

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ
Хасанского муниципального района Приморского края

Исполнитель

студент группы 742 об3

(подпись, дата)

А.А. Веклич

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по
безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Веклич Антона Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ Хасанского муниципального района Приморского края

(утверждено приказом от 19.03.2021 г. № 575-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 03.06.2021 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема электроснабжения Хасанского района, результаты замеров нагрузок по ТП

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика Хасанского района Приморского края, анализ существующей системы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, выбор ТП, разработка вариантов реконструкции питающей и распределительной сети, включающей ПС Троица и их анализ, разработка вариантов реконструкции сети 10 кВ, технический анализ вариантов реконструкции, реконструкция ПС Троица, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования ВН на ПС Троица, выбор и проверка оборудования 10 кВ, выбор и проверка оборудования 0,4 кВ, молниезащита и заземление ПС Троица, конструктивное исполнение схемы электроснабжения, релейная защита и автоматика, оценка надёжности системы электроснабжения, безопасность и экологичность

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

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

7. Дата выдачи задания: 20.03.2021 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, к.т.н. Ю.В. Мясоедов

Задание принял к исполнению (дата): 20.03.2021 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 202 с., 22 рисунка, 47 таблиц, 137 формул.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР.

В выпускной квалификационной работе дана характеристика центральной части Хасанского района Приморского края и произведен анализ существующей системы электроснабжения, на основании чего сделан вывод о целесообразности реконструкции существующей сети. Произведён расчёт электрических нагрузок существующих и вновь вводимых потребителей. Произведён анализ загрузки существующих трансформаторов на ТП и выбраны трансформаторы на проектируемой ТП. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования на подстанции Троица. Произведена реконструкция подстанции Троица с заменой силовых трансформаторов. Произведена проверка сечений кабельных линий на термическую стойкость. Произведён расчёт молниезащиты реконструируемой подстанции Троица. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	–	автоматический ввод резерва;
АПВ	–	автоматическое повторное включение;
ВН	–	высокое напряжение;
КЗ	–	короткое замыкание;
КЛ	–	кабельная линия;
КРМ	–	компенсация реактивной мощности;
КТП	–	комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЭП	–	линия электропередачи;
МТЗ	–	максимальная токовая защита;
НН	–	низкое напряжение;
ПАРН	–	пункт автоматического регулирования напряжения;
ПС	–	подстанция;
СИП	–	самонесущий изолированный провод;
ТКЗ	–	ток короткого замыкания;
ТН	–	трансформатор напряжения;
ТО	–	токовая отсечка;
ТП	–	трансформаторная подстанция;
ТТ	–	трансформатор тока.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика реконструируемого района	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика района реконструируемой сети	10
1.2 Общая характеристика потребителей электрической энергии	11
1.3 Характеристика центра питания	13
1.4 Характеристика сетей 10 кВ	13
1.5 Характеристика ТП 10/0,4 кВ	16
2 Расчёт нагрузок сети 0,4 кВ	19
2.1 Электрические нагрузки сельских жилых домов	19
2.2 Электрические нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений	21
2.3 Расчет уличного освещения	22
2.4 Расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ	23
2.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	30
3 Расчёт нагрузок сети 10 кВ	31
3.1 Выбор числа и мощности ТП	31
3.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП	32
3.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	34
3.4 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	35
3.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах питающей ПС	41
4 Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции	42
5 Расчёт токов короткого замыкания	45
5.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	45
5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	48
5.3 Проверка сечений на действие токов КЗ	50
6 Выбор и проверка оборудования	53

6.1	Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	53
6.2	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	54
6.3	Выбор трансформаторов тока	56
6.4	Выбор трансформаторов напряжения	62
6.5	Выбор выключателей нагрузки	64
6.6	Выбор выключателей 10 кВ	67
6.7	Выбор ограничителей перенапряжения	70
6.8	Выбор ТСН	71
6.9	Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН	72
6.10	Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	73
6.11	Выбор изоляторов	75
7	Релейная защита и автоматика	77
7.1	Защита воздушных линий 10 кВ	77
7.1.1	Токовая отсечка без выдержки времени	78
7.1.2	Максимальная токовая защита линий	79
7.2	Защита от однофазных замыканий на землю	81
7.3	Защита понижающих трансформаторов	82
8	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	83
8.1	Общие сведения	83
8.2	Определение емкостного тока замыкания на землю	86
9	Заземление и молниезащита подстанции	87
9.1	Общие сведения	87
9.2	Расчёт заземления подстанции	89
9.3	Расчет молниезащитных устройств	96
10	Оценка надёжности системы электроснабжения 10 кВ	101
11	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии	109
12	Технико-экономические показатели проекта	114
13	Безопасность и экологичность проекта	118
13.1	Безопасность	118

13.1.1	Безопасность при монтаже и эксплуатации РУ-10 кВ	118
13.1.2	Безопасность при монтаже и эксплуатации воздушных изолированных линий	121
13.2	Экологичность	124
13.2.1	Отвод земель под электрические сети	124
13.2.2	Устройство маслоприёмника	129
13.2.3	Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП	130
13.3	Чрезвычайные ситуации	134
14	Регулирование напряжения в сетях 10 кВ	139
	Заключение	146
	Библиографический список	147
	Приложение А Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	151
	Приложение Б Расчёт нагрузки освещения улиц	158
	Приложение В Расчёт суммарной нагрузки ТП	161
	Приложение Г Расчёт загрузки существующих трансформаторов на ТП	164
	Приложение Д Расчёт загрузки трансформаторов на ТП после замены	167
	Приложение Е Потери мощности в трансформаторах	168
	Приложение Ж Расчёт нагрузки ТП на стороне 10 кВ с учётом потерь в трансформаторах	171
	Приложение З Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ	174
	Приложение И Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ	177
	Приложение К Выбор автоматических выключателей за защиты линий 0,4 кВ	180
	Приложение Л Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ	186
	Приложение М Расчёты надёжности сети 10 кВ	190

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости реконструкции схемы электроснабжения части Хасанского района Приморского края, с центром питания ПС Троица, в связи с возрастающей нагрузкой и физической изношенностью существующих сетей. Коммунально-бытовые потребители района относятся к электроприёмникам 1, 2 и 3 категории надёжности согласно ПУЭ. Электроприёмники категорий 1 и 2 в нормальных режимах работы должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Подстанция Троица находится в эксплуатации более 30 лет. Подстанция Троица, от которой получают электроснабжение часть потребителей Хасанского района находится в эксплуатации с 1963 года. Необходимость реконструкции обусловлена моральным и физическим износом оборудования самой подстанции и распределительных сетей 10 кВ от данной подстанции, а также ростом электрических нагрузок.

Цель работы заключается в разработке оптимальной схемы реконструкции электроснабжения потребителей Хасанского района – сел Андреевка, Рисовая Падь и поселка Витязь, охватывающего район подстанции Троица.

Объектом работы являются распределительные сети 10 кВ Хасанского района в селях Андреевка, Рисовая Падь и поселке Витязь в районе подстанции Троица и сама подстанция Троица.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. Анализ существующей схемы электроснабжения города и выводы о необходимости реконструкции;
2. Определение загрузки существующих трансформаторов на подстанции Троица;
3. Реконструкция подстанции Троица и системы электроснабжения 10 кВ;

4. Оценка безопасности и экологичности проекта реконструкции ПС Троица и питаемой от неё системы электроснабжения.

В работе проводится замена перегруженных трансформаторов более мощным, замена перегруженных кабельных линий. Для реконструкции сети предложены два варианта конфигурации сети и выбран оптимальный с точки зрения технико-экономических показателей и надёжности.

При выполнении работы использовались лицензионные программы: Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы), Microsoft Office Word.

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климатическая и географическая характеристики района реконструируемой сети

Хасанский район расположен на крайнем юге Приморского края, вытянут с севера на юг неширокой полосой вдоль западного побережья Амурского залива и залива Петра Великого. В состав района входят более 20 островов и островков, расположенных недалеко от побережья, крупнейшие из которых — Большой Пелис, Фуругельма, Стенина, Антипенк и Сибирякова. Площадь района (включая острова) равняется 4 130 км², что составляет 2,54 % от всей территории края. В восточной части бухты Бойсмана вблизи полуострова Клерка находится остров Клерка. Южной оконечностью полуострова Клерка является мыс Клерка.

Общая протяжённость границ Хасанского района составляет примерно 872,7 км, из которых 329,5 км — сухопутная и 543,2 км — водная часть границы, при этом 250,9 км являются государственной границей Российской Федерации. На севере район граничит с Уссурийским городским округом, на севере и северо-востоке — с Надеждинским муниципальным районом, на востоке — с Владивостокским городским округом, на юге и юго-западе по реке Туманная проходит граница с Корейской Народной Демократической Республикой, на западе по хребту Чёрные горы — с Китайской Народной Республикой. На востоке и юго-востоке район омывается водами Амурского залива и залива Петра Великого.

Территория района расположена в умеренном климатическом поясе муссонного типа. Среднегодовая температура изменяется от +4 °С на севере до +7 °С на юге района. Зима довольно суровая, холодная и малоснежная. Средняя температура января колеблется от –9 °С на южном побережье (–9,2 °С метеостанция Посьет) до –14 °С в континентальной части. Абсолютные минимумы на побережье доходили до минус 30 °С (–27 °С в январе 1931 года на метеостанции Посьет (41 м над

уровнем моря)), а в континентальной части и до минус 40 °С. Для зимы также характерны частые оттепели, когда дневная температура может повышаться более +5 °С, а в отдельные годы и до +10 °С (январь 1936 года, метеостанция Посьет). Весна обычно холодная и затяжная, с частыми туманами и пасмурной погодой. Лето тёплое и продолжительное, самые тёплые месяцы — июль и август. Средняя температура воздуха в это время колеблется от +18 °С до +24 °С (+19,2 °С в июле и +22,7 °С в августе в Посьете). На лето приходится около 70 % годового количества осадков. В это время нередки тайфуны и циклоны. Осень тёплая, с сухой и ясной погодой. Первые заморозки обычно наступают в конце октября-начале ноября, а устойчивый переход среднесуточной температуры через 0 °С осуществляется в середине-конце ноября.

1.2 Общая характеристика потребителей электрической энергии

В экономике района доминируют рыболовство, выращивание марикультуры, судоремонт и туристический бизнес, потребители относятся ко 2 и третьей категории надёжности со следующим процентным соотношением – 5 % первая категория надёжности, 15 % вторая категория, 80 % третья категория надёжности.

Морские порты — Славянка, Посьет и Зарубино.

Имеются транспортные переходы с Китаем и Северной Кореей. Сельское хозяйство малоразвито и специализируется в основном на пушном звероводстве и оленеводстве.

В реестр социально значимых предприятий Приморского края за 2015 год, составленный администрацией Приморского края, от Хасанского района вошли 6 организаций: АО «Востокбункер», КГБУЗ «Хасанская центральная районная больница», АО «Славянский судоремонтный завод», АО «Торговый порт Посьет», АО «Хасанкоммунэнерго», ООО «Морской порт бухты Троицы».

В 2015 году Концепцией развития приграничных территорий субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального

округа определён особый статус территорий приграничных муниципальных образований, в том числе Хасанского района. Для активизации международной торговли планируется строительство многостороннего автомобильного пункта пропуска Краскино — Хуньчунь и трансграничной автотрассы порт Зарубино — Хуньчунь с выходом на скоростную автотрассу Хуньчунь — Тумэн, а также возобновление железнодорожного сообщения по маршруту Хуньчунь — Махалино — Зарубино.

В район реконструкции попадают с. Андреевка, Рисовая Падь, п. Витязь. В указанных населённых пунктах находятся следующие потребители: базы отдыха, клуб, школа, АЗС, Амуркабель, воинская часть, ДЭУ, жилые дома, магазины, гаражи.



Рисунок 1 – Карта расположения населённых пунктов с. Андреевка, с. Рисовая Падь, п. Витязь

Потребителями энергии селитебных зон являются жилые дома и общественно-коммунальные учреждения. Численность населения Хасанского района по состоянию на 01.01.2020 г. составила 37459 человек.

1.3 Характеристика центра питания

В работе будут рассмотрена реконструкция электрических сетей 10/0,4 кВ Хасанского МР Приморского края линий № 24 и № 25 от ПС 110/10 кВ Троица.

Электроснабжение потребителей осуществляется от тупиковой подстанции 110 кВ Троица, получающей электроэнергию по одной линии 110 кВ от ВЛ 110 кВ Славянка - Краскино. Линия длиной 8.88 км выполнена проводом АС-120. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 6,3 и 10 МВА.

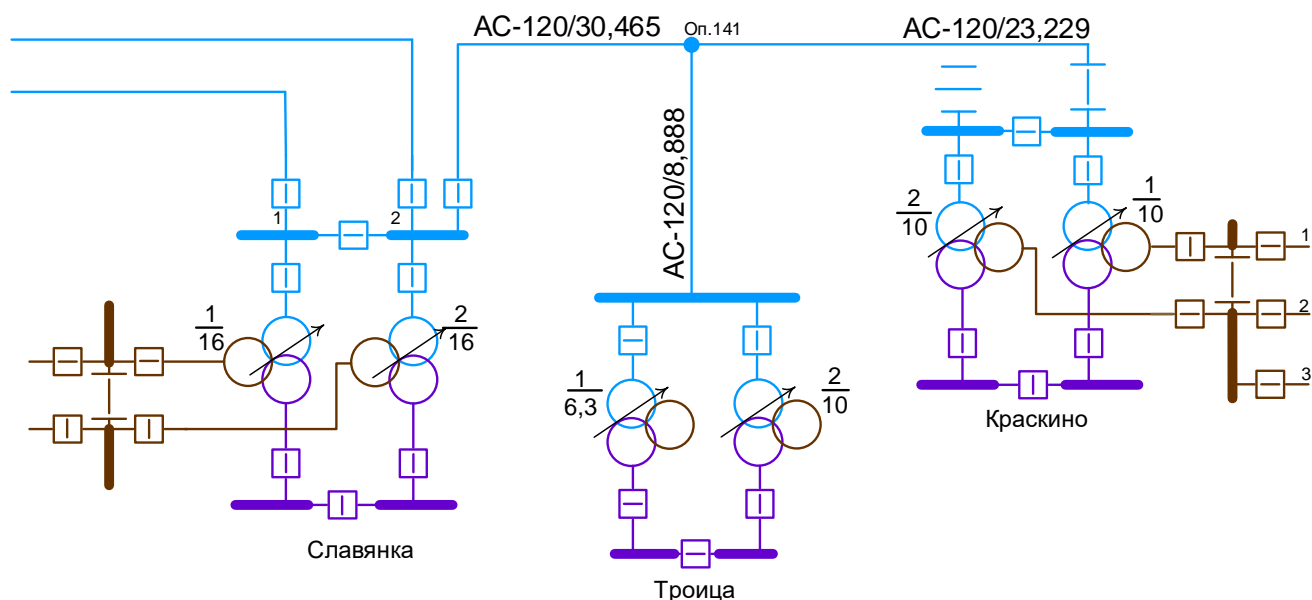


Рисунок 2 – Схема электроснабжения

1.4 Характеристика сетей 10 кВ

Схема построения распределительных сетей 10 кВ в сельских частях поселков, в основном магистральная. Трансформаторные подстанции (ТП) 10/0,4 кВ в большинстве случаев тупиковые.

По своему техническому состоянию морально устаревшие тупиковые КТП могут быть использованы при дальнейшей эксплуатации, без замены места расположения ТП.

Суммарная длина линии № 25 от ПС Троица составляет более 50 км. По данной линии осуществляется электроснабжение потребителей в с. Андреевка, с. Рисовая Падь, п. Витязь.

