	90	3,168	4,95	ПКТ 101-10-6-12,5 У1
7	КТПН № 36	169	2,630	9,30	ПКТ 101-10-10-12,5 У1
8	КТПН № 9	180	2,602	9,91	ПКТ 101-10-10-12,5 У1
9	КТПН № 41	166	1,938	9,14	ПКТ 101-10-10-12,5 У1
10	ЗТП № 40	230	7,949	12,66	ПКТ 101-10-16-12,5 У1
11	КТПН № 18	330,2	7,273	18,18	ПКТ 101-10-20-12,5 У1
12	КТПН № 15	221,3	5,781	12,18	ПКТ 101-10-16-12,5 У1
13	МТП № 11	152,8	6,271	8,41	ПКТ 101-10-10-12,5 У1
14	КТПН № 19	218,9	4,180	12,05	ПКТ 101-10-16-12,5 У1
15	КТПН № 23	156,4	4,335	8,61	ПКТ 101-10-10-12,5 У1

9.2. Выбор выключателей нагрузки

Выключатель нагрузки - это простейший высоковольтный выключатель. Он используется для отключения и включения цепей, находящихся под нагрузкой. Дугогасительные устройства выключателей рассчитаны на гашение маломощной дуги, возникающей при отключении тока нагрузки. Их нельзя применять для отключения токов короткого замыкания. Чтобы разорвать цепь в случае возникновения короткого замыкания, последовательно с выключением нагрузки устанавливаются высоковольтные предохранители соответствующей способности.

Выбор и проверка выключателей нагрузки производится аналогично выбору выключателей по той же методике. Производится выбор выключателей нагрузки для ТП23 с номинальной мощностью 250 кВА.

Рабочий ток для выключателя равен:

$$I_p = \frac{156,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,61 \text{ А};$$

Выбирается выключатель нагрузки марки ВМП-М1-10/630-20, с номинальным рабочим током равным 630 А, так как с меньшим номинальным током они не выпускаются.

Производится проверка на термическую стойкость выключателя к токам КЗ:

$$B_K = 4,335^2 \cdot (0,055 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,017) = 8,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Расчет номинального значения апериодической составляющей для момента времени τ :

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 0,4 = 7,07 \text{ кА};$$

Расчет апериодической составляющей в отключаемом токе в момент времени τ :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,335 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,0042}} = 1,59 \text{ кА};$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{K.\text{ном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{рmax}} = 8,61 \text{ А};$$

$$B_{K.\text{ном}} = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_K = 8,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА} \geq I_{\text{п.о}} = 1,59 \text{ кА};$$

$$i_{a.ном} = 7,07 \text{ кА} \geq i_{ат} = 1,59 \text{ кА};$$

Выключатели нагрузки на остальные ТП ставим аналогичные.

9.3. Выбор разъединителей 10 кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, они создают видимый разрыв в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению.

Произведем расчет для ТП №23. Выбираем разъединитель марки РВЗ-10/400УХЛ2 по напряжению установки ($U_{уст} = 10 \text{ кВ}$), по току продолжительного режима ($I_{max} = 8,61 \text{ А}$). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Данные выбранного разъединителя:

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$I_H = 400 \text{ А};$$

$$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}.$$

Данные ТП:

$$U_P = 10 \text{ кВ};$$

$$I_P = 8,54 \text{ А};$$

$$i_{уд} = 6,6 \text{ кА}.$$

При их сверке видно, что паспортные данные больше расчетных, исходя из чего, можно считать, что разъединители выбраны верно.

9.4. Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин, или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях.

Опорные изоляторы для шинных конструкций выбираются по номинальному напряжению и по допускаемой механической нагрузке, которая должна быть больше 60 % разрушающей нагрузки на изгиб:

$$F_{\text{доп}} \leq 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (64)$$

Выбираются опорные изоляторы марки ИО-10 -3,75 2 УЗ, с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}.$$

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по выражению:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{yo}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{6600^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 25,15 \text{ Н}; \quad (65)$$

Допускаемая механическая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Так как условие механической прочности $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$ соблюдается, то принимается к установке изолятор ИО-10 -3,75 2 УЗ.

9.5. Расчёт заземления КТП

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. На рисунке 6 показан план заземляющего устройства КТП:

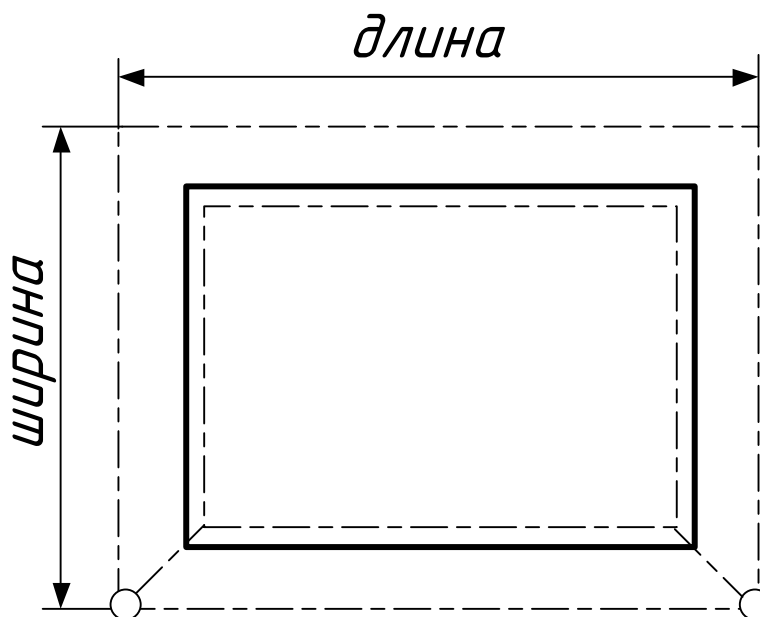


Рисунок 6 – План заземляющего устройства КТП

Заземлитель – проводник, или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- Защитное - служит для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку, выполняется путем заземления металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

- Рабочее - для обеспечения нормальных режимов работы установки; к ним относятся заземление нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, а также, заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

- Молниезащитное - служит для отвода тока молнии в землю, от молниеотводов, или других конструкций.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно [10].

Заземление ТП 10/0,4 кВ осуществляется прокладкой горизонтального замкнутого контура, к которому присоединяется заземляемое оборудование, имеющего сопротивление не более 10 Ом. Также, в непосредственной близости от трансформатора должен быть установлен искусственный вертикальный заземлитель, сопротивление которого не должно быть более 30 Ом. Общее сопротивление заземляющего устройства для ТП, используемого одновременно на напряжение до 1 кВ и выше 1 кВ, должно быть не более, чем:

$$R = \frac{125}{I_{\text{ЗНЗ}}} \quad (66)$$

где $I_{\text{ЗНЗ}}$ – ток замыкания на землю в сети 10 кВ [10], определяется по формуле:

$$I_{\text{знз}} = U_{\text{ном}} \left(\frac{l_{\text{вл}}}{350} + \frac{l_{\text{кл}}}{10} \right) \quad (67)$$

где $U_{\text{ном}}=10$ кВ – номинальное напряжение сети;

$l_{\text{вл}}$, $l_{\text{кл}}$ – длина соответственно воздушных и кабельных линий 10 кВ, электрически соединённых между собой.

В данном случае $l_{\text{кл}}=0$, а общая длина ВЛ 10 кВ, отходящих от шин ПС Магдагачи составляет 1,31 км. Тогда:

$$I_{\text{знз}} = 10 \cdot \frac{1,31}{350} = 0,4 \text{ А};$$

$$R = \frac{125}{0,04} = 312,5 \text{ Ом}.$$

Так как к заземляющим устройствам на ТП 10/0,4 кВ присоединена также нейтраль трансформатора, то, согласно ПУЭ, сопротивление этих заземляющих устройств (с учётом заземлителей повторных заземлений не менее двух ВЛ 0,38 кВ) должно быть не более 4 Ом [10]. Выполним подробный расчёт заземления КТП №23 при условии, что ВЛ, идущая от ТП Магдагачи, находится в ремонте.

Примем к исполнению заземляющее устройство в виде прямоугольного контура из горизонтально проложенной на глубине 0,8 м круглой стали диаметром 10 мм и расположенных по этому контуру вертикальных стержней из угловой стали 40×40×4 мм длиной 3 м, которые отстоят друг от друга на равные расстояния $a=3$ м. Поселок расположен во второй климатической зоне, удельное сопротивление чернозёмового грунта $\rho=40$ Ом·м.

Расчётное значение удельного сопротивления грунта:

$$\rho_p = K \cdot \rho, \quad (68)$$

где K – коэффициент сезонности, зависящий от климатической зоны.

В данном случае для вертикальных электродов $K=1,45$, $\rho=48$ Ом·м, для горизонтальных электродов $K=3,5$, $\rho=140$ Ом·м.

Сопrotивление одного стержня из угловой стали, верхний конец которого находится на глубине $t=0.8$ м при длине стержня 3 м и ширине полки уголка 0,04 м.:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right); \quad (69)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом*м;

L - длина заземлителя, м;

t - расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d - диаметр принимаемого заземлителя, м.

Если в качестве заземлителя используется угловая сталь, то диаметр можно посчитать по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b \quad (70)$$

где b - ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475;$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня можно посчитать:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}}; \quad (71)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м};$$

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,047} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом.}$$

Формула для расчёта сопротивления одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{зоп}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{зоп}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{зоп}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (72)$$

где b - ширина полосы, м;

$t_{гор}$ - глубина заложения, м;

$L_{гор}$ - длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)), \quad (73)$$

где a и b - длина и ширина устанавливаемой КТП. Согласно проекту завода-изготовителя:

$$a = 4,92 \text{ м},$$

$$b = 4,97 \text{ м}.$$

$$P = 2 \cdot ((4,92 + 2) + (4,97 + 2)) = 27,78 \text{ м}$$

$$R_{гор} = 0,036 \cdot \frac{100}{27,78} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 27,78^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,24 \text{ Ом}$$

Рассчитаем ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{верт}}{R_3 \cdot k_э}, \quad (74)$$

R_3 - требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

$k_э$ - коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4,$$

Определим сопротивление всей горизонтальной полосы:

$$R_{гор.пол.} = \frac{R_{гор}}{k_{гор}}, \quad (75)$$

$$R_{гор.пол.} = \frac{4,24}{0,45} = 9,4,$$

Сопротивление вертикальных заземлителей необходимо уточнить с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R'_{верт} = \frac{(R_{гор} \cdot R_3)}{(R_{гор} - R_3)}, \quad (76)$$

$$R'_{верт} = \frac{(9,4 \cdot 4)}{(9,4 - 4)} = 6,9,$$

Пересчитаем число вертикальных стержней с учетом соединительной ПОЛОСЫ:

$$n' = \frac{8,6}{6,9 \cdot 0,65} = 4,$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{верт.д} = \frac{R_{верт}}{n' \cdot k_e}, \quad (77)$$

$$R_{верт.д} = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 6,6 \text{ Ом},$$

Сопротивление всего заземляющего контура рассчитает по формуле:

$$R_{з.д} = \frac{R_{верт.д} \cdot R_{гор.пол.}}{R_{верт.д} + R_{гор.пол.}}, \quad (78)$$

$$R_{з.д} = \frac{6,6 \cdot 9,4}{6,6 + 9,4} = 3,87,$$

Расчитанное сопротивление не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{3,0} \leq R_3.$$

Помимо внешнего контура заземления, в помещениях КТП также выполняется внутренний контур, к которому подключают все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением в нормальном режиме работы. Полоса внутреннего контура должна крепиться вдоль стен.

9.6. Оценка экономической целесообразности по предложенному варианту

После произведенных расчетов по выбору оборудования сети и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость к токам короткого замыкания, необходимо произвести оценку экономической целесообразности по предложенному варианту.

Заменяемые при реконструкции трансформаторные подстанции являются одними из самых дорогостоящих элементов системы электроснабжения, именно поэтому произведем расчет капиталовложений в комплектные трансформаторные подстанции и линии электропередач.

Расчет экономической эффективности произведем на основании минимума приведенных затрат. Приведенные затраты – это показатель который характеризует экономическую эффективность вложенных в строительство средств. Приведенные затраты включают в себя затраты на покупку трансформаторов и строительно-монтажные затраты на их установку, отчисления при эксплуатации на ремонт и обслуживание, потери на передачу электроэнергии.