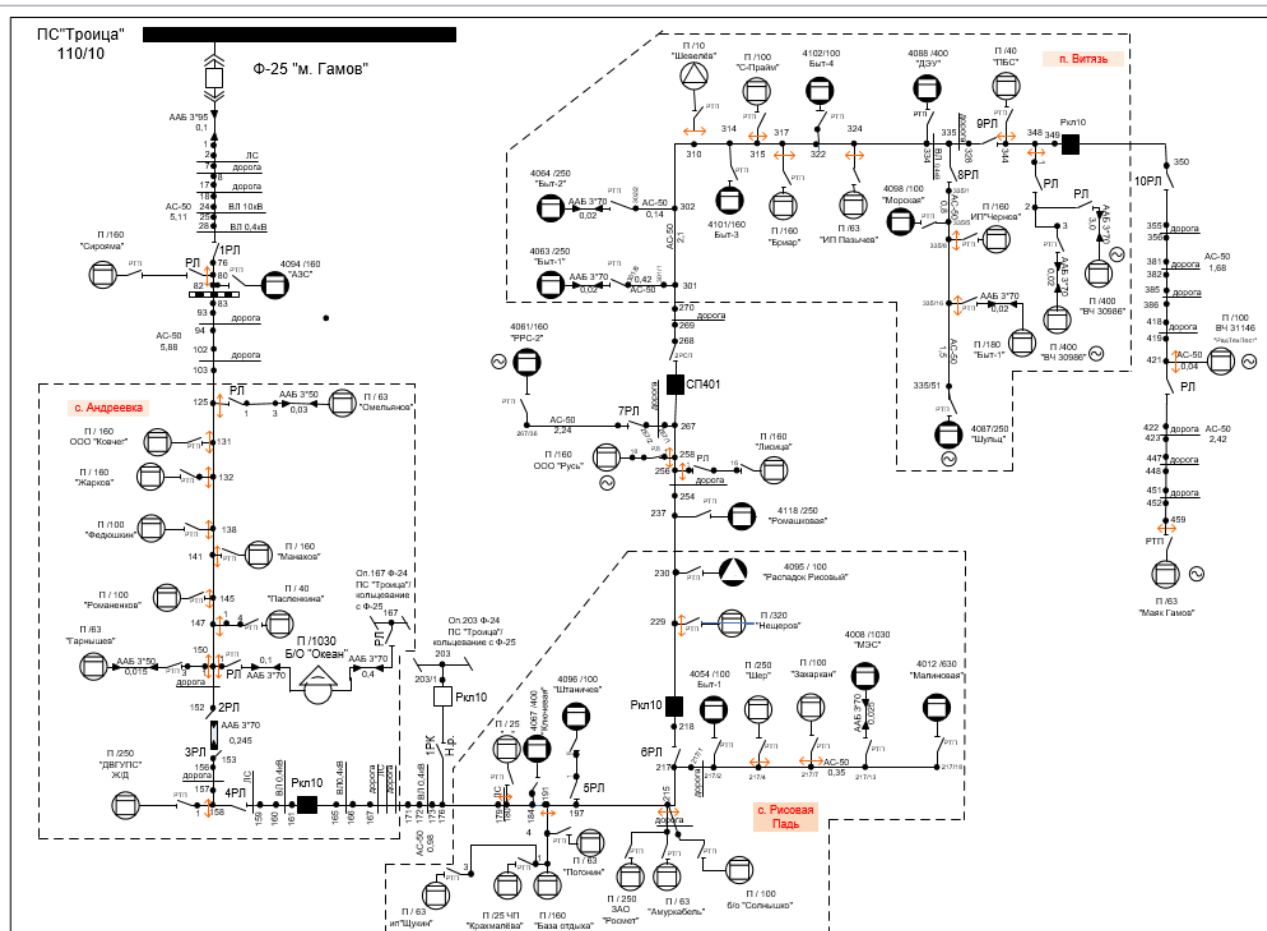


Рисунок 3 – Схема ВЛ № 25 от ПС Троица

Суммарная длина линии № 24 от ПС Троица составляет более 12 км. По данной линии осуществляется электроснабжение потребителей с. Андреевка.

Обе линии практически полностью выполнены в воздушном исполнении проводом АС. В связи со значительным протяжением линий, а также особенностями климата, происходит значительное падение напряжения у потребителей в п. Витязь, максимально удалённом от ПС Троица, а также происходят регулярные аварийные отключения электроэнергии, связанные с ветровыми нагрузками, гололёдом, осадками.

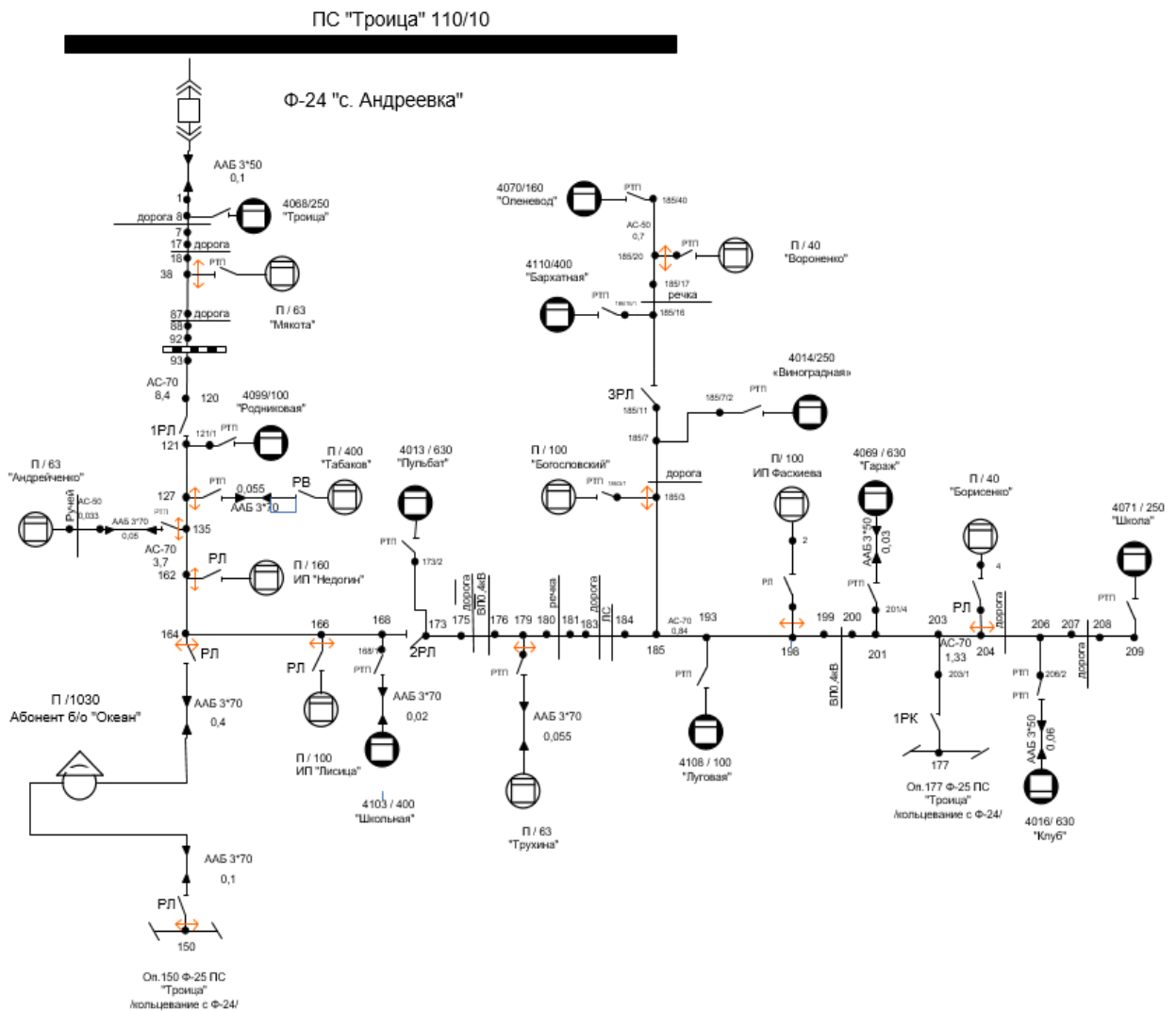


Рисунок 4 – Схема ВЛ № 24 от ПС Троица

Район расположения сети характеризуется рассредоточенностью сравнительно маломощных потребителей электроэнергии на значительной территории.

Сети выполнены проводом АС-50. Существующая схема построения питающих и распределительных электрических сетей 10 кВ, в основном, удовлетворяет требованиям ПУЭ и РД по надежности электроснабжения. Для повышения уровня надежности схемы электрических сетей 10 кВ необходима замена ВЛ 10 и 0.4 кВ на СИП.

Также существенным фактором снижения надежности работы сетей 10 кВ можно назвать отсутствие телемеханики.

1.5 Характеристика ТП 10/0,4 кВ

В район проектирования попадает более 70 ТП 10/0,4 кВ, и которых только три являются двухтрансформаторными, все остальные однострансформаторные. Все ТП 10/0,4 кВ установлены и эксплуатируются более 30 лет, они устарели и изношены. Загрузка ТП составляет в среднем от 50 до 60 %. Часть нагрузок имеют сезонный характер – такие как базы отдыха.

Таблица 1 – Перечень ТП 10/0,4 кВ реконструируемого района

№	Номер фидера 10 кВ от ПС Троица	Населённый пункт	Номер ТП	Мощность ТП, кВА	Нагрузка, кВА по зимнему замеру
1	2	3	4	5	6
1	24	с. Андреевка	Троица	250	162,5
2	24	с. Андреевка	Мякота	63	40,95
3	24	с. Андреевка	Родниковая	100	65
4	24	с. Андреевка	Табаков	400	260
5	24	с. Андреевка	Андрейченко	63	40,95
6	24	с. Андреевка	Недогин	160	104
7	24	с. Андреевка	Абонент б\о Океан	630+400	669,5
8	24	с. Андреевка	ИП Лисица	100	65
9	24	с. Андреевка	Школьная	400	260
10	24	с. Андреевка	Пульбат	630	409,5
11	24	с. Андреевка	Трухина	63	40,95
12	24	с. Андреевка	Богословский	100	65
13	24	с. Андреевка	Виноградная	250	162,5
14	24	с. Андреевка	Бархатная	400	260
15	24	с. Андреевка	Вороненко	40	26
16	24	с. Андреевка	Оленевод	160	104
17	24	с. Андреевка	Луговая	100	65
18	24	с. Андреевка	ИП Фаскиева	100	65
19	24	с. Андреевка	Гараж	630	409,5
20	24	с. Андреевка	Борисенко	40	26

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
21	24	с. Андреевка	Клуб	630	409,5
22	24	с. Андреевка	Школа	250	162,5
23	25	с. Андреевка	Сирояма	160	104
24	25	с. Андреевка	АЗС	160	104
25	25	с. Андреевка	Омельянов	63	40,95
26	25	с. Андреевка	ООО Ковчег	160	104
27	25	с. Андреевка	Жарков	160	104
28	25	с. Андреевка	Федюшкин	100	65
29	25	с. Андреевка	Манахов	160	104
30	25	с. Андреевка	Романенков	100	65
31	25	с. Андреевка	Пасленкина	40	26
32	25	с. Андреевка	Гарнышев	63	40,95
33	25	с. Андреевка	Б\О Океан	630+400	669,5
34	25	с. Андреевка	ДВГУПС Ж\д	250	162,5
35	25	с. Рисовая Падь	ИП Щукин	63	40,95
36	25	с. Рисовая Падь	ЧП Крахмалёва	25	16,25
37	25	с. Рисовая Падь	ЧП База отдыха	25	16,25
38	25	с. Рисовая Падь	Погонин	63	40,95
39	25	с. Рисовая Падь	РТП	25	16,25
40	25	с. Рисовая Падь	Ключевая	400	260
41	25	с. Рисовая Падь	Штаничев	100	65
42	25	с. Рисовая Падь	ЗАО Росмет	250	162,5
43	25	с. Рисовая Падь	Амуркабель	63	40,95
44	25	с. Рисовая Падь	б/о Солнышко	100	65
45	25	с. Рисовая Падь	Быт-1	100	65
46	25	с. Рисовая Падь	Шер	250	162,5
47	25	с. Рисовая Падь	Захаркан	100	65
48	25	с. Рисовая Падь	МЭС	630+400	669,5
49	25	с. Рисовая Падь	Малиновая	630	409,5
50	25	с. Рисовая Падь	Ромашковая	250	162,5
51	25	с. Рисовая Падь	Лисица	160	104

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
52	25	с. Рисовая Падь	ООО «Русь»	160	104
53	25	с. Рисовая Падь	РРС-2	160	104
54	25	п. Витязь	Быт-1	250	162,5
55	25	п. Витязь	Быт-2	250	162,5
56	25	п. Витязь	Шевелёв	10	6,5
57	25	п. Витязь	Быт-3	160	104
58	25	п. Витязь	С-Прайм	100	65
59	25	п. Витязь	Биар	160	104
60	25	п. Витязь	Быт-4	100	65
61	25	п. Витязь	ИП Пазычев	63	40,95
62	25	п. Витязь	ДЭУ	400	260
63	25	п. Витязь	ПБС	40	26
64	25	п. Витязь	Морская	100	65
65	25	п. Витязь	Чернов	160	104
66	25	п. Витязь	Быт-1	180	117
67	25	п. Витязь	Шульц	250	162,5
68	25	п. Витязь	ВЧ 30986	400	260
69	25	п. Витязь	ВЧ 30986	400	260
70	25	п. Витязь	РадТехПост ВЧ 31146	100	65
71	25	п. Витязь	Маяк Гамов	63	40,95

2 РАСЧЁТ НАГРУЗОК СЕТИ 0,4 КВ

Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей используются «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38 — 110 кВ сельскохозяйственного назначения».

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей, как правило, характерно наличие двух максимумов в суточных графиках электрических нагрузок. Поэтому определяют максимальную дневную активную P_D (реактивную Q_D) и максимальную вечернюю активную P_B (реактивную Q_B) нагрузки.

2.1 Электрические нагрузки сельских жилых домов

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

Дневной и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом соответственно S_D и S_B находят по выражениям:

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

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

где K_{yD} , K_{yB} - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок;

P_P - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом;

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления.

За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.п.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов. Для примера покажем расчёт для многоквартирных домов:

$$S_B = \frac{0,4 \cdot 5}{0,98} = 2 \text{ кВА};$$

$$S_D = \frac{1 \cdot 5}{0,98} = 5,1 \text{ кВА}.$$

Коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок принимаем по [31]. Результаты расчёта сведены в Приложение В.

Таблица 2 – Коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок

Потребители	Коэффициент	
	$K_{уд}$	$K_{ув}$
Производственные	0,6	1
Коммунально – бытовые, в том числе:х		
- жилые дома	1	0,3-0,4
- жилые дома с электроплитами	1	0,6
- смешанные	1	1

Коэффициенты мощности нагрузки дневного и вечернего потребления приняты из таблицы 54.2 [4].

Расчетные нагрузки на вводах сельских жилых домов принимаем по таблице 54.4 [4]. Данные по нагрузке жилых домов сведены в таблицу. Для сельских домов принимаем нагрузку 5 кВт на дом.

Таблица 3 – Данные по нагрузке рассматриваемых объектов

№	Объект	Нагрузка	
		P, кВт	Q, кВар
1	жилой дом одинарный	5	1,02
2	жилой дом двойной	10	2,03
3	компрессорная	6,1	2,95
4	пекарня	9	5,10
5	магазин	10	4,84
6	кафе	9	5,10
7	котельная	28	21,00
8	клуб	32	19,83
9	столовая	9,00	4,36
10	многоквартирный дом	100	20,3
11	гараж	10	4,84
12	библиотека	7	3,39
13	школа	7	3,39
14	медпункт	25	10,65
15	КНС	65	52,15
16	контора	5	1,64
17	мастерская	60	48,14
18	водонапорная башня	6,10	2,95
19	база отдыха	100	20,3
20	АЗС	6,1	2,95

2.2 Электрические нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений

В общем случае расчетные нагрузки на вводах указанных электропотребителей принимаются по проектам этих объектов. В условиях отсутствия данных расчетные нагрузки на вводах некоторых типичных сельскохозяйственных потребителей принимаем по табл. 54.4 [8].

Данные по нагрузке производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений сведены в таблицу 3. Принимаем нагрузку по коммунально-бытовым потребителям, полученную на преддипломной практике (показания счётчиков за декабрь 2013 года), таблица 1, приложение А. Среднюю нагрузку высчитаем по формуле:

$$P_P = \frac{(W_{тек} - W_{пред})}{n \cdot t}, \quad (3)$$

где $W_{тек}$ - текущие показания;

$W_{пред}$ - предыдущие показания;

n - число дней в месяце;

t - число часов в сутках.

Покажем расчёт средней нагрузки для помещения клуба с. Андреевка.

Исходные данные:

$$W_{тек} = 2206 \text{ кВтч};$$

$$W_{пред} = 1710 \text{ кВтч};$$

$k_{ТТ} = 40$ – коэффициент ТТ при токе первичной обмотки 200 А, вторичная – 5 А, $200/5=40$;

$$n = 31 \text{ день (декабрь 2013 год)};$$

$$t = 24 \text{ часа.}$$

$$P_P = \frac{(2206 - 1710) \cdot 40}{31 \cdot 24} = \frac{596}{744} = 32 \text{ кВт.}$$

Подробный расчёт сведён в таблицу в Приложении В. Расчёт произведён при помощи программы Microsoft Excel.

2.3 Расчет уличного освещения

Нагрузка уличного освещения примерно определяется по выражению:

$$P_{ос.} = P_{ос.уд.} \cdot l, \quad (4)$$

где $P_{ос.уд.}$ – удельная мощность, принимаем 10 кВт/км;

l – длина, км.

Для ТП «Троица»:

$$P_{ос.} = 10 \cdot 0,7 = 7 \text{ кВт}$$

Для реконструируемых сёл, где поселковые дороги и улицы с покрытием простейшего типа и шириной проезжей части 5 ... 7 м, норма средней освещенности 4 лк, рекомендуются светильники РКУ - 250. Площадь сечения проводов принимается минимально допустимая по механической прочности во 2 районе климатических условий и проверяется по условию допустимой потери напряжения. Нагрузка наружного освещения считается равномерно распределенной по линии. Нагрузка освещения улиц для каждой ТП приведена в таблице Приложения Б.

Для уличного освещения принимаются светодиодные светильники LC PLO 25 Вт сops мощностью 0,25 кВт.

2.4 Расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ

По электрическим сетям сельскохозяйственного назначения получают электроэнергию как отдельные потребители, так и их группы.

Распределительные линии 0,38 кВ выполняются по магистральным и радиальным схемам. Радиальное питание от ТП 10/0,4 кВ отдельными линиями 0,38 кВ применяют для ответственных и отдельно расположенных потребителей электроэнергии, например, кабельные линии, питающие котельные, многоквартирные дома, ряд ответственных коммунально-бытовых потребителей, выполняются двухцепными.

Электрические нагрузки сельских сетей напряжением 0,38—110 кВ определяют путем суммирования расчетных нагрузок на вводе потребителей для сети 0,38 кВ, на шинах трансформаторных подстанций 6—20/0,4 кВ (ТП) для сети 6—20 кВ, на шинах подстанций 35—110/6—20 кВ (ПС) для сетей 35—110 кВ с учетом соответствующих коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов:

$$P_D = K_O \cdot \sum_{i=1}^n P_{Di}, \quad (5)$$

$$P_B = K_O \cdot \sum_{i=1}^n P_{Bi}, \quad (6)$$

где P_D, P_B — расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки группы потребителей на участке линии или на шинах подстанции, кВт;

P_{Di}, P_{Bi} — расчетные активные дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя, или i -го участка линии, или на шинах i -й подстанции, кВт;

K_O — коэффициент одновременности.

Значения коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок по (5-6) в сетях 0,38 кВ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Потребители	Коэффициент одновременности при числе потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе до 2 кВт/дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
То же свыше 2 кВт/дом	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Рассмотрим расчет нагрузок на примере ф-2 питающей 19 многоквартирных домов от ТП «Троица». Линия выполнена СИПом.

Расчётная нагрузка линии с учётом коэффициента одновременности:

$$S_p = K_o \cdot S_j, \quad (7)$$

$$S_p = 0,29 \cdot 97 = 28,1 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток линии:

$$I_{pMAX} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (8)$$

$$I_{pMAX} = \frac{28,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 40 \text{ А.}$$

Принимаем СИП сечением жил 16 мм² СИП 1 3x16+1x25 с длительно допустимым током 100 А, так как расчётный ток равен 40 А, что меньше 100 А.

Таблица 5 – Характеристики магистральных СИП

Количество и сечение жил, шт. x кв. мм	Длительно допустимый ток, А		Сопротивление токопроводящих жил, Ом/км	Реактивное сопротивление, Ом/км
	СИП1, СИП1А	СИП2, СИП2А		
3x16 + 1x25	70	100	1,91	0,099
3x25 + 1x35	95	130	1,2	0,091
3x35 + 1x50	115	160	0,868	0,091
3x50 + 1x50	140	195	0,641	0,091
3x70 + 1x70	180	240	0,443	0,091
3x95 + 1x70	220	290	0,32	0,088
3x120 + 1x95	250	340	0,253	0,088
3x150+70+16		344	0,206	0,088

Для оценки правильности выбора сечений проводников необходимо провести проверку выбранной линии по допустимой потере напряжения.

Потерей напряжения называют разность потенциалов в начале и в конце какого-либо участка сети, а отклонением напряжения - разность напряжений на зажимах электроприемника от его номинального

значения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение, на шинах источника питания и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ Р 32144-2013 допустимое значение отклонения напряжения $\pm 10\%$.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{pMAX} \cdot l \cdot \frac{100}{380} \cdot (r_{yD} \cdot \cos(\varphi) + x_{yD} \cdot \sin(\varphi)), \quad (9)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – принимается средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_{pMAX} – расчетный ток в линии, А.

Условие проверки на потерю напряжения:

$$\Delta U < \Delta U_{доп}. \quad (10)$$

Проверим выполнение условия для СИПа (10):

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 40 \cdot 500 \cdot \frac{100}{380} \cdot (1,91 \cdot 0,98 + 0,099 \cdot 0,2) = 17,1\%.$$

Потеря напряжения превышает 5 %, поэтому увеличим сечение линии магистрального СИПа до 70 мм². В таком случае:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 40 \cdot 500 \cdot \frac{100}{380} \cdot (0,44 \cdot 0,98 + 0,088 \cdot 0,2) = 4,1\%.$$

Потеря напряжения не превышает 5 %, следовательно, для потребителей, питающихся по линии, условие выполняется.

Рассмотрим выбор кабельной линии для питания потребителей домов 4, 5, 6 от ТП «Мякота». Согласно таблице 2 приложения А, к расчёту принята полная мощность 102 кВА каждого дома.

Находим расчётный ток:

$$S_p = 0,62 \cdot 102 = 190 \text{ кВА.}$$

$$I_{pMAX} = \frac{190}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 269 \text{ А.}$$

Принимаем кабель сечением жил 120 мм² ААШв 4х120 с длительно допустимым током 295 А. Характеристики кабельных линий представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики кабельных линий

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый ток четырехжильных кабелей, А		Ток четырехжильных кабелей с учётом условий прокладки, А		г, Ом/км	х, Ом/км до 1 кВ
	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле		
4	27	38	31	44	7,81	0,095
6	32	46	37	53	5,21	0,09
10	42	70	48	81	3,12	0,083
16	60	90	69	104	1,95	0,0675
25	75	115	86	132	1,25	0,0662
35	90	140	104	161	0,894	0,0637
50	110	175	127	201	0,625	0,0625
70	140	210	161	242	0,447	0,0612
95	170	255	196	293	0,329	0,0602
120	200	295	230	339	0,261	0,0602
150	235	335	270	385	0,208	0,0596
185	270	385	311	443	0,169	0,0596
240		440		506	0,129	0,077

Допустимый ток кабельных линий с учётом поправочных коэффициентов определяется из условия:

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot K_{CH} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП}. \quad (11)$$

где K_{CH} - коэффициент снижения токовой нагрузки, зависящий от количества кабелей траншее, принимается равный 0,92;

$K_{ПЕР}$ - для кабелей 0,4 кВ при прокладке в земле с учётом времени ликвидации аварии (6 часов) принимается 1.25;

$K_{ТЕМП}$ - температурный коэффициент, для 25 градусов принимается 1.

$$I_{ДОП} = 295 \cdot 0,92 \cdot 1,25 \cdot 1 = 339 \text{ А.}$$

Условие $I_{р МАК} \leq I_{ДОП}$ выполняется, т. к. $269 \leq 339 \text{ А}$ – верное равенство.

Проверим выполнение условия (8) для кабеля:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 269 \cdot 150 \cdot \frac{100}{380} \cdot (0,261 \cdot 0,98 + 0,09 \cdot 0,2) = 5\%.$$

Так как кабельная линия, питающая хозяйство, выполняется двухцепной, потеря напряжения в нормальном режиме, когда задействованы обе цепи равна 2,5 %, что допустимо. Нагрузки остальных линий определяем аналогично и сводим в таблицу 2 приложения А. Результаты расчета потерь напряжения также сведены в таблицу 2 приложения А. Все расчёты произведены при помощи программы Microsoft Excel.

Конструкция сети 0,4 кВ принимается на базе стоек железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов. Воздушной линией электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) называется устройство, предназначенное для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений.

В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60° и 45°

устанавливаются угловые промежуточные опоры УП 3 и УП 4. На прямых участках ВЛИ, при смене сечения провода и на концах ВЛИ устанавливаются концевые (анкерные) опоры К3, К4. В местах изменения направления трассы ВЛИ на угол поворота до 90° устанавливаются угловые анкерные опоры УА3, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления промежуточная. В местах изменения направления магистрали ВЛИ на угол поворота от 0° до 90° устанавливаются ответвительные угловые опоры ОУ3. При пересечении ВЛИ с улицами, автомобильными дорогами устанавливаются переходные промежуточные опоры. Пролеты между опорами принимаются 40 - 45 м, а их ответвления к вводам не превышают 10 м. Крепление, соединение СИП и присоединение к СИП производится при помощи специальной линейной арматуры. Крепление несущего нулевого провода на промежуточных и угловых промежуточных опорах – с помощью поддерживающих зажимов. Анкерное (концевое) крепление несущего нулевого провода магистрали ВЛИ на опорах анкерного типа, а также концевое крепление проводов ответвления на опоре ВЛИ и на вводе – с помощью натяжных анкерных зажимов. Поддерживающие и натяжные зажимы должны иметь вкладыши или корпуса из изолирующих материалов, препятствующих истиранию изоляции провода.

Расстояние от СИП ВЛИ до поверхности земли проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м. Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Глубина залегания опор в грунт 2 – 2,2 м. Все траверсы заземляются с помощью заземляющего проводника ЗП 2 диаметром 6

мм который присоединяется к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС 1 – 1 , к нулевому проводу зажимом.

На опоре предусматривается установка светильников с ртутными лампами РКУ 01 – 250.

2.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Расчетные мощности на шинах напряжением 0,4 кВ подстанций 6—10/0,4 кВ (расчетные мощности подстанции) определяют путем суммирования расчетных нагрузок головных участков (таблица 6), отходящих от подстанций линий 0,38 кВ. Коэффициенты мощности нагрузок на шинах 0,4 кВ подстанций принимают по таблице 9, [8].

Таблица 7 – Коэффициенты мощности для ТП 10/0,4 кВ

Потребители	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$
Производственные	0,7	0,71
Коммунально – бытовые	0,9	0,39
Смешанные	0,815	0,58

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах НН ТП № «Мякота». Согласно данным таблицы 2 приложения А, расчётная активная нагрузка ф-1 ТП № «Мякота» составляет 15 кВт, ф-2 – 40,95 кВт. К наименьшей из активных нагрузок линий прибавляем добавку 9,2 кВт, в итоге получаем:

$$P_{P\ TП} = 40,95 + 9,2 = 50,15 \text{ кВт.}$$

С учётом нагрузки освещения улиц, при плотности нагрузки 10 кВт/км и длине улиц 0,7 км, а также при коэффициенте мощности 0,97, получим суммарную расчётную нагрузку ТП № «Мякота»:

$$S_{P\ TП} = \frac{\sqrt{50,15^2 + 11,50^2}}{0,97} = 63,55 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета для остальных ТП и сведены в таблицу в Приложении В.

3 РАСЧЁТ НАГРУЗОК СЕТИ 10 КВ

3.1 Выбор числа и мощности ТП

В соответствии с наличием электроприёмников второй и преимущественно третьей категории по надёжности, на ТП предусматривается установка одного трансформатора.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП № «Троица»:

$$S_{CT} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{n_{TP} \cdot K_C}, \quad (12)$$

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

n_{TP} - число трансформаторов;

K_C - коэффициент допустимой систематической нагрузки,

принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице 8 [8].

Таблица 8 – Коэффициенты нагрузок

Вид нагрузки	Коэффициент допустимой систематической нагрузки K_C	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки K_a
Производственная нагрузка	0,795	1,73
сельские дома	0,84	1,83
Преобладание производственной нагрузки	0,76	1,65
Преобладание коммунально – бытовой нагрузки	0,765	1,67
Многоквартирные дома	0,815	1,75

$$S_{CT\ TП2-31} = \frac{45}{2 \cdot 0,77} = 59 \text{ кВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП № «Троица»:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_{P \text{ ТП } i}}{S_{\text{НОМ ТР}} \cdot n_{\text{ТР}}}, \quad (13)$$

$$K_{3 \text{ н/ав}} = \frac{S_{P \text{ ТП } i}}{S_{\text{НОМ ТР}} \cdot (n_{\text{ТР}} - 1)}, \quad (14)$$

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{174,74}{250 \cdot 1} = 0,698 \geq 0,5,$$

$$K_{3 \text{ н/ав}} = \frac{174,74}{250 \cdot 1} = 0,698 \leq 1,4.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу в приложении Г.

Из приведённых расчётов видно, что наименьший коэффициент загрузки трансформаторов составляет 0,69. Произведём замену трансформаторов на тех ТП, где коэффициент загрузки превышает 0,77 в нормальном режиме. После замены произведём проверку трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме. Результаты расчёта показаны в таблице в приложении Д.

3.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Потери носят как активный, так и реактивный характер.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{ХХ}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}}, \quad (15)$$

где ΔP_{XX} - активные потери холостого хода, справочная величина;

ΔP_{K3} - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (16)$$

где ΔQ_{XX} - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_{K3} - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_{XX} = S_{НОМ\ TP} \cdot \frac{I_X}{100}, \quad (17)$$

где $S_{НОМ\ TP}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_X - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_{K3} = S_{НОМ\ TP} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (18)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Сведём справочные данные трансформаторов в таблицу.

Таблица 9 – Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка ТМ	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	U_K , %	I_X , %
40	0,18	0,88	4,5	1,8
63	0,26	1,28	4,5	2,0
100	0,37	1,97	4,6	2,6
160	0,56	2,65	4,5	2,4
250	0,82	3,7	4,5	2,3
400	1,05	5,5	4,5	2,1
630	1,08	7,8	5,5	2,6

Рассчитаем для примера потери в трансформаторе на ТП № ИП
Лисица:

$$S_{НОМ\ TP} = 160 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{XX} = 0,56 \text{ кВт},$$

$$K_3 = 0,78,$$

$$\Delta P_{K3} = 2,65 \text{ (исходные данные представлены в таблицах 13,14):}$$

$$\Delta P_{TP} = 0,56 + 0,54^2 \cdot 2,65 = 1,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{XX} = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{K3} = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{TP} = 3,84 + 0,54^2 \cdot 7,2 = 6 \text{ кВар}.$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП,
и сведём результат в таблицу в приложении Е.