Найдем затраты (капиталовложения) по формуле [29]:

$$K_{\Sigma КТП} = K_{КТП} + K_{СМР} + K_{ПР} \quad (79)$$

где $K_{ТР}$ - это стоимость комплектной трансформаторной подстанции;

$K_{СМР}$ - капиталовложения на строительно-монтажные работы (50%);

$K_{ПР}$ - прочие затраты, которые составляют 5% от общих капиталовложений.

Строительно-монтажные работы обычно включают в себя оплату труда рабочим, стоимость транспортировки всех необходимых элементов, затраты на монтаж оборудования и на подготовку местности к установке и др.

Расчет произведем для ТП №23, стоимость ТП возьмем с общего ресурса интернет [29]. Средняя стоимость комплектных трансформаторных подстанций представлена в таблице 18:

Таблица 18 – Средняя стоимость КТП 10/0,4 и провода.

№ п/п	№ ТП	мощность кВА/длина, км	Цена, тыс. руб
1	2	3	4
1	КТПН № 27	400	476
2	КТПН №35	400	476
3	КТПН № 6	400	476
4	КТПН № 20	160	341
5	КТПН № 31	400	476
6	КТПН № 10	160	341
7	КТПН № 36	250	401
8	КТПН № 9	250	401
9	КТПН № 41	250	401
10	ЗТП № 40	400	476
11	КТПН № 18	630	597
12	КТПН № 15	400	476
13	МТП № 11	250	401
14	КТПН № 19	400	476
15	КТПН № 23	250	401
16	Провод СИП 3 1x70	2,42	435,6
17	Провод СИП 3 1x35	1,1	108,9
	ИТОГО		7159

Рассчитаем капиталовложения для варианта сети:

$$K_1 = 7159 + 0,55 \cdot 7159 = 11\,096,45 \text{ тыс. руб};$$

Теперь рассчитаем эксплуатационные издержки, обусловленные расходом разных видов экономических ресурсов в процессе производства и обращения продукции.

Издержки представляют собой затраты на ремонт и техническое обслуживание проектируемых объектов и делятся на:

Амортизационные издержки – это часть стоимости основных фондов, которые переводятся ежегодно для возмещения их износа:

$$I_{ам} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{ам} ; \quad (80)$$

где $K_{\Sigma TP}$ - это суммарные капитальные вложения, руб;

$\alpha_{ам}$ - нормы амортизационных отчислений (о.е.), которые определяются по формуле, если известен срок службы оборудования:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{СЛ}} ; \quad (81)$$

Издержки на ремонт и техническое обслуживание можно рассчитать:

$$I_{экс} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{экс} ; \quad (82)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание трансформаторов, о.е.

Рассчитаем издержки для варианта сети:

$$I_{ам1} = \frac{11096,42}{25} = 443,86 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{экс1} = 11096,45 \cdot 0,037 = 410,57 \text{ тыс. руб.};$$

Рассчитаем суммарные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{экс} ; \quad (83)$$

$$I_1 = 443,86 + 410,57 = 854,43 \text{ тыс. руб.};$$

Определим приведенные затраты на сооружение варианта сети по формуле:

$$Z = E \cdot K + I; \quad (84)$$

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

$$Z_1 = 0,1 \cdot 11096,42 + 854,43 = 1964,072 \text{ тыс. руб.};$$

В итоге приведенные затраты на основное заменяемое в проекте оборудование составили 1964,072 тысяч рублей.

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУНН ПС МАГДАГАЧИ

После определения основного оборудования, устанавливаемого на понижающих подстанциях 10/0,4 кВ, а также, определения распределительной сети 10 кВ, необходимо выбрать оборудование на питающую нижний поселок Магдагачи подстанцию. К данному оборудованию относятся ячейки отходящих линий со встроенным оборудованием, в том числе, вакуумными выключателями 10 кВ, трансформаторами тока 10 кВ, а также, целесообразно проверить ранее выбранные трансформаторы напряжения 10 кВ и жесткие шины, смонтированные на ПС Магдагачи.

Выбор оборудования проверяется по току короткого замыкания рассчитанному ранее в разделе 7 точке К1 на шинах подстанции Магдагачи.

10.1. Выбор выключателей 10 кВ

На отходящих ячейках принимаем аналогично существующим ячейкам КРУ 2-10, с вакуумным выключателем производства фирмы «Таврида Электрик» ISM-Shell LD1 10-20-1000 [31]. С номинальным током 1000 А, так как данный производитель отказался от производства выключателей меньшим номинальным током. Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ, показано в таблице 19. Принимаем во внимание, что оба фидера, подключаемые к ячейкам подстанции Магдагачи, имеют номинальные токи, не превышающие 100 А.

Расчетный ток выключателей будет равен расчетному току на головных участках линий 10 кВ, которые рассчитывались ранее в разделе 6.2.

$$I_{\text{расч.В}} = \frac{1127,7}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 62,08 \text{ А};$$

Таблица 19 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1		2	3
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{макс} = 62,08 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н0} = 10 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,2 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{нт} = 11,56 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,65 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,2 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на оба отходящих фидера, на каждую секцию шин все присоединения.

10.2. Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока принимаем как можно ближе к наибольшему рабочему току РУ, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электромеханическую и термическую стойкость и величину нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, подключенных ко вторичной обмотке, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (85)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (86)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 10 кВ - 60 м;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление соединительных проводов 10 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)};$$

Сопротивление приборов, подключенных ко вторичной обмотке, определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (87)$$

где $S_{\text{ПР}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ приведен в таблице 20.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС Магдагачи ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 100 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные		Условия выбора
1	2	3	3
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{номсети}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 100$ А	$I_{\text{макс}} = 62,05$ А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 140$ кА	$i_{\text{уд}} = 16,2$ кА	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 58800$ кА ² с	$B_K = 24,76$ кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z ₂ ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его принимаем к установке на вводные ячейки РУ 10 кВ ПС «Магдагачи».

10.3. Проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения проверим по вторичной нагрузке (подключенных к ним приборов). Расчет проводится при условии перевода всех приборов обеих секций и 10 кВ на один трансформатор напряжения при выводе второго в ремонт. Расчет дополнительной вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице 21.

На подстанции установлены 2 трансформатора напряжения НАЛИ 10 кВ с существующей нагрузкой вторичных сетей 50 ВА. Проверим мощность вторичной нагрузки.

Таблица 21 – Дополнительная вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	АВВ а1000	14	0,12
Счетчик РЭ			
Сумма			11,68

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 50 + 11,68 = 61,68 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно, мы его оставляем.

11. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для дальнейшей безопасной работоспособности линии и подстанции после реконструкции необходимо определиться с их защитой и автоматикой. Релейной защитой называют специальные устройства, состоящие из реле, автоматов и других аппаратов, обеспечивающих автоматическое отключение повреждённого участка электрической сети, или приводящие в действие только сигнальные устройства. Основными требованиями, предъявляемыми к релейной защите, являются:

- 1.Быстродействие
- 2.Селективность
- 3.Чувствительность
- 4.Надёжность

Для нормальной работы релейной защиты первоначально необходимо определиться с системой ее питания, это система оперативного тока.

11.1. Выбор системы оперативного тока

Для производства переключений с помощью выключателей, разъединителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также, для возможности работы устройств защиты и автоматики, необходим вспомогательный источник энергии - источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей и приводов разъединителей и т. д.).

Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов.

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН) [30].

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий [30].

На подстанции Магдагачи применен постоянный оперативный ток, его и будем применять для дальнейших расчетов релейной защиты и оперирования выбранными выключателями отходящих линий 10 кВ.

11.2. Виды и типы релейной защиты

При реконструкции подстанции и распределительной сети 10 кВ нижнего поселка Магдагачи на подстанции Магдагачи необходимо произвести выбор и расчеты релейной защиты силового трансформатора и защиты отходящих линий 10 кВ.

Согласно ПУЭ, для силовых трансформаторов подстанции предусматриваются следующие защиты:

а) от повреждений внутри трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла - газовая защита;

б) от повреждений на выводах трансформатора, а так же, от внутренних повреждений - продольная дифференциальная защита, установка которой является обязательной для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше.

в) От токов, обусловленных внешними короткими замыканиями - максимальная токовая защита, устанавливаемая со стороны питания, которая

может иметь пуск по напряжению;

г) от токов, обусловленных перегрузкой (если она возможна) - максимальная токовая защита от перегрузки, включенная на ток одной фазы.

Дифференциальная защита и отсечка действуют на отключение выключателя со стороны питания 220 кВ и на отключение выключателей со стороны 10 кВ. Первая степень газовой защиты и защита от перегрузки выполняются с действием на сигнал. Вторая ступень газовой защиты и максимальная токовая защита действуют на отключение выключателя со стороны питания (или на отключение выключателей всех сторон).

Для защиты отходящих линий 10 кВ от междуфазных КЗ и двойных замыканий на землю предусматривается максимальная токовая защита, которая может дополняться токовой отсечкой.

д) От однофазных замыканий на землю на отходящих линиях 10 кВ предусматривают устройства контроля изоляции или секционные защиты с действием на сигнал или отключение.

11.3 Релейная защита отходящего присоединения

На подстанциях 220/35/27,5/10 кВ для защиты отходящих линий 10 кВ от междуфазных КЗ и двойного замыкания на землю предусматриваются МТЗ, выполняемые по двухфазной двухрелейной схеме (неполная звезда) [7]. На линиях 10 кВ также предусматриваем указатели протекания токов короткого замыкания. Защита линий 10 кВ от замыканий на землю, выполняется с действием на сигнал. Расчет для Ф-1.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.маx} \quad (88)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.3 \cdot 2}{0.8} \cdot 62,08 = 201,76 \text{ А};$$

где $I_{раб.маx}$ - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

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

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

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

Определяется чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(2)} \cdot 0.87}{I_{\text{с.з.}}}; \quad (89)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8610 \cdot 0.87}{201,76} = 37,13 \geq 1.5;$$

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

Ток срабатывания реле по формуле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА}}}; \quad (90)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{201,75 \cdot 1}{40} = 5,04 \text{ А.}$$

Таким образом, ток срабатывания защиты трансформатора от перегрузки будет равен 5,04 А.

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{нр}} + \Delta t = 0.55 + 0.5 = 1.05 \text{ с.}$$

По выдержке времени с учетом вида оперативного тока и его напряжения по каталогу выбирается реле времени РВ-215 с диапазоном установок 0,1÷1,3 с.

11.4. Автоматика

Использование автоматики повышает надежность электроснабжения, позволяет уменьшить эксплуатационные расходы, снизить себестоимость электроэнергии и дает возможность сократить эксплуатационный персонал. Для этого в сетях применяют следующие устройства:

- защита линии и трансформаторов от всех видов повреждений и ненормальных режимов (релейная защита);

- автоматическое повторное включение (АПВ);

- автоматическое включение резервного питания (АВР) и т.д.;

Автоматическое повторное включение.

Автоматическое повторное включение (АПВ) относят к устройствам автоматики аварийного режима, обеспечивающим ликвидацию аварий в схемах электроснабжения. АПВ - одно из основных средств повышения надежности электроснабжения потребителей.

Установлено, что число успешных АПВ на воздушных линиях электропередач всех напряжений в среднем составляет 70-80 %. В соответствии с ПУЭ, все воздушные и воздушно-кабельные линии напряжением выше 1 кВ оснащают АПВ.

В системе электроснабжения поселка Магдагачи применим трехфазные электрические устройства АПВ двукратного действия.

К устройствам АПВ предъявляют следующие основные требования.

1. АПВ должно происходить при всех аварийных отключениях выключателя, за исключением случая, когда отключение произошло сразу же после его оперативного включения персоналом. АПВ не должно происходить также при оперативном отключении выключателя.

2. АПВ должно обеспечиваться с заранее установленной выдержкой времени (бестоковой паузой до АПВ), которую выбирают, исходя из условий, рассмотренных ниже.

3. АПВ должно происходить с заданной кратностью. Возможность многократных включений должна быть исключена.

4. Устройство АПВ должно иметь автоматический возврат в состояние готовности к новому действию после успешного цикла повторного включения.

Продолжительность бестоковой паузы до АПВ однократного действия определяется следующими условиями:

$$t_{АПВ} \geq t_{\delta} + t_{зап}; \quad (91)$$

$$t_{АПВ} \geq t_{г.п.} + t_{зап}; \quad (92)$$

$$t_{АПВ} \geq t_{г.в.} - t_{в.в.} + t_{зап}; \quad (93)$$

где t_{δ} - время деионизации среды в месте КЗ после его отключения, для сетей напряжением 6...35 кВ $t_{\delta} \leq 0,2$ с;

$t_{зап} = 0,4-0,5$ с - время запаса, учитывающее неточность исходных данных, погрешности;

$t_{г.п.}$ - время готовности привода; $t_{г.п.} = 0,1 \dots 0,2$ с;

$t_{г.в.}$ - время готовности выключателя; $t_{г.в.} = 0,2 \dots 2$ с;

$t_{в.в.}$ - время включения выключателя.