3.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 10 кВ определяется с учётом
потерь в трансформаторах по формуле:

$$S_{10кВ\ ТПi} = \sqrt{(P_{ТПi} + \Delta P_{ТПi})^2 + (Q_{ТПi} + \Delta Q_{ТПi})^2}, \quad (19)$$

Рассчитаем для примера нагрузку ТП № «Троица» по формуле, кВА.

$$S_{10кВ\ ТП2-31} = \sqrt{(174,74 + 2,10)^2 + (122,32 + 9,50)^2} = 220,57 \text{ кВА}.$$

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 10 кВ сведём в
таблицу в Приложении Ж.

3.4 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

ВЛ 10 кВ выполняем проводом СИП-3.

Составляем 2 варианта сети 10 кВ для сравнения по приведенным затратам исходя из минимального количества головных выключателей 10 кВ и суммарной протяженности линий в одноцепном исполнении. Рассматриваемые варианты изображены на рисунках 5 и 6.

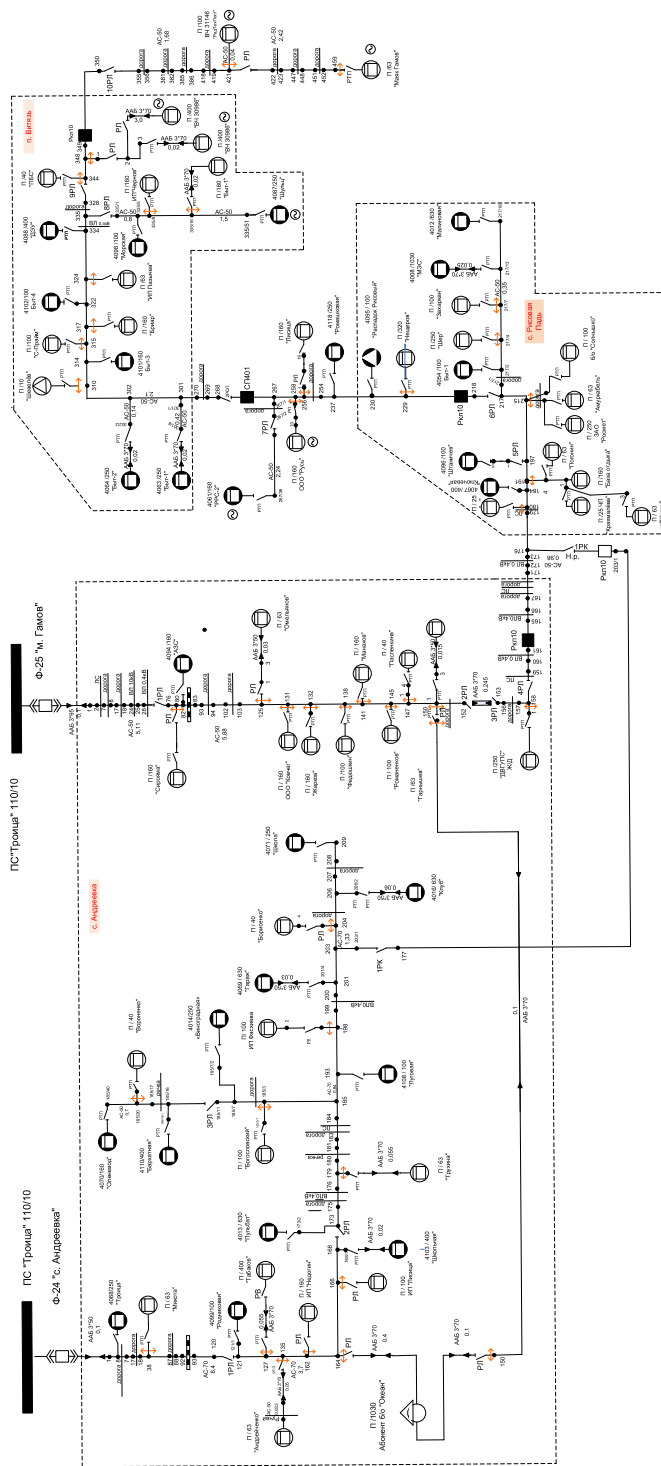


Рисунок 5 – Вариант №1 схемы распределительной сети 10 кВ

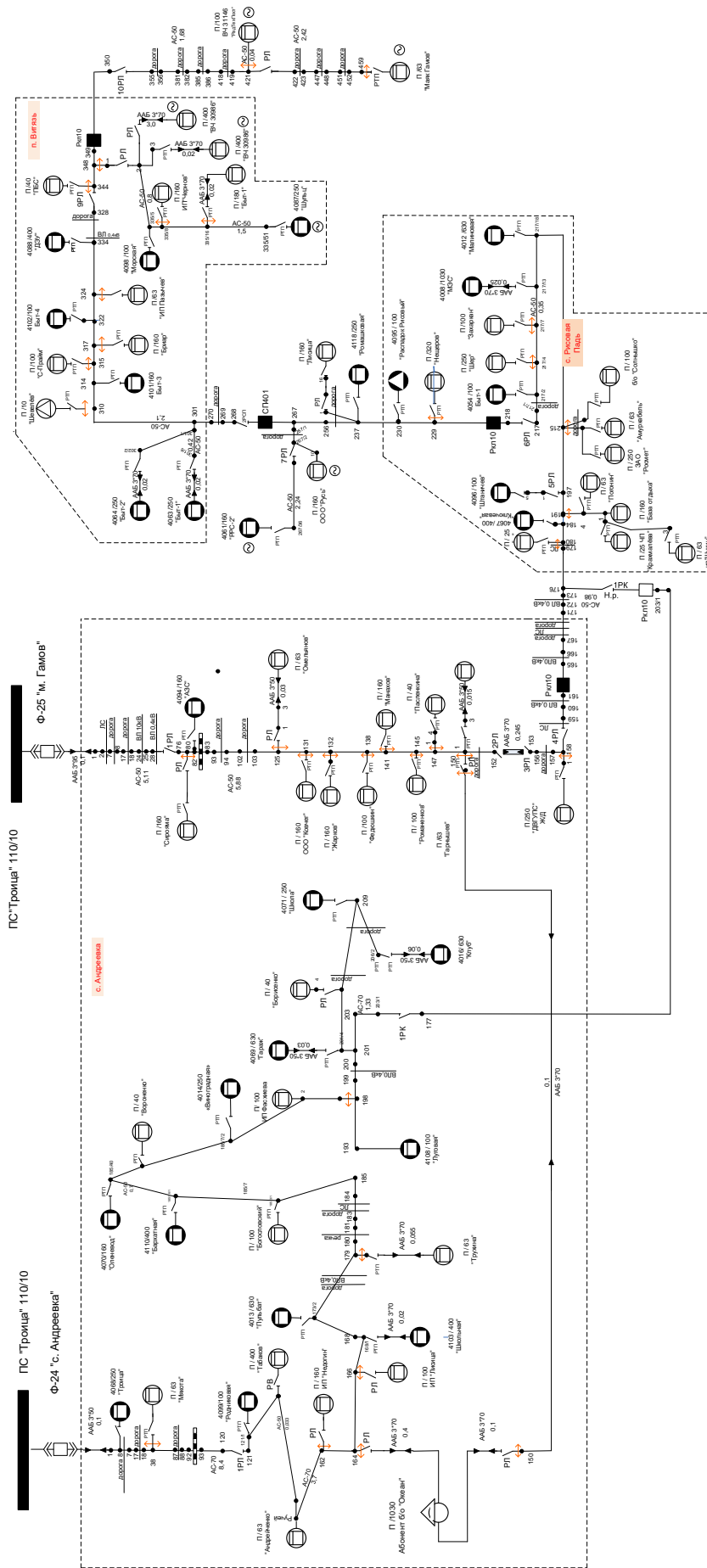


Рисунок 6 – Вариант №2 схемы распределительной сети 10 кВ

Показатели отобранных вариантов приведены в таблице.

Таблица 10 – Основные показатели выбранных вариантов сети

Линия	Суммарная нагрузка, кВА	Ко	Расчётная нагрузка, кВА	Расчётный ток, А	Длина, км	пц
Вариант №1						
ТП Троица – ТП Школа	4260	0,80	3408	195	12,49	1
ТП Сирояма – ТП Маяк Гамов	7247	0,80	5797	330	60	1
Вариант №2						
ТП Троица – ТП Школа	4260	0,80	3408	195	16,4	1
ТП Сирояма – ТП Маяк Гамов	7247	0,80	5797	330	75	1

Выбираем ориентировочное сечение СИП-3, при условии:

- 1) для двух лучевых схем в работе одна цепь;
- 2) размыкаем петли по точке потокораздела.

Оцениваем потери напряжения.

Нагрузка линии ПС-ТП Троица-ТП Школа (на варианте 1) определяется по формуле, при условии, что активная нагрузка ТП различается менее чем в 4 раза:

$$S_{P\ TП2-21-ТП2-18} = K_o \cdot (S_{P\ TП2-21} + S_{P\ TП2-18}), \quad (20)$$

где K_o - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице 18 [8].

Таблица 11 – Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6–20 кВ

Количество ТП 6 – 20/0,4 кВ	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент K_o	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

$$S_{P\text{ТП2-21-ТП2-18}} = 0,9 \cdot (95 + 339) = 403 \text{ кВА},$$

Расчётный ток линии:

$$I_{P\text{ТП2-21-ТП2-18}} = \frac{S_{P\text{ТП2-21-ТП2-18}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (21)$$

$$I_{P\text{ТП2-21-ТП2-18}} = \frac{403}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ А}.$$

Выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 200 А, сечением 35 мм².

Проверяем предварительно на допустимую потерю напряжения по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{P\text{ТП } i-j} \cdot l \cdot \frac{100}{10000} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)). \quad (22)$$

Рассчитаем потери в линиях для варианта 1 и 2, результаты сведём в таблицу.

Таблица 12 – Потери в линиях рассматриваемых вариантов

Линия	$I_{P\text{ТП}}, \text{ А}$	$l, \text{ км}$	$n_{ц}$	$r_{уд}, \text{ Ом/км}$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6
Вариант №1					
ТП Троица – ТП Школа	195	12,49	1	0,986	4,5
ТП Сирояма – ТП Маяк Гамов	330	60	1	0,986	15,9
Вариант №2					
ТП Троица – ТП Школа	195	16,4	1	0,986	7,4
ТП Сирояма – ТП Маяк Гамов	330	75	1	0,986	20,31

На всех участках обоих вариантов сети падение напряжения выше допустимого. Решение проблемы будет принято после выбора оптимального варианта сети по конфигурации и затратам.

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (23)$$

где $E_H = 0,1$ - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ и выключателей соответственно;

$C_0 = 1,53$ руб./кВт·ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9 \%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5 \%$;

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (24)$$

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

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

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

T – число часов.

Результаты расчёта сведены в таблицу.

Таблица 13 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№ Варианта	1	2
Количество выключателей 10 кВ, шт	2	2
Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб	350	350
Капиталовложения в выключатели, тыс руб	700	700
Протяженность линий 10 кВ, км	72,49	91,4
Стоимость 1 км СИП-3, тыс. руб./км	334	334
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	24211,66	30527,6
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	11	13
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	41	41
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	128	134
Потери электроэнергии, кВтч	268099	294515
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВтч	1,53	1,53
Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб	410	451
Приведенные затраты, тыс руб	844	902

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 2 дороже на 6 %. Выбираем вариант 1.

Выберем окончательно для него линии 10 кВ при условии:

- 1) Петли ТП «Б/о Океан» и 1РК разомкнуты
- 2) Двухлучевые схемы работают с включенными обеими цепями.

Окончательно проверим по потери напряжения в принятой сети.

Результаты в таблице.

Таблица 14 – Проверка варианта сети 10 кВ

Линия	Суммарная нагрузка, кВА	Ко	Расчётная нагрузка, кВА	Расчётный ток, А	Сечение СИП-3, кв. мм	Допустимый ток нагрузки, А	Длина, км	$\rho_{\text{ц}}$	R, Ом/км	Потеря напряжения, %
ТП Троица – ТП Школа	4260	0,80	3408	195	70	310	12,49	1	0,443	4,5
ТП Сирояма – ТП Маяк Гамов	7247	0,80	5797	330	95	370	60	1	0,253	15,9

3.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах питающей ПС

Расчетные нагрузки на шинах 6—20 кВ трансформаторных подстанций 35—110/6—20 кВ определяют с учётом коэффициента одновременности. Произведём расчёт суммарной нагрузки ПС Троица с учётом существующих нагрузок.

Результат показан в таблице.

Таблица 15 – Расчётная нагрузка на шинах ПС "Троица"

	Суммарная нагрузка, кВА	Суммарная активная нагрузка, кВт	Расчётный ток, А	Суммарная реактивная нагрузка, кВАр
на шинах ПС "Троица" (с учётом $K_{\text{одн}}=0,7$)	13145	11329	4,36	7235

4 ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции [3].

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов.

Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однотрансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет [7].

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (25)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_{\text{трасч}} = \frac{13145}{2 \cdot 0,7} = 9,389$$

На подстанции установлены два трансформатора: ТМТН – 6300/110 и ТДТН-10000/110. На подстанции 3 уровня напряжения – 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. Шины 35 кВ отсутствуют, трёх обмоточный трансформатор

установлен с перспективой развития электрической сети Хасанского района. Проведём проверку трансформаторов в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов – большего по мощности.

$$k_{з/па} = \frac{13145}{6300} = 2,086$$

В послеаварийном режиме трансформатор Т1-6300/110 будет загружен более чем в 2 раза, следовательно, требуется замена трансформатора на подстанции. Поскольку на подстанции уже установлен трёхобмоточный трансформатор Т-2 ТДТН-10000/110, заменяем первый трансформатор на трансформатор большей мощности и так же устанавливаем трёхобмоточный трансформатор, аналогичной мощности, как и второй трансформатор для уменьшения затрат и для возможного режима параллельной работы - ТДТН-10000/110. Произведём проверку выбранных трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме.

$$k_з = \frac{13145}{2 \cdot 10000} = 0,657$$

$$k_{з/па} = \frac{13145}{10000} = 1,314$$

В нормальном и послеаварийном режиме коэффициенты загрузки соответствуют оптимальным. Следовательно, трансформаторы выбраны верно.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

При выборе проводников и аппаратов за расчётный режим принимают, как правило, режим короткого замыкания.

Для расчёта токов КЗ составим схему замещения участка сети 10 кВ представленную на рисунке 7.

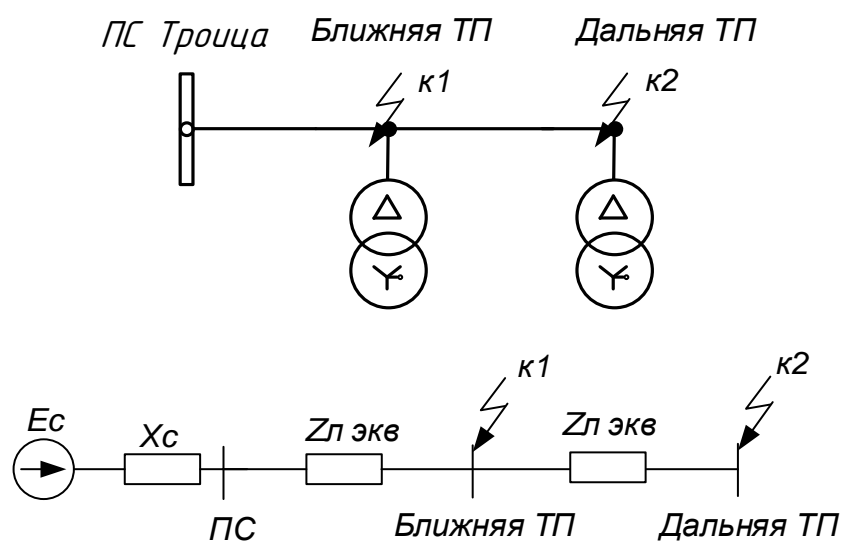


Рисунок 7 – Исходная схема и схема замещения участка 10 кВ.

Расчёты короткого замыкания приводятся для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Расчёт токов КЗ с учётом действительных характеристик и действительного режима работы весьма сложен. Вместе с тем для решения задачи выбора и проверки оборудования можно ввести допущения, упрощающие расчёты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независящими от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают ёмкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трёхфазная система является симметричной;
- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети.