Время срабатывания принимают равным $t_{АПВ} = 2 \dots 3$ с.

Время автоматического возврата устройства АПВ определяют из условия:

$$t_{\delta} \geq t_{с.з. \max} - t_{АПВ} + t_{зап} \quad (94)$$

где $t_{с.з. \max}$ - наибольшее время срабатывания защиты, действующее на выключатель (в сетях 6...10 кВ $t_{с.з. \max} \leq 2$ с);

$$t_{АПВ} = 2 \dots 3 \text{ с};$$

$$t_{зап} = 2 \dots 3 \text{ с}.$$

При использовании двукратного АПВ продолжительность бестоковой паузы перед вторым повторным включением принимают обычно равной 10-20 с.

Автоматическое включение резервного питания.

В сетях нижнего поселка Магдагачи предусматриваются схемы одностороннего питания потребителей, в которых имеющиеся источники электроснабжения (питающие линии, силовые трансформаторы на подстанциях, подстанции) работают раздельно.

Для обеспечения нормативных показателей надежности

электроснабжения при отключениях основного (рабочего) источника питания к независимому резервному источнику питания подключают потребители с помощью специальных устройств автоматического включения резерва (АВР).

По направлению действия различают устройства АВР одностороннего и двухстороннего действия. АВР одностороннего действия применяют в случаях, когда один из вводов питания служит постоянно рабочим, а второй - только резервным. Если оба ввода являются одновременно и рабочими, и резервными по отношению друг к другу, то используют АВР двухстороннего действия.

Устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. АВР должно обеспечиваться при исчезновении напряжения у потребителя из-за аварийного, самопроизвольного или ошибочного отключения выключателя рабочего ввода питания или при исчезновении напряжения со стороны рабочего (основного) источника питания.

2. Устройство АВР не должно приходить в действие до отключения выключателя рабочего ввода, во избежание включения резервного источника на устойчивое КЗ в основном источнике питания.

3. В случае исчезновения напряжения со стороны основного источника, выключатель рабочего ввода до АВР должен отключаться специальным - пусковым органом минимального напряжения.

4. АВР должно происходить с возможно минимальной выдержкой времени.

5. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допустить многократных включений резервного источника на устойчивое КЗ.

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на устойчивое КЗ, должно предусматриваться ускорение защиты после АВР.

7. В схеме АВР должен существовать контроль исправности цепи включения выключателя резервного ввода питания [30].

11.5. Сигнализация

В нашем случае на щитах управления предусматриваются следующие виды сигнализации: положения коммутационных аппаратов, аварийная, предупреждающая и командная.

Сигнализация положения коммутационных аппаратов предназначена для информирования оперативного персонала о состоянии схемы электрических соединений в нормальных и аварийных условиях и может осуществляться различными способами.

Сигнализация положения выключателей выполняется, как правило, с помощью сигнальных ламп. Сигнализация лампы располагают непосредственно у ключа управления.

Для привлечения внимания оперативного персонала при автоматическом включении или отключении выключателей выполняется мигающее свечение сигнальных ламп (если происходит включение выключателя, мигает красная лампа, а при автоматическом отключении - зеленая).

Сигнализация аварийного отключения выключателя. Применяется для извещения персонала об отключении выключателя релейной защиты и выполняется сочетанием светового и звукового сигнала. Назначение светового сигнала - привлечь внимание персонала к происшедшему отключению, светового – светового указать отключивший аппарат.

Индивидуальная аварийная сигнализация построена на принципе несоответствия положения ключа управления (реле фиксации) положению выключателя. Для подачи светового аварийного сигнала используются цепи световой сигнализации положения выключателя. До аварии выключатель включен и схема сигнализации положения фиксирует это ровным горением красной лампы. При аварийном отключении выключателя меняется положение его вспомогательных контактов в схеме с образованием цепей несоответствия миганием зеленой лампы. Одновременно с индивидуальным световым сигналом действует общий аварийный звуковой сигнал. Выполненный с помощью реле титульной сигнализации РИС-Э2М. Основными элементами которого является поляризованное сигнальное реле, трансформатор и два

защитных переключателя. Реле РИС-Э2М обеспечивают возможность подачи повторного сигнала, если до ключа управления первого выключателя также аварийно отключается второй и т.д. Новая цепь несоответствия подключается параллельной первой, сопротивление общей цепи меняется, что приводит к возрастанию тока в обмотке трансформатора. Импульс приходного процесса трансформируется во вторичную цепь, обуславливая новый запуск поляризованного сигнального реле.

Предупреждающая сигнализация.

Этот вид сигнализации извещает персонал о ненормальном режиме контролируемых объектов и частей электроустановки, или о ненормальном состоянии вторичных цепей защиты и автоматики.

Принцип действия - аналогичный принципу действия аварийной сигнализации (со световым и звуковым сигналом) звуковой предупреждающей сигналом от аварийного сигнала, как правило, выполняется отличным по тону (обычно применяется звонок). При малом количестве контролируемых параметров допускается иметь только световую сигнализацию.

Кроме рассмотренных видов сигнализаций на электростанциях и подстанциях применяется также сигнализация, контролирующая действие устройств релейной защиты и автоматики, и командная сигнализация, предназначенная для передачи наиболее важных команд обслуживающему персоналу аварийных щитов управления в процессе эксплуатации.

Совокупность всех этих видов сигнализаций составляет общую схему управления и сигнализации выключателя.

12. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Основными задачами данного раздела являются выявление рисков на ПС Магдагачи и реконструируемой сети, возникающих при эксплуатации и реконструкции электрооборудования, и разработка мероприятий, уменьшающих данные риски. Здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников ПС 220/35/27,5/10 кВ Магдагачи, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм, как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации подстанции Магдагачи и прилегающей сети. Экологичность в настоящее время также приобретает высокую значимость в современном мире. Проблемы экологии на подстанции Магдагачи и прилегающей сети приобретают высокую значимость в связи с использованием современного оборудования с высокими загрязняющими характеристиками. Данные проблемы необходимо выявить и наметить мероприятия, уменьшающие влияние на окружающую среду.

Также, важную роль играет безопасность и здоровье персонала, эксплуатирующего ПС Магдагачи и прилегающую сеть, при несчастных случаях (чрезвычайных происшествиях). Необходимо разработать основные мероприятия по уменьшению вероятности возникновения паники и предотвращению травматизма персонала при устранении последствий ЧС.

12.1. Безопасность

Данный раздел специально разрабатывается для эксплуатации и реконструкции подстанции Магдагачи и близлежащей распределительной сети нижнего поселка Магдагачи с целью безопасного выполнения работ по реконструкции, а также, безопасности персонала при последующей эксплуатации. При реконструкции и эксплуатации подстанции Магдагачи и прилегающей распределительной сети нижнего поселка Магдагачи, а также, при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать "Правила устройства электроустановок", "Правила техники безопасности при

эксплуатации электроустановок". К монтажу оборудования на подстанции Магдагачи допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности [20]. Необходимо также обеспечить безопасную работу всех устройств, механизмов, такелажных средств, инструментов и приспособлений.

При строительстве и производстве земляных работ при реконструкции подстанции Магдагачи, должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве [20]. Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ при реконструкции подстанции Магдагачи, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов». Безопасность при перемещении грузов и производстве строительно-монтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

При производстве работ на ПС Магдагачи категорически запрещается [20]:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередачи;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент необходимо содержать в ящике и не оставлять на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов [20].

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается [20]. Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части, и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки [21];

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 220/35/27,5 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания;

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 10 кВ собственного расхода [20];

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В [21];

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

При эксплуатации ПС Магдагачи, руководители эксплуатирующего предприятия ФАО «Амурские электрические сети» обязаны обеспечить своевременное и качественное проведение инструктажа по технике безопасности и производственной санитарии для вновь поступивших и всех работающих независимо от стажа, опыта их работы и квалификации, на основе правил и инструкций по охране труда с учетом конкретных условий производства [20].

Общее руководство и ответственность за проведение инструктажа (обучения) с работающим персоналом по технике безопасности возлагается на главного инженера предприятия ФАО «Амурские электрические сети».

Ответственность за своевременное и качественное проведение инструктажа и обучение работающих безопасным приемам и методам работы возлагается на начальника подстанции ФАО «Амурские электрические сети». Контроль за этим осуществляет начальник отдела или инженер по технике безопасности предприятия.

Инструктаж по технике безопасности должен проводиться двух видов: вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, который, в свою очередь, делится на первичный, повторный инструктаж и внеочередной (внеплановый) инструктаж [20].

Средства индивидуальной защиты.

На предприятии ФАО «Амурские электрические сети» существуют такие виды работ или условия труда, при которых рабочий персонал ФАО «Амурские электрические сети» может получать травму или иное воздействие, опасное для здоровья. Еще более опасные условия для людей могут возникнуть при авариях и ликвидации их последствий. В этих случаях для защиты человека необходимо применять средства индивидуальной защиты (СИЗ). Их использование должно обеспечивать максимальную безопасность, а неудобства, связанные с их применением, должны быть сведены к минимуму. Это достигается соблюдением инструкций по их применению.

При выполнении ряда производственных операций необходимо носить спецодежду (костюмы, комбинезоны и др.), сшитую из специальных материалов для обеспечения безопасности от воздействий различных веществ и материалов, с которыми приходится работать, теплового и других излучений. Требования, предъявляемые к спецодежде, заключаются в обеспечении наибольшего комфорта для человека, а также желаемой безопасности.

Во избежание травм стоп и пальцев ног необходимо носить защитную обувь (сапоги или ботинки). Некоторые типы спец. обуви снабжены усиленной подошвой, предохраняющей стопу от острых предметов (таких, как острый гвоздь).

Для защиты рук необходимо использовать специальные рукавицы или перчатки. Защита рук от вибраций достигается применением рукавиц из упругодемпфирующего материала.

При использовании пластиковых или резиновых перчаток в течении продолжительного времени внутрь нужно вкладывать хлопчатобумажные перчатки: они сохраняют кожу в сухом состоянии и уменьшают риск повреждений кожи. Перед надеванием перчаток или рукавиц руки необходимо вымыть, чтобы перчатки не загрязнялись изнутри вредными веществами и при многократном применении не способствовали контакту с теми веществами, от которых они предназначены предохранять [25].

Средства защиты кожи необходимы при контакте с веществами и материалами, вредными для кожи; механических воздействиях, в результате которых появляются царапины и раны, а кожа становится более восприимчивой к воздействию вредных веществ. Риск такого рода воздействия можно снизить в тех случаях, когда кожа является здоровой, не травмированной и обладает способностью к сопротивлению; когда при выполнении трудовых операций происходит наименьший контакт с вредными веществами; когда есть возможность заменить вредные вещества и материалы менее вредными; когда снижается частота и продолжительность контактов с вредными веществами.

Средства защиты головы предназначены для предохранения головы от падающих и острых предметов, а также для смягчения ударов. Выбор шлемов и касок зависит от вида выполняемых работ. Очень важно подобрать каску соответственно характеру выполняемой работы, а также по размеру, чтобы она прочно держалась на голове и обеспечивала достаточное расстояние между внутренней оболочкой каски и головой.

Для предохранения от вредных механических, химических и лучевых воздействий необходимы средства защиты глаз и лица. Эти средства применяют при выполнении следующих работ: шлифовании, распылении, опрыскивании, сварке, – а также при использовании едких жидкостей, вредном тепловом воздействии и др. Эти средства выполняют в виде очков или щитков. В некоторых ситуациях средства защиты глаз применяют вместе со средствами защиты органов дыхания, например, специальные головные уборы.

Средства защиты органов слуха используют в ФАО «Амурские электрические сети», при обслуживании энергоустановок и т.п. Существуют различные типы средств защиты органов слуха: беруши и наушники [23]. Правильное и постоянное применение средств защиты слуха снижает шумовую нагрузку для берушей на 10–20, для наушников на 20–30 дБ [23].

Средства защиты органов дыхания предназначены для того, чтобы предохранить от вдыхания и попадания в организм человека вредных веществ (пыли, пара, газа) при проведении различных технологических процессов.