Указанные допущения наряду с упрощением расчётов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчёта не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

Расчет тока КЗ произведем на шинах ПС Троица для электрически наиболее близкой ТП Троица и наиболее удаленной ТП Маяк Гамов на магистрали ПС-ТП Троица, ТП Школа, ТП ИП Щукин, ТП Маяк Гамов. Расчёт токов КЗ производим в именованных единицах – приближенное приведение.

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

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}, \quad (26)$$

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

U_{cp} - среднее напряжение в месте установки элемента ($U_{cp} = 10,5$ кВ).

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485.$$

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L, \quad (27)$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L. \quad (28)$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП № Троица, кА:

$$I_{noТП2-13}^{(3)} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma КЛ1}^2 + X_{\Sigma КЛ1}^2}}, \quad (29)$$

$$I_{noТП2-13}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,3^2 + 0,485^2}} = 10,7.$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{noТП2-13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{noТП2-13}^{(3)}, \quad (30)$$

$$I_{noТП2-13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,7 = 9,3.$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей, с :

$$T_{ТП2-13} = \frac{R_{\Sigma}}{X_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (31)$$

$$T_{ТП2-13} = \frac{0,3}{0,485 \cdot 314} = 0,002.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial ТП2-13} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ТП2-13}}}, \quad (32)$$

$$K_{y\partial ТП2-13} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,1.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial TП2-13} = K_{y\partial TП2-13} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no TП2-13}^{(3)} \quad (33)$$

$$i_{y\partial TП2-13} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,7 = 17,3.$$

Для остальных точек расчёт ведётся аналогично показанному алгоритму, результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 16 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Линия	Длина, км	R _{экв} , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽²⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ПС Троица - ТП Троица – ТП Школа								
ТП Троица	0,3	0,30	0,57	10,68	9,29	0,002	1,1	17,3
ТП Школа	12,49	1,87	1,94	3,14	2,73	0,012	1,0	4,4
ПС Троица ТП Сирояма – ТП Маяк Гамов								
ТП Сирояма	0,40	0,39	0,63	9,71	8,45	0,003	1,1	14,8
ТП Маяк Гамов	22,95	3,45	3,48	1,74	1,52	0,023	1,0	2,5

5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчёте токов КЗ в общем случае необходимо учитывать активное и индуктивное сопротивление всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе: проводников, кабелей, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей, переходных контактов аппаратов и т.п.

Схема замещения для расчёта токов КЗ изображена на рисунке 8.

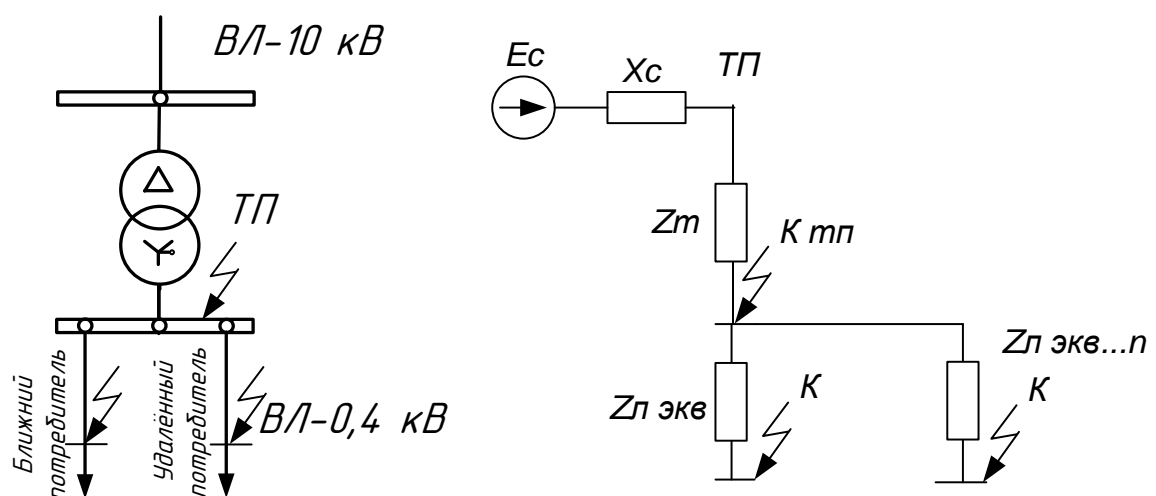


Рисунок 8 – Исходная схема и схема замещения участка 0,4 кВ

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, причём сопротивления принимаем в МОм. Расчёт ведётся аналогично сети 10 кВ, в соответствии с рисунком 8, принимая за расчётные точки электрически ближайшие и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП Троица.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки на стороне ВН ТП Троица, МОм:

$$x_C = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (34)$$

$$x_C = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22. \quad (35)$$

Сопротивление обратной последовательности всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности. Сопротивление нулевой последовательности системы равняется нулю. Реактивное и активное сопротивление линий принимаются $X_{0l} = 3,5 \cdot X_{1l}$, $R_{0l} = 10 \cdot R_{1l}$.

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, кА, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{I0}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}. \quad (36)$$

Для трансформатора ТМ-160/10 для ТП Оленевод по [9] находим $r_{mp} = 0,017 \text{ Ом}$, $X_{mp} = 0,042 \text{ Ом}$.

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей:

$$R_{Л1} = 0,64 \cdot 0,02 = 0,0128 \text{ Ом},$$

$$X_{Л1} = 0,02 \cdot 0,1 = 0,002 \text{ Ом},$$

$$R_{Л6} = 0,45 \cdot 0,44 = 0,198 \text{ Ом},$$

$$X_{Л6} = 0,1 \cdot 0,45 = 0,045 \text{ Ом}.$$

Расчёт ведётся аналогично алгоритму расчёта токов КЗ в сети 10 кВ, результаты расчёта сводим в таблицу. Полные результаты расчётов приведены в Приложении А. Приведём ниже часть результатов расчётов.

Таблица 17 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

Подстанция	Длина, км	R _л , Ом	X _л , Ом	R _т , Ом	X _т , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ТП Троица				0,017	0,042	0,066	3,34	1,96	0,008	1,29	6,071
ближайший дом	0,02	0,0128	0,002	0,017	0,042	0,072	3,05	2,40	0,005	1,12	4,838
удалённый дом	0,45	0,198	0,045	0,017	0,042	0,241	0,91	0,23	0,001	1,00	1,292
ТП Школа				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,03	0,0261	0,003	0,036	0,065	0,110	2,01	1,29	0,003	1,06	2,995
удалённый дом	0,3	0,261	0,03	0,036	0,065	0,319	0,69	0,19	0,001	1,00	0,972
ТП Сирояма				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,04	0,0128	0,004	0,036	0,065	0,103	2,12	1,61	0,004	1,11	3,326
удалённый дом	0,45	0,198	0,045	0,036	0,065	0,269	0,82	0,23	0,001	1,00	1,157
ТП Маяк Гамов				0,036	0,065	0,094	2,33	2,15	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,05	0,0435	0,005	0,036	0,065	0,122	1,80	0,92	0,003	1,03	2,622
удалённый дом	0,45	0,288	0,045	0,036	0,065	0,350	0,63	0,17	0,001	1,00	0,887
ТП Борисенко				0,017	0,042	0,066	3,34	1,56	0,008	1,29	6,071
ближайший дом	0,07	0,084	0,007	0,017	0,042	0,123	1,79	0,59	0,002	1,00	2,530
удалённый дом	0,55	0,1392	0,055	0,017	0,042	0,196	1,12	0,27	0,002	1,01	1,596
ТП б/о Солнышко				0,006	0,017	0,040	5,55	1,39	0,009	1,34	10,514
ближайший дом	0,1	0,064	0,01	0,006	0,017	0,085	2,57	0,77	0,001	1,00	3,638
удалённый дом	0,30	0,36	0,03	0,006	0,017	0,372	0,59	0,15	0,000	1,00	0,834

5.3 Проверка сечений на действие токов КЗ

Чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ расчётная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой для материала изоляции кабеля, которая определяется в справочной литературе.

Термически стойкое к токам КЗ сечение магистральных кабелей находим по формуле:

$$B_{T\text{ТП}i} = I_{K3i}^2 \cdot t_{II}, \quad (37)$$

где I_{K3i} - установившееся значение тока КЗ;

t_{II} - приведённое время КЗ, с учётом ступени селективности 0,3 с на каждой ТП;

Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для магистрали ПС ТП «Океан», ТП «Родниковая»:

$$B_{T\text{ТПТроица}} = 10,68^2 \cdot 0,3 = 34,2 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T\text{ТПМякота}} = 3,14^2 \cdot 0,5 = 4,9 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T\text{НОМ}} = 3,2^2 \cdot 3 = 30,7 \text{ кА}^2,$$

Полученное значение меньше номинального 30,7 кА². На ответвлениях в каждой ТП применяем СИП-3 3х35.

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 18 – Термически стойкое и фактическое сечение проводников

Номер ТП	Икз, кА	Вт тп, кА ²	Вт ном, кА ²	Номер ТП	Икз, кА	Вт тп, кА ²	Вт ном, кА ²
1	2	3	4	5	6	7	8
Троица	6,071	34,2	30,7	ЧП База отдыха	3,866	1,2	30,7
Мякота	10,514	1,8	30,7	Погонин	6,071	1,8	30,7
Родниковая	3,866	4,9	30,7	РТП	3,866	1,2	30,7
Табаков	3,866	7,5	30,7	Ключевая	3,866	7,5	30,7
Андрейченко	10,514	1,8	30,7	Штаничев	10,514	4,9	30,7
Недогин	3,866	5,1	30,7	ЗАО Росмет	3,866	6,3	30,7
Абонент б\о Океан	10,514	11,4	30,7	Амуркабель	10,514	1,8	30,7
ИП Лисица	3,866	4,9	30,7	б/о Солнышко	10,514	4,9	30,7

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8
Школьная	3,866	7,5	30,7	Быт-1	3,866	1,9	30,7
Пульбат	3,866	9,4	30,7	Шер	6,071	6,3	30,7
Трухина	10,514	1,8	30,7	Захаркан	10,514	4,9	30,7
Богословский	3,866	4,9	30,7	МЭС	6,071	15,4	30,7
Виноградная	10,514	6,3	30,7	Малиновая	3,866	9,4	30,7
Бархатная	3,866	7,5	30,7	Ромашковая	3,866	6,3	30,7
Вороненко	3,866	1	30,7	Лисица	6,071	5,1	30,7
Оленевод	10,514	5,1	30,7	ООО «Русь»	10,514	5,1	30,7
Луговая	3,866	4,9	30,7	РРС-2	3,866	2,1	30,7
ИП Фаскиева	6,071	4,9	30,7	Быт-1	6,071	6,3	30,7
Гараж	3,866	9,4	30,7	Быт-2	10,514	6,3	30,7
Борисенко	6,071	1,6	30,7	Шевелёв	3,866	1,1	30,7
Клуб	3,866	9,4	30,7	Быт-3	6,071	3,9	30,7
Школа	3,866	6,3	30,7	С-Прайм	3,866	4,9	30,7
Сирояма	3,866	5,1	30,7	Биар	6,071	5,1	30,7
АЗС	10,514	5,1	30,7	Быт-4	3,866	4,9	30,7
Омельянов	3,866	1,8	30,7	ИП Пазычев	10,514	1,8	30,7
ООО Ковчег	6,071	5,1	30,7	ДЭУ	3,866	7,5	30,7
Жарков	10,514	5,1	30,7	ПБС	3,866	1,6	30,7
Федюшкин	3,866	4,9	30,7	Морская	6,071	4,9	30,7
Манахов	6,071	5,1	30,7	Чернов	3,866	5,1	30,7
Романенков	3,866	4,9	30,7	Быт-1	10,514	5,3	30,7
Пасленкина	10,514	1	30,7	Шульц	3,866	6,3	30,7
Гарнышев	3,866	1,8	30,7	ВЧ 30986	3,866	7,5	30,7
Б\О Океан	10,514	15,4	30,7	ВЧ 30986	3,866	7,5	30,7
ДВГУПС Ж\д	3,866	6,3	30,7	РадТехПост ВЧ 31146	10,514	4,9	30,7
ИП Щукин	6,071	1,8	30,7	Маяк Гамов	3,866	1,8	30,7
ЧП Крахмалёва	10,514	1,2	30,7				

Анализируя данные таблицы 26, видно, что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ, поэтому для них принимаем сечение 35 мм².

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток определяем по формуле (для ТП № Негодин):

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (38)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9 \text{ А.}$$

На каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПКТ101 – 10У1 с током плавкой вставки 10 А и током патрона 20 А. Расчёт для остальных ТП сведём в таблицу.

Таблица 19 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Номер ТП	Стр	Ирасч, А	Ивс, А	Тип предохранителя	Номер ТП	Стр	Ирасч, А	Ивс, А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Троица	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1	ЧП База отдыха	25	1,4	5	ПКТ101 – 10У1
Мякота	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1	Погонин	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1
Родниковая	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1	РТП	25	1,4	5	ПКТ101 – 10У1
Табаков	400	23,1	80	ПКТ101 – 10У1	Ключевая	400	23,1	80	ПКТ101 – 10У1
Андрейченко	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1	Штаничев	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
Недогин	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1	ЗАО Росмет	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1
Абонент б\о Океан	630+400	59,5	160	ПКТ101 – 10У1	Амуркабель	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1
ИП Лисица	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1	б\о Солнышко	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
Школьная	400	23,1	80	ПКТ101 – 10У1	Быт-1	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
Пульбат	630	36,4	160	ПКТ101 – 10У1	Шер	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1
Трухина	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1	Захаркан	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
Богословский	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1	МЭС	630+400	59,5	160	ПКТ101 – 10У1
Виноградная	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1	Малиновая	630	36,4	160	ПКТ101 – 10У1
Бархатная	400	23,1	80	ПКТ101 – 10У1	Ромашковая	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1
Вороненко	40	2,3	10	ПКТ101 – 10У1	Лисица	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оленевод	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1	ООО «Русь»	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1
Луговая	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1	РРС-2	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1
ИП Фаскиева	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1	Быт-1	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1
Гараж	630	36,4	160	ПКТ101 – 10У1	Быт-2	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1
Борисенко	40	2,3	10	ПКТ101 – 10У1	Шевелёв	10	0,6	5	ПКТ101 – 10У1
Клуб	630	36,4	160	ПКТ101 – 10У1	Быт-3	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1
Школа	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1	С-Прайм	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
Сирояма	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1	Биар	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1
АЗС	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1	Быт-4	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
Омельянов	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1	ИП Пазычев	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1
ООО Ковчег	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1	ДЭУ	400	23,1	80	ПКТ101 – 10У1
Жарков	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1	ПБС	40	2,3	10	ПКТ101 – 10У1
Федюшкин	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1	Морская	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
Манахов	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1	Чернов	160	9,2	40	ПКТ101 – 10У1
Романенков	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1	Быт-1	180	10,4	40	ПКТ101 – 10У1
Пасленкина	40	2,3	10	ПКТ101 – 10У1	Шульц	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1
Гарнышев	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1	ВЧ 30986	400	23,1	80	ПКТ101 – 10У1
Б\О Океан	630+ 400	59,5	160	ПКТ101 – 10У1	ВЧ 30986	400	23,1	80	ПКТ101 – 10У1
ДВГУПС Ж\д	250	14,4	50	ПКТ101 – 10У1	РадТехПост ВЧ 31146	100	5,8	31,5	ПКТ101 – 10У1
ИП Щукин	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1	Маяк Гамов	63	3,6	16	ПКТ101 – 10У1
ЧП Крахмалёва	25	1,4	5	ПКТ101 – 10У1					

6.2 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем вводные автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{\text{ном.расч.}} \geq I_{\text{расч.}} \quad (39)$$

где $I_{\text{расч.}}$ – расчётный ток.

Расчётный ток определяется по формуле:

$$I_{расч.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{ТР}}, \quad (40)$$

где S_p - расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ;

$U_{НОМ} = 0,4$ кВ – напряжение рассматриваемой стороны;

$n_{ТР}$ - число трансформаторов.

Для примера на ТП Мякота расчётный ток составляет 126 А, поэтому выбираем автомат А-3716 с током расцепителя 160 А:

$$I_{расч.} = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1} = 65 \text{ А},$$

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу в Приложении 3.

Проверим АВ на ТП Троица: А3710Б-160. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 25 \text{ кА}, \quad I_{сррасц} = 160 \cdot 8 = 1280 \text{ А}. \quad \text{Токи КЗ } I^{(3)}_{но} = 3,34 \text{ кА},$$

$$I^{(1)}_{но} = 1,96 \text{ кА}.$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ (37): $3,34 \leq 25$

По чувствительности к токам КЗ (38): $1,96 \geq 1,28 \cdot 1,25 = 1,6$.

Таким образом, проверив автоматический выключатель, убедились, что он соответствует условиям проверки. Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Результаты расчёта представлены в таблице в Приложении И.

На отходящих линиях также устанавливаются автоматические выключатели для защиты линий. Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу в Приложении К.

Проверка линейных АВ проводится так же, как вводных. На примере линии до удаленного потребителя от ТП Мякота: А3710-50. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 25 \text{ кА}, \quad I_{сррасц} = 50 \cdot 2 = 100 \text{ А}. \quad \text{Токи КЗ } I^{(3)}_{но} = 0,91 \text{ кА},$$

$$I^{(1)}_{но} = 0,23 \text{ кА}.$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ (37): $0,91 \leq 25$

По чувствительности к токам КЗ (38): $0,23 \geq 1,25 \cdot 0,1 = 0,125$.

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Результаты расчёта представлены в таблице в Приложении Л.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений. Наиболее удобных для релейной защиты и автоматики. А также цепей приборов учёта и телемеханики.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и вторичной нагрузке.

Класс измерительных трансформаторов устанавливается в зависимости от класса приборов: для подключения приборов классов 1,0 и 1,5 – трансформаторы класса 0,5; при классе 2,5 – трансформаторы класса 1,0.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединённых проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм^2 . Так как почти все трансформаторы тока и трансформаторы напряжения подключены к расчётным счётчикам, то выбираем для всех измерительных приборов класс точности 0,5. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

$$I_{MAX} \leq I_{1НОМ}, \quad (41)$$

где $I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток трансформатора, А.

Сопротивление нагрузки (Z_2) определяется:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (42)$$

где Z_2 – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов. Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Оно определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (43)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (44)$$

где $S_{приб}$ – потребляемая приборами мощность, В·А;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (45)$$

Откуда

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (46)$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}}=0,1$ Ом).

Зная $r_{\text{пр}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (47)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, $\rho = 0,0283$;

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока приведена в таблице.

Таблица 20 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Фидера 10 кВ	СА 3020	0,5	–	0,5
Варметр		СР 3020	0,5	–	0,5
Ваттметр		СР 3020	0,5	–	0,5
Счётчик АЭ		РиМ 889	1,5	–	1,5
Счётчик РЭ		РиМ 889	1,5	–	1,5
Итого:			4,5		4,5

Выберем трансформаторы тока на отходящих присоединениях марки ТОЛ 10 – 1 – У2.

Определяем мощность, которую допустимо расходовать в соединительных проводах, от трансформатора тока:

$$S_{\text{пр}} = S_{2\text{ном}} - (\sum S_{\text{приб}} + I_{2\text{ном}}^2 \cdot r_{\text{конт}}), \quad (48)$$

$$S_{np} = 10 - (5,5 + 25 \cdot 0,1) = 2 \text{ ВА.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I_2^2} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов для трансформатора на линии 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$S = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{np}}, \quad (49)$$

где $l_{расч}$ – длина соединительных проводов ($l_{расч} = 10 \text{ м}$);

$\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – удельная проводимость материала провода, для алюминия.

$$S = \frac{10}{0,08 \cdot 32} = 3,9 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм^2 .

$$r_{нагр} = z_{нагр} = 0,08 + 0,22 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока ТОЛ 10 – 1 – У2 проверяется по токам короткого замыкания, для линии ТП «Троица», ТП Клуб, ТП Сирояма, ТП Маяк Гамов:

$$B_k = I_{н.о. ТП2-13}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (50)$$

$$B_K = 10,7^2 \cdot (0,5 + 0,004) = 57,5, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_K \leq B_{к.тт} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.норм}, \quad (51)$$

$$B_K \leq B_{к.тт} = 5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетные данные для данного трансформатора сравниваются с каталожными и сводятся в таблицу 22.

Таблица 21 – Проверка трансформатора тока ТОЛ 10–1–У2 на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$ $I_H = 100 \text{ А}$ $I_H = 100 \text{ А}$	$I_{p1} = 35 \text{ А ф-1}$ $I_{p2} = 48 \text{ А ф-2}$ $I_{p3} = 23 \text{ А ф-3}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} \leq Z_H$
$B_{KH} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Kp} = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Kp} \leq B_{KH}$
$i_{дин} = 25$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

Для ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки и вторичная нагрузка у всех ТТ одинакова. Результаты сведём в таблицу.

Таблица 22 – Выбор и проверка ТТ на ТП

Номер ТП	I_p ТТ, А	I_H , А	B_{Kp} , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	B_{KH} , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{уд}$, кА	$i_{дин}$, кА
1	2	3	4	5	6	7
Троица	14,4	100	11,6	75	6,071	15
Мякота	3,6	100	11,6	75	10,514	15
Родниковая	5,8	100	11,6	75	3,866	15
Табаков	23,1	100	11,6	75	3,866	15
Андрейченко	3,6	100	11,6	75	10,514	15
Недогин	9,2	100	11,6	75	3,866	15
Абонент б\о Океан	59,5	100	11,6	75	10,514	15
ИП Лисица	5,8	100	11,6	75	3,866	15

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7
Школьная	23,1	100	11,6	75	3,866	15
Пульбат	36,4	100	11,6	75	3,866	15
Трухина	3,6	100	11,6	75	10,514	15
Богословский	5,8	100	11,6	75	3,866	15
Виноградная	14,4	100	11,6	75	10,514	15
Бархатная	23,1	100	11,6	75	3,866	15
Вороненко	2,3	100	11,6	75	3,866	15
Оленевод	9,2	100	11,6	75	10,514	15
Луговая	5,8	100	11,6	75	3,866	15
ИП Фаскиева	5,8	100	11,6	75	6,071	15
Гараж	36,4	100	11,6	75	3,866	15
Борисенко	2,3	100	11,6	75	6,071	15
Клуб	36,4	100	11,6	75	3,866	15
Школа	14,4	100	11,6	75	3,866	15
Сирояма	9,2	100	11,6	75	3,866	15
АЗС	9,2	100	11,6	75	10,514	15
Омельянов	3,6	100	11,6	75	3,866	15
ООО Ковчег	9,2	100	11,6	75	6,071	15
Жарков	9,2	100	11,6	75	10,514	15
Федюшкин	5,8	100	11,6	75	3,866	15
Манахов	9,2	100	11,6	75	6,071	15
Романенков	5,8	100	11,6	75	3,866	15
Пасленкина	2,3	100	11,6	75	10,514	15
Гарнышев	3,6	100	11,6	75	3,866	15
Б\О Океан	59,5	100	11,6	75	10,514	15
ДВГУПС Ж\д	14,4	100	11,6	75	3,866	15
ИП Щукин	3,6	100	11,6	75	6,071	15
ЧП Крахмалёва	1,4	100	11,6	75	10,514	15
ЧП База отдыха	1,4	100	11,6	75	3,866	15
Погонин	3,6	100	11,6	75	6,071	15
РТП	1,4	100	11,6	75	3,866	15
Ключевая	23,1	100	11,6	75	3,866	15
Штаничев	5,8	100	11,6	75	10,514	15
ЗАО Росмет	14,4	100	11,6	75	3,866	15
Амуркабель	3,6	100	11,6	75	10,514	15
б/о Солнышко	5,8	100	11,6	75	10,514	15
Быт-1	5,8	100	11,6	75	3,866	15
Шер	14,4	100	11,6	75	6,071	15
Захаркан	5,8	100	11,6	75	10,514	15
МЭС	59,5	100	11,6	75	6,071	15
Малиновая	36,4	100	11,6	75	3,866	15
Ромашковая	14,4	100	11,6	75	3,866	15
Лисица	9,2	100	11,6	75	6,071	15
ООО «Русь»	9,2	100	11,6	75	10,514	15

1	2	3	4	5	6	7
РРС-2	9,2	100	11,6	75	3,866	15
Быт-1	14,4	100	11,6	75	6,071	15
Быт-2	14,4	100	11,6	75	10,514	15
Шевелёв	0,6	100	11,6	75	3,866	15
Быт-3	9,2	100	11,6	75	6,071	15
С-Прайм	5,8	100	11,6	75	3,866	15
Биар	9,2	100	11,6	75	6,071	15
Быт-4	5,8	100	11,6	75	3,866	15
ИП Пазычев	3,6	100	11,6	75	10,514	15
ДЭУ	23,1	100	11,6	75	3,866	15
ПБС	2,3	100	11,6	75	3,866	15
Морская	5,8	100	11,6	75	6,071	15
Чернов	9,2	100	11,6	75	3,866	15
Быт-1	10,4	100	11,6	75	10,514	15
Шульц	14,4	100	11,6	75	3,866	15
ВЧ 30986	23,1	100	11,6	75	3,866	15
ВЧ 30986	23,1	100	11,6	75	3,866	15
РадТехПост ВЧ 31146	5,8	100	11,6	75	10,514	15
Маяк Гамов	3,6	100	11,6	75	3,866	15

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах ТП для питания вольтметровых обмоток приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединённых по схеме «открытый треугольник». Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 – 10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные трансформаторы напряжения типа НТМИ и НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (52)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

При ориентировочных подсчетах суммарную нагрузку можно определить приближенно без учета схем включения приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (53)$$

По аналогии с выбором ТТ, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчётную нагрузку на вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$.

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{расч}}$ можно определить по выражению:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{дон}} \quad (54)$$

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ на одну секцию шин

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр (сборные шины)	СВ 3020	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	СР 3020	1,5	2	1	0	1	3	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Счётчик ватт-часов	РиМ 889	3 Вт	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Счётчик вольт- ампер- часов	РиМ 889	3 Вт	2	0,38	0,925	2	4,56	11,1
Итого:							11,6	16,5

Полная вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составляет:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,64^2 + 71,75^2} = 79,67 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-66 УХЛ2. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 79,67 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки и вторичная нагрузка у всех ТН одинакова.

6.5 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Расчётные данные для проверки правильности выбора берутся из предыдущих пунктов дипломного проекта. Проверим выключатели нагрузки для ТП «Троица». Для магистрали, по которой питается ТП «Троица»:

$$B_K = I_{\text{но.ТП2-31}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \text{ кА}^2\text{с}, \quad (53)$$

$$B_K = 10,7^2 \cdot (1,5 + 0,005) = 171,4 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с};$$

В таблице 25 отображены условия выбора и проверки выключателей.

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} \text{ТП «Троица»} = 4 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \text{ТП «Троица»} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 171,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КНОМ}} \geq B_K$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу.

Таблица 26 – Выбор выключателей нагрузки

Номер ТП	I_P ТП, А	I_H , А	$B_{\text{кр}}$, $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}}$, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
1	2	3	4	5	6	7
Троица	14,4	400	6,3	400	6,071	30
Мякота	3,6	400	1,8	400	10,514	30
Родниковая	5,8	400	4,9	400	3,866	30
Табаков	23,1	400	7,5	400	3,866	30
Андрейченко	3,6	400	1,8	400	10,514	30
Недогин	9,2	400	5,1	400	3,866	30
Абонент б\о Океан	59,5	400	11,4	400	10,514	30
ИП Лисица	5,8	400	4,9	400	3,866	30
Школьная	23,1	400	7,5	400	3,866	30
Пульбат	36,4	400	9,4	400	3,866	30
Трухина	3,6	400	1,8	400	10,514	30
Богословский	5,8	400	4,9	400	3,866	30
Виноградная	14,4	400	6,3	400	10,514	30
Бархатная	23,1	400	7,5	400	3,866	30
Вороненко	2,3	400	1	400	3,866	30
Оленевод	9,2	400	5,1	400	10,514	30
Луговая	5,8	400	4,9	400	3,866	30

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7
ИП Фаскиева	5,8	400	4,9	400	6,071	30
Гараж	36,4	400	9,4	400	3,866	30
Борисенко	2,3	400	1,6	400	6,071	30
Клуб	36,4	400	9,4	400	3,866	30
Школа	14,4	400	6,3	400	3,866	30
Сирояма	9,2	400	5,1	400	3,866	30
АЗС	9,2	400	5,1	400	10,514	30
Омельянов	3,6	400	1,8	400	3,866	30
ООО Ковчег	9,2	400	5,1	400	6,071	30
Жарков	9,2	400	5,1	400	10,514	30
Федюшкин	5,8	400	4,9	400	3,866	30
Манахов	9,2	400	5,1	400	6,071	30
Романенков	5,8	400	4,9	400	3,866	30
Пасленкина	2,3	400	1	400	10,514	30
Гарнышев	3,6	400	1,8	400	3,866	30
Б\О Океан	59,5	400	15,4	400	10,514	30
ДВГУПС Ж\д	14,4	400	6,3	400	3,866	30
ИП Щукин	3,6	400	1,8	400	6,071	30
ЧП Крахмалёва	1,4	400	1,2	400	10,514	30
ЧП База отдыха	1,4	400	1,2	400	3,866	30
Погонин	3,6	400	1,8	400	6,071	30
РТП	1,4	400	1,2	400	3,866	30
Ключевая	23,1	400	7,5	400	3,866	30
Штаничев	5,8	400	4,9	400	10,514	30
ЗАО Росмет	14,4	400	6,3	400	3,866	30
Амуркабель	3,6	400	1,8	400	10,514	30
б/о Солнышко	5,8	400	4,9	400	10,514	30
Быт-1	5,8	400	1,9	400	3,866	30
Шер	14,4	400	6,3	400	6,071	30
Захаркан	5,8	400	4,9	400	10,514	30
МЭС	59,5	400	15,4	400	6,071	30
Малиновая	36,4	400	9,4	400	3,866	30
Ромашковая	14,4	400	6,3	400	3,866	30
Лисица	9,2	400	5,1	400	6,071	30
ООО «Русь»	9,2	400	5,1	400	10,514	30
РРС-2	9,2	400	2,1	400	3,866	30
Быт-1	14,4	400	6,3	400	6,071	30
Быт-2	14,4	400	6,3	400	10,514	30
Шевелёв	0,6	400	1,1	400	3,866	30
Быт-3	9,2	400	3,9	400	6,071	30
С-Прайм	5,8	400	4,9	400	3,866	30
Биар	9,2	400	5,1	400	6,071	30
Быт-4	5,8	400	4,9	400	3,866	30
ИП Пазычев	3,6	400	1,8	400	10,514	30

1	2	3	4	5	6	7
ДЭУ	23,1	400	7,5	400	3,866	30
ПБС	2,3	400	1,6	400	3,866	30
Морская	5,8	400	4,9	400	6,071	30
Чернов	9,2	400	5,1	400	3,866	30
Быт-1	10,4	400	5,3	400	10,514	30
Шульц	14,4	400	6,3	400	3,866	30
ВЧ 30986	23,1	400	7,5	400	3,866	30
ВЧ 30986	23,1	400	7,5	400	3,866	30
РадТехПост ВЧ 31146	5,8	400	4,9	400	10,514	30
Маяк Гамов	3,6	400	1,8	400	3,866	30

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400.

6.6 Выбор выключателей 10 кВ

В зависимости от места размещения оборудования различают пять категорий электрооборудования по климатическому исполнению. В частности в данном дипломном проекте проектируемый район с умеренным климатом с категориями исполнения оборудования первая и вторая. Первая категория – оборудование предназначено для работы на открытом воздухе. Вторая категория – оборудование, предназначенное для работы в помещениях, в которых колебания температуры и влажности воздуха существенно не отличаются от колебаний на открытом воздухе.