Существует два типа средств защиты органов дыхания: фильтрующие и изолирующие. Фильтрующие подают в зону дыхания очищенный от примесей воздух рабочей зоны, изолирующие воздух из специальных емкостей или из чистого пространства, расположенного вне рабочей зоны.

12.2. Экологичность

В связи, с тем, что при реконструкции подстанции Магдагачи, а также распределительной сети 10 кВ нижнего поселка Магдагачи питающейся от данной подстанции необходимо рассмотреть основные факторы, влияющие на экологию природы.

Первым и одним из наиболее важных факторов является защита почвы от трансформаторного масла. В связи с тем, что на подстанции используется маслonaполненное оборудование, необходимо предусмотреть мероприятия, уменьшающие влияние трансформаторного масла на почву [20].

Одна из наиболее регулярных операций с трансформаторным маслом - это его замена на свежее по причине загрязнения при эксплуатации. Для предотвращения разлива масла при его периодической заменен на ПС Магдагачи необходимо правильно выполнить операции по замене масла.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно в здании маслохозяйства на территории ПС Магдагачи [21], должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов на ремонтной площадке, которая расположена на территории ПС Магдагачи, должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей [26].

Следующим фактором, влияющим на экологичность, является акустическое воздействие, то есть, шум [8]. Источником шума на подстанциях являются силовые трансформаторы. Учитывая, что трансформаторы устанавливаются в блочно-модульную конструкцию служащую экраном для звука в связи, с чем шумы поглощаются этим экраном и снижаются до допустимых значений.

Уровни шума, создаваемые комплектными трансформаторными подстанциями не превышают допустимых уровней согласно санитарно-гигиенических требований.

Следующим важным фактором, влияющим на экологичность является электромагнитное поле. Особенностью электромагнитного поля является то, что оно невидимо, как и само электричество [20].

Для надежной эксплуатации трансформаторных подстанций целесообразно будет отвести земельные участки под вновь устанавливаемые ТП. Отвод земельных участков производится в постоянное пользование.

Учитывая, что в нашем проекте реконструируются линии 0,4-10 кВ и трансформаторные подстанции, то отвод земли произведем только для трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, так как под опоры линий электропередач 0,4-10 кВ земля в постоянное пользование не отводится, а берется в аренду или в последнее время все чаще устанавливается сервитут.

Площадь земельных участков отводимых под подстанции определяется по формуле:

$$F_{ПС} = \sum_{i=1}^N F_{ПСi}; \quad (95)$$

где $F_{ПСi}$ – площадь земельных участков отводимых под i -ю подстанцию, m^2 .

N – количество подстанций, в нашем случае количество подстанций составляет пятнадцать штук.

Площадь земельных участков отводимых под каждую подстанцию в соответствии с нормами отвода землю раздел 3 Таблицы 3 [18] для ТП с одним трансформатором мощностью от 25 до 630 кВА составляет $50 m^2$. При реконструкции устанавливаются КТПН мощностью от 250 до 630 кВА, в связи с чем для всех ТП принимаем площадь $50 m^2$.

$$F_{ПС} = 15 \cdot 50 = 750 m^2.$$

Факторы влияния ПС Магдагачи и отходящих ЛЭП 10 кВ на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, которые действуют на сердечно-сосудистую, центральную и нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- Непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании Е

электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

- Воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам.

- Воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока отекания.

Для эксплуатационного персонала РУ установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле. При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съемные экраны при ремонтных работах.

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно, защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и ниже не требуется.

12.3. Чрезвычайные ситуации

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти на ПС Магдагачи, можно отнести:

- разрушение опорных колонок разъединителя;
- взрыв трансформатора тока;
- разрушение масляного выключателя;
- пожар кабельных линий;
- и другие повреждения оборудования.

Для недопущения случаев чрезвычайных происшествий, связанных с

повреждением электрооборудования необходима правильная эксплуатация, своевременная диагностика и ремонт оборудования. Для повышения качества ремонтов и обслуживания персонал подстанции должен самостоятельно повышать свой уровень знаний, периодически повышать квалификацию в учебных заведениях, занятия в которых организуются за счет предприятия, проходить проверку знаний, правил техники безопасности, правил технической эксплуатации, правил пожарной безопасности и других.

Для щитового блока ОПУ ПС Магдагачи основной опасностью, как и для кабельных туннелей, является пожар на щитах управления, релейной защиты и сигнализации [23].

Рассмотрим самый опасный из всех видов чрезвычайных происшествий на подстанции Магдагачи - это пожар в электроустановке, а именно - возгорание силового трансформатора наполненного маслом.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций".

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет [23].

Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должна обеспечиваться [23]:

- 1) соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;
- 2) соблюдением норм качества масла и, особенно, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- 3) содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- 4) качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты.

Вводы кабельных линий в шкафы управления, защиты и автоматики, а

также в разветвительные коробки на трансформаторах должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом [23].

Проверка работы стационарной установки пожаротушения установленной на подстанции Магдагачи и полноты орошения огнетушащим составом трансформатора должна проводиться при возможных технологических их отключеньях (на срок 8 часов и более), а также обязательно после проведения ремонтов на этом силовом оборудовании. Результаты опробования записываются в оперативный журнал, а замечания - в журнале (в картотеке) дефектов и неполадок с оборудованием.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами энергетических объектов совместно с представителями пожарной охраны и обозначаются знаком заземления.

На территории ОРУ 220/35/27,5 кВ ПС Магдагачи первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.д.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропках обхода территории ОРУ. Места установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) имеют соответствующие обозначения и оборудованы местами заземления [21].

На путях эвакуации из здания подстанции Магдагачи, здания ОПУ и здания установленного маслохозяйства должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующим государственным стандартом.

В помещениях подстанции Магдагачи запрещается:

- 1) устанавливать и загромождать пути эвакуации оборудованием, материалами и другими предметами;
- 2) убирать помещения с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (бензин, керосин и т.п.);

3) оставлять без постоянного надзора работающие электронагревательные приборы, а после окончания работы, включенные в электросеть аппараты и установки, если это не требуется по технологии производства;

4) отогревать замерзшее оборудование с применением открытого огня паяльными лампами или другим способом;

5) использовать чердак здания ОПУ в качестве производственных помещений, а также для хранения материалов и оборудования;

6) проводить работы в электропомещениях и на оборудовании, не предусмотренные нарядами, технологическими инструкциями или распоряжениями.