К выключателям предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включения сразу после отключения;

- удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и обслуживания.

На стороне 10 кВ ПС «Троица» выбираем вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} , \quad (55)$$

- по длительному току:

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} , \quad (56)$$

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ} , \quad (57)$$

- по отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} . \quad (58)$$

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

На ПС «Троица» установлены ячейки КРН-VI-10. Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2 с адаптированным устройством, обеспечивающим совместимость типа данной ячейки и современных вакуумных выключателей.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{но.кл}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с}, \quad (59)$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01) = 78 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.045$ с, с учётом ступени селективности 0,5 с.

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \text{ кА}^2\text{с}; \quad (60)$$

$$B_{\text{КНОМ}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{НОМ откл}} \text{ кА}; \quad (61)$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}.$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40 \%$;

$I_{\text{НОМ откл}}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{\text{по.ПС}} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right), \quad (62)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right),$$

$$24,6 \leq 39,59 \text{ кА}.$$

Сравнение приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 57 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КНОМ}} \geq B_{\text{К}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} = 10,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$

1	2	3
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 10,7 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

6.7 Выбор ограничителей перенапряжения

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

Выбирается нелинейный ограничитель перенапряжения марки ОПН-10/12-10(І), основные характеристики которого представлены в таблице.

Таблица 28 – Основные характеристики ограничителей перенапряжения

Параметр	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальный ток разряда, кА	10
Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Длина пути утечки, мм	205
Высота, мм	125
Масса, кг	0,9

6.8 Выбор ТСН

Для расчёта мощности ТСН на ПС Троица необходимо перечислить потребителей собственных нужд.

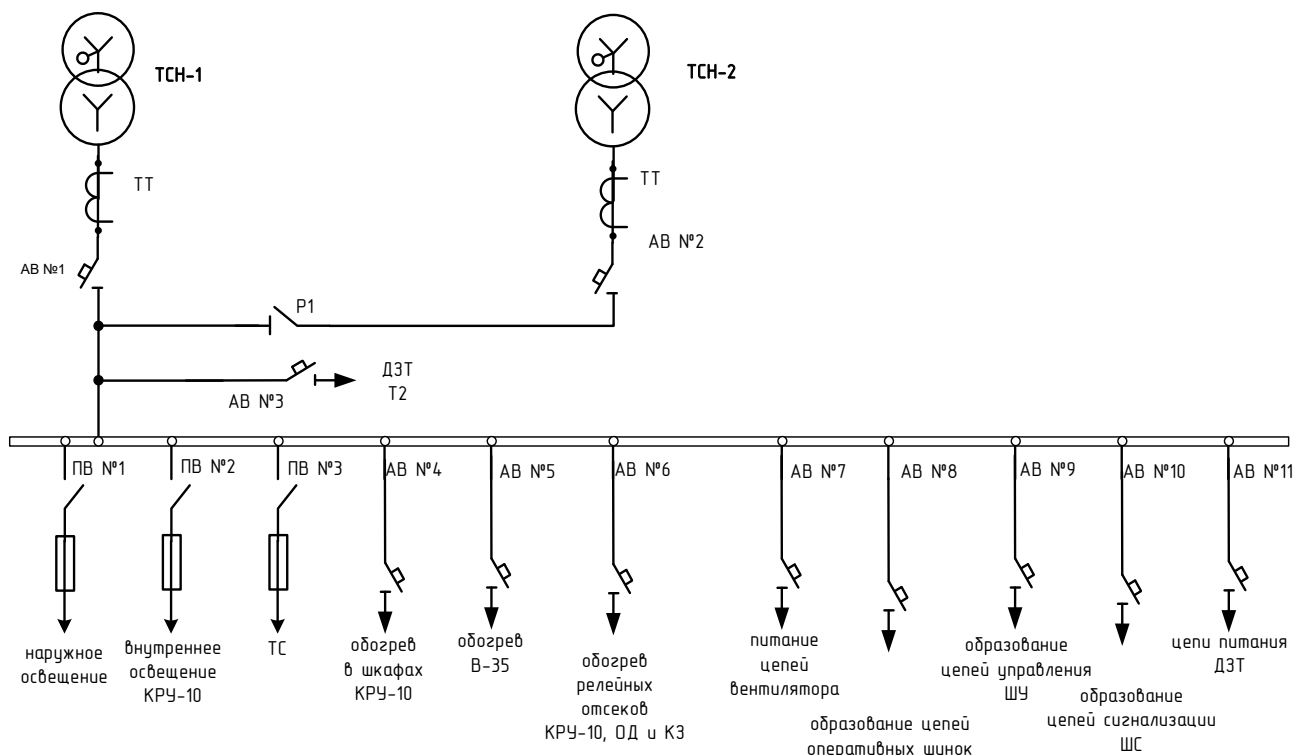


Рисунок 9 – Схема собственных нужд ПС «Троица»

Составляется таблица для расчёта мощности потребителей СН.

Таблица 29 – Потребители СН

Потребители собственных нужд	Руст, кВт	$tg\varphi$	Qуст, кВт	Sуст, кВт
наружное освещение	20	0,5	10	22,4
внутреннее освещение КРУ-10	10	0,3	3	10,4
телесигнализация	10	0,3	3	10,4
Обогрев в шкафах КРУ-10	5	0,2	1	5,1
Обогрев В-35	26,4	0,2	5,28	26,9
Обогрев релейных отсеков КРУ-10, В-35	50	0,2	10	51,0
Питание цепей вентилятора	2,5	0,8	2	3,2
образование цепей оперативных шин	5	0,3	1,5	5,2
Образование цепей управления ШУ	5	0,3	1,5	5,2
Образование цепей сигнализации ШС	5	0,3	1,5	5,2
цепи питания РНТ	5	0,3	1,5	5,2
Итого	143,9		40,3	150,3

При двух трансформаторах собственных нужд на ПС, мощность

каждого трансформатора определяется по формуле с учётом коэффициента спроса $K_c = 0,8$ [8]:

$$S_T = \frac{S_{уст} \cdot K_c}{N_T \cdot k_3} \text{ кВА.} \quad (62)$$

$$S_T = \frac{150,3 \cdot 0,8}{2 \cdot 0,7} = 86 \text{ кВА.}$$

Мощность ТСН принимается из ближайшей большей стандартной номинальной мощности – 100 кВА.

6.9 Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН

Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} ,$$

$$I_{max} \leq I_{ном} .$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл.ном} .$$

Ток максимального режима:

$$I_{раб.мак} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{S_{тн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ А.} \quad (63)$$

$$I_{раб.мак} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,9 \text{ А.}$$

$$I_{раб.мак} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,9 \text{ А.}$$

Ток КЗ был посчитан: $I_{по} = 10,5$ кА.

Примем предохранитель типа ПК1-10У3.

Таблица 30 – Выбор предохранителей ТСН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 8$ А	$I_{раб.мак} = 5,9$ А	$I_{ном} \geq I_{раб.мак}$
$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{по} = 10,5$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{п.о}$

Данный тип предохранителя подходит.

Для защиты трансформатора напряжения примем следующий тип предохранителя: ПKN001-10У3.

6.10 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Расчётный ток продолжительного режима равен 49 А.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения 15×3 мм², марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{доп} = 210$ А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{max} = 49 \leq I_{доп} \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (64)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{10,5^2 \cdot (0,55) \cdot 10^3}}{91} = 2,7 \text{ мм}^2.$$

Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (65)$$

$$l \leq \sqrt{3} = 1,73 \text{ м},$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимаем 0,45 м.

Момент инерции шины определяется по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (66)$$

где b - ширина шины, равная 15 мм;

h - высота шины, равная 3 мм;

$$J = \frac{15 \cdot 3^3}{12} = 34 \text{ см}^4.$$

Принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1,2 м.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{VD}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (67)$$

где $W = \frac{1^2 \cdot 6}{6} = 1$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, м;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20^2 \cdot 1,73^2}{1 \cdot 0,8} = 27 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{РАСЧ} < \sigma_{ДОП}$, т. е. $27 < 75$ МПа, а также $\sigma_{ДОП} \leq 0,7 \cdot \sigma_{РАЗР}$, т. е. $75 \leq 0,7 \cdot 130 = 91$. Условия механической прочности соблюдены.

Сравнение приведено в таблице.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{МАХ} = 49 \text{ А}$	$I_{ДОП} = 210 \text{ А}$	$I_{ДОП} \geq I_{МАХ}$
$\sigma_{РАСЧ} = 27 \text{ МПа}$	$\sigma_{ДОП} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{ДОП} \geq \sigma_{РАСЧ}$
$q_{min} = 2,7 \text{ мм}^2$	$q = 45 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$

6.11 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС -10УХЛ с $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (68)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20^2 \cdot 1,73}{0,8} \cdot 10^{-7} = 155 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (69)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Таблица 32 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 155 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбор проходных изоляторов:

Выбираем изолятор ИП-10/1600-3000 УХЛ1:

$$I_{МАХ} = 49 \text{ А,}$$

$$F_{разр} = 3000 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{расч} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}$$

Таблица 33 – Выбор проходных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 155 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$
$I_p = 49 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_p$

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для каждой схемы построения распределительной сети системы защиты и автоматических устройств имеют специфические особенности. Устройства автоматики преимущественно используются для восстановления нарушения нормальной работы сети.

Расстановка устройств автоматического резервирования в городской сети следует координировать с размещением устройств автоматической частотной разгрузки, которые предусматриваются на ЦП.

Для защиты питающих и распределительных линий 10 кВ подавляющее применение находит максимальная токовая защита, выполняемая на постоянном оперативном токе. Защита, имеющая ограниченно зависимую характеристику выдержки времени, осуществляется, как правило, в двухфазном исполнении с использованием одного действия или вторичных реле индукционного типа.

7.1 Защита воздушных линий 10 кВ

Для линий в сетях напряжением 10 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение. Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в одни и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока цепи при КЗ или перегрузках [10]. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

Токовой отсечкой (ТО) называется МТЗ с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев реле мгновенного действия. Токовая отсечка выполняется по схеме МТЗ, но без реле времени. Селективность действия ТО обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

При сочетании ТО с МТЗ получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания. Первой ступенью является ТО, которая в пределах своей зоны действия является мгновенной защитой. Второй ступенью является МТЗ, действующая на отключение цепи с заданной задержкой времени.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС- ТП «Троица» - ТП Школа.

Коэффициент трансформации трансформатора тока $n_m = \frac{50}{5}$.

7.1.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (70)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

$$I_{C.3.} = 1,1 \cdot 10,7 = 11,75 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{С.З.}}}, \quad (71)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты.

$$K_{\text{Ч}} = \frac{2,73}{11,75} = 0,23 \geq 2 .$$

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{С.Р.}} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{\text{С.З.}}}{n_{\text{T}}}, \quad (72)$$

Выдержка времени ТО: $t_{\text{С.З.}} \approx 0,5 \text{ с} .$

$$I_{\text{С.Р.}} = 1 \cdot \frac{10680}{11,75} = 908,9 \text{ А}.$$

Для остальных ТП расчёт сводим в таблицу.

Таблица 34 – Токовая отсечка

Линия	$I_{(3)\text{по}}$, кА	$I_{(2)\text{по}}$, кА	$I_{\text{Р лин}}$, А	$I_{\text{Н ТТ}}$, А	$I_{\text{С.З.}}$ кА	n_{T}	$I_{\text{С.Р.}}$ А	$K_{\text{Ч}}$
Ф-24	9,71	1,52	48	50	10,680	10	1068	0,14
Ф-25	10,68	7,64	23	50	11,752	10	1175	0,65

7.1.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{C.3.} = \frac{I_{\max} \cdot k_H \cdot k_{C.3.}}{k_B}, \quad (73)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$;

$k_{C.3.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$;

I_{\max} – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен, кА:

$$I_{C.3.} = \frac{0,048 \cdot 1,1 \cdot 1}{0,95} = 0,056.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.} \cdot k_{cx}}{n_T}, \quad (74)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, $k_{cx} = 1$.

Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.} \cdot 1}{n_T}.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{C.3.}} \geq 1,5, \quad (75)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,73}{0,232} = 23 \geq 1,5$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с. Таким образом, время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{C.3.} = t_{P.3.} + \Delta t , \quad (76)$$

$$t_{C.3.} = 0,025 + 0,5 = 0,525 .$$

Реле времени при данной ступени защиты сработает через 0,525 с. после возникновения КЗ. Для остальных ТП расчёт сводим в таблицу.

Таблица 35 – МТЗ

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	$I_{P\text{ лин}}$, А	$I_{Н\text{ ТТ}}$, А	$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$
Ф-24	9,71	1,52	48	50	0,232	23	7
Ф-25	10,68	7,64	23	50	0,232	23	33

7.2 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛЭП равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{C.3.} = \frac{I_{ТНП.повр.л}}{k_{ч}} , \quad (77)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{3НЗ} - I_{повр.л} , \quad (78)$$

где $I_{3НЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{3НЗ} = 0,17$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии Ф-24 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,9}{350} = 0,05 .$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,17 - 0,05 = 0,12 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = \frac{0,12}{1,5} = 0,08 .$$

Для остальных ТП расчёт сводим в таблицу.

Таблица 36 – ЗНЗ

Линия	$I_{повр.л}, А$	$I_{ТНП.повр.л}, А$	$I_{с.з.}, А$
Ф-24	0,05	0,12	0,08
Ф-25	0,10	0,07	0,05

7.3 Защита понижающих трансформаторов

При мощности трансформаторов менее 1 МВА вместо дифференциальной защиты применяют токовую отсечку, а газовую не устанавливают. Основные защиты действуют на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени.

Защиту трансформаторов со стороны ВН осуществляем плавкими предохранителями типа ПК с кварцевым наполнителем, со стороны НН – автоматы марки А 3716, А 3794, А 3726.

8 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

8.1 Общие сведения

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений. Причины возникновения замыканий на землю в кабельных, воздушных линиях и токопроводах многообразны. Они появляются вследствие электрических и механических разрушений изоляции, дефектов в изоляционных конструкциях, их загрязнения и увлажнения, обрывов проводов и тросов, разрывов токоведущих частей и фаз кабелей в соединительных муфтах при монтаже и строительстве, воздействия грозových и внутренних перенапряжений.

Замыкания на землю происходят при повреждениях изоляции, возникающих от самых различных причин. Это общее загрязнение и увлажнение, старение изоляции, развитие скрытых заводских дефектов или дефектов, образовавшихся при строительстве и монтаже, механические разрушения кабелей, электрические пробой, возникающие в результате внутренних и внешних перенапряжений. Поэтому способы и средства повышения надёжности работы схемы электроснабжения сёл должны быть направлены, прежде всего, на предотвращение аварийных последствий при замыканиях на землю и на поддержание определённых эксплуатационных уровней изоляции.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- ограничить разрушения изоляции за счёт уменьшения тока через место повреждения (в пределах до активной составляющей и высших гармоник тока);
- предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;

- обеспечить надёжное дугогашение;
- при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений $2,5 - 2,6 U_{\phi}$ при степени расстройки $0 - 5 \%$;
- исключить повторное загорание дуги;
- уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- ограничить внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- получить замедленное восстановление напряжения между повреждённой фазой и землёй, что создаёт благоприятные условия для диэлектрической прочности промежутка.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю должна осуществляться с помощью дугогасящих агрегатов, которые необходимо настраивать в резонанс с ёмкостью сети или близко к резонансу. При этом величины перенапряжений будут минимальны. Минимальной также окажется вероятность этих перенапряжений.

Величина тока замыкания на землю зависит от ёмкости сети и сопротивления в контуре замыкания. Сопротивлением в контуре тока замыкания иногда является сопротивление дуги, возникающее между установками, находящимися под напряжением и заземлёнными конструкциями. Дуга может вызвать междуфазные КЗ или перенапряжения на установках. Перенапряжение вызывает повреждения изоляции и возникновение двух- и трёхфазных КЗ.