Чердачные помещения ОПУ должны быть постоянно закрыты на замок, а ключи храниться в определенном месте, в котором их получить можно в любое время суток. На дверях должна быть надпись о месте нахождения ключей и телефон лица, у которого они хранятся. Деревянные конструкции чердачных помещений должны быть обработаны огнезащитным составом. Эта обработка должна периодически повторяться [23].

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

В бытовых помещениях маслохозяйства (раздевалках, душевых, санитарно-пропускных и т.п.) шкафы для спецодежды должны быть металлическими. Допускается применение деревянных шкафов, обработанных антипиринами.

Запрещается хранить в шкафах промасленную спецодежду. Служба охраны труда эксплуатирующего предприятия обязана установить периодичность стирки, ремонта и замены промасленной (загрязненной) спецодежды на чистую.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) се места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми

материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

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

Запрещается прокладка проводов и кабелей вторичных цепей подстанции Магдагачи (за исключением прокладки в стальных трубах) непосредственно по металлическим панелям со сгораемым, или трудно сгораемым полимерным утеплителем, а также установка электрического оборудования щитов и других аппаратов ближе 1 м от указанных конструкций. В местах прохода (пересечения) различных коммуникаций через указанные панели должны применяться металлические гильзы с обязательным уплотнением несгораемыми материалами.

В данном разделе рассмотрены основные мероприятия, выполнение которых снизит возможность возникновения чрезвычайных ситуаций на подстанции Магдагачи и прилегающей распределительной сети.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате реконструкции мы создали оптимальную схему электроснабжения небольшого поселка. Были применены современные методы расчетов электрических нагрузок. По результатам этих расчетов мы определили данные нагрузок максимально приближенные к реальной картине. Пришлось ликвидировать несколько трансформаторных подстанций в связи с их малой загруженностью, а их нагрузку перераспределить между оставшимися. По нескольким ТП обошлись менее кардинальными методами, просто установив менее мощные трансформаторы. Так как в любом случае у нас была полная замена всех ТП, установить новые ТП меньшей мощности на те же самые места не представляло особой сложности.

В процессе реконструкции было принято решение об установке современных железобетонных опор повышенной надежности по сравнению установленными в нижнем поселке Магдагачи деревянными опорами. Железобетонные опоры не подвержены гниению, их срок службы составляет более 30 лет. Данные опоры выглядят более эстетично по сравнению с деревянными. Железобетонные опоры были установлены как в сети 0,4 кВ, так и в сети 10 кВ.

Кроме того, был произведен расчет токов короткого замыкания в получившейся сети. Так как нагрузки в сети невысокие и используется изолированный провод СИП, токи короткого замыкания в сети небольшие. На основании токов КЗ проведена проверка всего выбранного оборудования и предусмотрена релейная защита, цель которой - реагировать на внештатные ситуации и своевременно отключать поврежденный участок сети, или предупреждать обслуживающий персонал о возможных повреждениях в сети.

С точки зрения экономической эффективности проверили целесообразность организации реконструкции сети с использованием двухтрансформаторных подстанций с меньшими номинальными мощностями трансформаторов и использованием кабелей закопанных в землю, в целях

повышения безопасности. Но, к сожалению, такая сеть оказалась экономически не выгодной и неэффективной.

Поэтому для дальнейшей реконструкции приняты комплектные трансформаторные утепленные подстанции высокой заводской готовности, железобетонные опоры и самоизолированный провод для сети 0,4 кВ и 10 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алиев И.И. Электротехнический справочник 4 издание испр./ И.И. Алиев. – М.: 2004. – 384 с.
- 2 Балаков Ю.Н. Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ 2006 г. – 288 с.
- 3 Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
- 4 Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учебное пособие для вузов. М.: Издательский центр «Академия». 2003 г.-176 с.
- 5 Википедия [Электронный ресурс] Магдагачи, <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D0%B3%D0%B4%D0%B0%D0%B3%D0%B0%D1%87%D0%B8>.
6. Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 517 с.
- 7 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.3. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 840 с.
- 8 Государственный стандарт СССР «Шум трансформаторы масляные силовые» ГОСТ 12.2.024—87. от 01.01.89 (2001).
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
- 10 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.- М.: Издательство МЭИ, 2004.- 57 с.
- 11 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 от 31.05 94, с изм. от 29. 06.99 №213.

12 Киреева Э.А. Справочник электрика. /Киреева Э.А., Гусев Л.В., Харитон А.Г., Чохонелидзе А.Н., Цырук С.А. М.: Колос, 2007. – 464 с.

13 Крючков И.П. Старшинов В.А. «Короткие замыкания и выбор электрооборудования». Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

14 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ том 6/ Е.Ф. Макаров – М: ИД «Энергия», 2006. – 624 с.

15 Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие. СПб. НОУ ДПО «УМИТЦ «ЭлектроСервис». 2010. - 664 с.

16 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения».

17 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т ,2007. - 139 с.

18 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, №14278тм-т1, Государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ.

19 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения Справочник учебное пособие./Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ ИНФРА-М, 2006. – 480 с.

20 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии. - 2-е изд., перераб. и доп. – Благовещенск, 1987. – 147с.

21 Правила устройств электроустановок, М.: «Энергоатомиздат», 2000.

22 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2001г., с.151

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

24 Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки". от 31 октября 1996.

25 Санитарные нормы и правила СНиП 23-05 -95 «Естественное и искусственное освещение» от 01.01 1996.

26 Справочная книга для проектирования электрического освещения/ под ред. Г.М. Кнорринга Л.: «Энергия». 1999. – 384 с.

27 Торговый дом ООО РЕЖПРОМСЕРВИС Прайс-лист. – Режим доступа: <https://transformator-energum.ru/ktp-pv/ktp-pv-250-10-0-4-333.html>. - 22.05.2019.

28 Трансформатор.чат.ру [Электронный ресурс] Допустимый длительный ток для неизолируемых проводов. – Режим доступа: <http://transformator.chat.ru/Page-8.html>. – 20.06.2019.

29 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. - 320 с.

30 Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 4-е, перераб и доп. - СПб.: "ПЭИПК", 2003. - 350 с.

31 Электрооборудование среднего напряжения 10-6 кВ/ Каталог 2006 г.: г Минск, Изд-во «ЮНИПАК», 2006. – 58 с.