Проведенные исследования показывают, что $70 - 88 \%$ замыканий начинаются с замыканий одной фазы на землю; $24-6 \%$ замыканий – одновременно между двумя фазами и землёй и только $4-6 \%$ замыканий развиваются сразу между тремя фазами и землёй. Таким образом, в системах различных напряжений 75% повреждений составляют однофазные замыкания на землю. Это обстоятельство ещё раз подчёркивает целесообразность применения дугогасящих устройств, использующих тот

или иной принцип гашения дуги, для компенсации емкостных токов на землю. При рациональном использовании компенсации емкостных токов замыкания на землю около 85 % замыканий на землю ликвидируется без всяких последствий. Современный способ ликвидации опасных прермежающих дуг, возникающих в момент замыкания на землю одной фазы. Заключается в ограничении тока замыкания на землю до величины, при которой дуга не поддерживается.

Величину емкостного тока замыкания на землю рассчитывают аналитическим методом для различных сетей. Активный ток зависит от многих случайных факторов, его величина незначительна; максимальное значение с достаточной степенью точности можно принять 5-6 % от емкостного тока. Поэтому ограничение тока замыкания на землю целесообразно осуществлять действием индуктивной составляющей на емкостной ток замыкания на землю.

Индуктивная составляющая создаётся специальными дугогасящими агрегатами, включенными в нейтраль трансформатора или генератора. Это эффективный способ, обеспечивающий надёжность электроснабжения, в случае применения быстродействующего автоматического регулирования тока компенсации, так как позволяет ликвидировать 85 % замыканий на землю без ущерба электроснабжения потребителей.

В компенсированных сетях регулирование питания потребителей может быть снижено до минимума. Однако компенсация емкостных токов на землю не исключает необходимости поддержания в сети нормального уровня изоляции путём ежегодных профилактических испытаний электрооборудования.

Эффективность компенсации емкостных токов замыкания на землю определяется путём сопоставления ущерба, вызванного нарушением бесперебойности электроснабжения села, и величины капиталовложения на средства компенсации и эксплуатационные расходы. При этом учитываются, что аварийные отключения приводят к частичному или полному отключению

электроприёмников. Такие перебои особенно опасны на энергоёмких предприятиях и при наличии ответственных потребителей в технологическом процессе производства. Эффективность компенсаций ёмкостного тока замыканий на землю зависит от способности дугогасящих аппаратов ограничивать токи через место повреждения, перенапряжение и скорость восстановления напряжения после гашения заземляющей дуги.

8.2 Определение ёмкостного тока замыкания на землю

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10 % рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_C = \frac{U_H \cdot L_B}{350}, \quad (79)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_B – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_C = \frac{10 \cdot 5,9}{350} = 0,17 \text{ А.}$$

Компенсация ёмкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения ёмкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

9.1 Общие сведения

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих

устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих

проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_T горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_B вертикальных заземлителей.

9.2 Расчёт заземления подстанции

Произведём расчёт заземления подстанции Троица. Определение площади используемой под заземлитель (m^2). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами подстанции к силовому оборудованию дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (80)$$

где A - ширина территории подстанции (36 м);

B - длина территории подстанции (45 м).

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (81)$$

где R - радиус провода, принимаем равным 6 мм².

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (82)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания (А);

$t_{P.3}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

β - коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{4396^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 21,5 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{PP} + S_{CP}), \quad (83)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (84)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\Phi} = F_{KOP} + F_{T.C}. \quad (85)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 21,5 = 448,5 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{F_{\Phi}}{\pi}}, \quad (86)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{448,5}{3,14}} = 11,9 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (A+2 \cdot 1,5). \quad (87)$$

где $l_{\Pi-\Pi}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

$$L_{\Gamma} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45+2 \cdot 1,5) + \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7. \quad (88)$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8. \quad (89)$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (90)$$

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (91)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (92)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (93)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,83.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Грунты в тех местах, где расположена подстанция такие: песчанно-глинистые и щербисто-древесные.

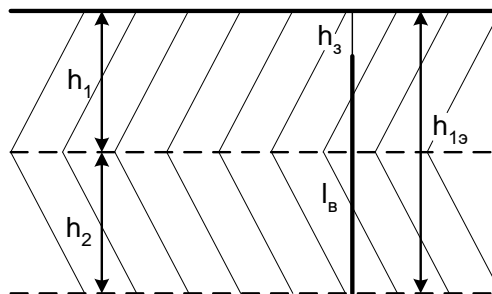


Рисунок 10 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом·м):

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}} \quad (94)$$

где $h_{1Э} = l_B + h_3$ - граница разделения слоев двухслойной модели (м);

h_3 - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$\rho_{1Э} = \frac{5+0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,12 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B \quad (95)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом·м):

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (96)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2Э} = \frac{7-5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1; \quad (97)$$

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,38. \quad (98)$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2Э}} = 3$ [14],

откуда $\rho_{ЭКВ} = 146,4$ Ом·м.

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (99)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot l_G} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_G}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (100)$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя (м).

$$R_{ЭГ} = \frac{146,4}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{СТ} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (101)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из - за взаимного экранирования (0,75).

$$R_{СТ} = \frac{35,2 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,2)} = 0,566 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{IB} = \alpha_{II} \cdot R_{ЭВ} \quad (102)$$

где α_{II} - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (103)$$

где R_0 - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального);

$$R_{IB} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,618 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{ЭГ}} \quad (104)$$

где τ_{ϕ} - длительность фронта тока молнии ($I_M = 60$ кА $\tau_{\phi} = 2$ мкс);

L_0 - индуктивность заземлителя на единицу длины (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31 \right) \quad (105)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,61 \text{ мкГн/м;}$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

$$R_{II} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{IIГ} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IIГ} + n_G \cdot R_{IIВ})}, \quad (106)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,908 + 15 \cdot 1,618)} = 0,0517 \text{ Ом.}$$

Полученное значение R_{II} сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

9.3 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты

увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б — 95 % и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5 % и выше (зона А).

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

На опорах подходящей линии устанавливаем молниеприемники длиной 5 м (общая длина молниеотвода равна 24 м) и на противоположной стороне подстанции устанавливаем отдельно-стоящий молниеотвод высотой 17 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м) [14]:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (107)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (108)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{эф}1} = h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м};$$

$$h_{\text{эф}3} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,25 \text{ м}.$$

$$r_{03} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ м}.$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта (м):

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (109)$$

где h_i - высота защищаемого объекта (шинный портал 7 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = 25,25 \cdot \left(1 - \frac{7}{20,4}\right) = 16,584 \text{ м.}$$

$$r_{i3} = 18,12 \cdot \left(1 - \frac{7}{14,45}\right) = 9,343 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{Ci} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CG} - h_i}{h_i}\right), \quad (110)$$

где h_{CG}, r_{C0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты. Определяются по формулам:

$$h_{CG} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h) \quad (111)$$

$$r_{c0} = r_0 \cdot$$

Расчет для молниеотводов разной высоты:

Высота внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты:

$$h_{CG} = \frac{h_{CG1} + h_{CG2}}{2} \quad (112)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты:

$$r_{C0} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}. \quad (113)$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 2, расстояние между которыми равно 15,6 м.

$$h_{CF} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (15,6 - 24) = 21,8 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 25,248 \cdot \left(\frac{21,8 - 7}{21,8} \right) = 17,174 \text{ м.}$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 3, расстояние между которыми равно 51,8 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (51,8 - 24) = 15,414 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,357 \text{ м.}$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,357}{2} = 11,915 \text{ м.}$$

$$r_{C0} = \frac{25,248 + 18,122}{2} = 21,685 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left(\frac{11,915 - 7}{11,915} \right) = 8,945 \text{ м.}$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 2 и 3, расстояние между которыми равно 52,4 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (52,4 - 24) = 15,368 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,251 \text{ м.}$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,251}{2} = 11,809 \text{ м.}$$

$$r_{c0} = \frac{25,248 + 18,122}{2} = 21,685 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left(\frac{11,809 - 7}{11,809} \right) = 8,831 \text{ м.}$$

Таким образом, была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

10 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10 КВ

Любая электрическая сеть должна обеспечивать установленную надёжность электроснабжения, так как каждое прекращение подачи электроэнергии связано с определёнными последствиями и ущербом для потребителя. Поэтому надёжность является одним из показателей качества электроэнергии. Уровень надёжности, устанавливаемый для различных категорий электроприёмников, базируется на общей оценке этих последствий. При этом для каждого конкретного электроприёмника устанавливается его категория по надёжности и применительно к каждой категории электроприёмников устанавливаются соответствующие схемы их электроснабжения. В результате за счёт выбора схемы построения сети обеспечивается требуемый уровень надёжности электроснабжения рассматриваемых потребителей. Указанный подход считается эталонным при разработке указаний по проектированию электрических сетей. В то же время принятая надёжность питания определяет параметры основных и резервных элементов сети. Чем выше надёжность, тем выше при прочих равных условиях стоимость сооружения и другие показатели сети. Следовательно, уровень надёжности питания потребителей противопоставляется стоимостным показателям сети. В этих условиях возникает необходимость в количественной оценке надёжности.

Для расчёта надёжности необходимо определить число перерывов питания и их длительность. Такие перерывы в процессе эксплуатации сети могут происходить внезапно из-за аварийного повреждения отдельных элементов сети, а также в плановом порядке – при капитальном ремонте и обслуживании. Число и длительность перерывов определяются качественными показателями оборудования сети, а также организацией системы мер по поддержанию работоспособного состояния оборудования. В частности сроками и объёмами предупредительных ремонтов,

профилактических испытаний и т. п. Время ликвидации возникающих нарушений зависит от организации работы дежурных и ремонтных бригад.

В процессе расчёта возможны те или иные допущения. В частности, считают, что повреждение одного элемента сети не приводит к появлению повреждения других элементов, а также могут исключаться случаи совпадения планового ремонта с повреждением резервного элемента, случаи отказа релейной защиты и т. п.

Надёжность питания будет определяться вероятностью отсутствия перерывов электроснабжения за расчётный срок. Этот показатель может служить одним из критериев для оценки надёжности. За расчётный срок принимается один год.

Произведём оценку надёжности существующей сети 10 кВ и проектируемой сети 10 кВ ПС «Троица». Для этого рассчитаем основные параметры надёжности в нормальном режиме.

К основным показателям надёжности относятся:

- время безотказной работы и время восстановления;
- среднее время безотказной работы и среднее время восстановления;
- среднее значение параметра потока отказов и средняя интенсивность отказов;
- вероятность отказов и вероятность безотказной работы в заданный промежуток времени;
- коэффициент готовности;
- коэффициент простоя;
- условный недоотпуск энергии в течение года;
- средний ущерб от нарушения функционирования.

Расчёт надёжности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом (наиболее распространённый классический метод).

Поток отказов для последовательно соединённых элементов определим как:

$$\omega = \sum \cdot \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб.}} , \quad (114)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб.}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб.}}$ определяется по справочнику исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединённых элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{пр.III}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{пр.II}} , \quad (115)$$

где $q_{\text{пр.}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{\text{пр.}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2} \quad (116)$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.наиб.}} \quad (117)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{\text{ПС}} = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр.1}} \cdot \lambda_{\text{пр.1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр.2}} \cdot \lambda_{\text{пр.2}} \cdot q_1 , \quad (118)$$

где $K_{\text{пр.i}}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента или аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{\text{пр.i}} = 1 - e^{\frac{-t_{\text{пр.i}}}{t_{\text{Вэ.кв.}}}} \quad (119)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности, при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (120)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} . \quad (121)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} . \quad (122)$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} . \quad (123)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению, кВт·ч:

$$W_{нед.} = P_{деф.} \cdot q_c \cdot 5000. \quad (124)$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед.} = P_p \cdot q_c . \quad (125)$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед.} \cdot 8760, \quad (126)$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,06 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности для существующей и проектируемой систем электроснабжения по приведенному выше алгоритму.

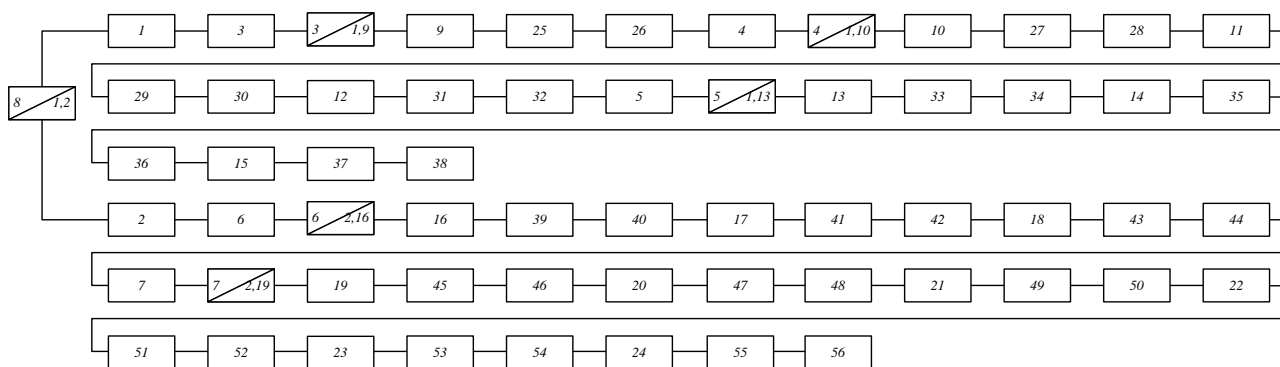


Рисунок 12 – Схема замещения существующей сети с точки зрения надёжности

Расчёты произведены при помощи вычислительной программы MathCad и сведены в приложение М. Результаты расчёта обобщены и показаны в таблице.

Таблица 37 – Сравнение показателей надёжности

Показатели	Надёжность существующей сети	Надёжность проектируемой сети
Вероятность отказа системы без учёта АВР	0,01351	0,0018
Вероятность отказа системы с учётом АВР	0,0058	0,0002
Коэффициент вынужденного простоя системы	0,0058	0,0018
Коэффициент готовности системы	0,994	0,998
Время восстановления, ч	0,2	0,2
Расчётное время безотказной работы, лет	3	8,6
Среднее время безотказной работы, лет	28,4	82
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	45356	14076
Ограничения мощности, кВт	9,07	2,8
Ущерб от недоотпуска за год, руб	93433	28997

Анализируя результаты расчета надежности схем, видно, что такие показатели надёжности как среднее и расчетное время безотказной работы, объём недоотпущенной энергии, ограничение по мощности и удельный ущерб у проектируемой схемы лучше, чем у существующей, несмотря на то,

что время восстановления существующей системы ниже, чем проектируемой.
Поэтому делаем вывод о том, что проектируемая сеть электроснабжения надёжнее, чем существующая.

11 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО - ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Используемые технические средства:

- однофазные счетчики - СОЭБ-2П ДР многотарифный с устройством передачи данных по радиоканалу и с ДДМ и СОЭБ-2ПР-65-01 с устройством передачи по радиоканалу и макс током 65 А.

- трёхфазные счетчики СТЭБ-0,4Н/1-7,5-1Р с устройством передачи данных по радиоканалу и СТЭБ-0,4Н/1-80-ДР с дистанционными ДДМ, передающими показания по радиоканалу, которые устанавливаются на опоре ЛЭП пофазно на отводе к абоненту.

- мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК.

Концепция построения:

В основу построения системы заложены принципы позволяющие организовать:

- дистанционный доступ для снятия показаний со счетчиков и проверки их технического состояния.

- возможность постепенного наращивания точек учета без ограничения их количества.

- учет всей потребленной электроэнергии независимо от методов ее хищения.

Для этого у потребителей старые индукционные счетчики заменяются на электронные типа СОЭБ-2П ДР или СОЭБ-2ПР-65-01, и СТЭБ-04Н/1-80-ДР с детекторами обнаружения несанкционированного потребления электроэнергии.

В этом случае любые методы подключения учитываются и идёт непрерывный учет всей потребляемой электроэнергии абонента.

Сбор информации осуществляется на мобильный пульт контролёром, который проходит с пультом вдоль строений потребителей, в которых

установлены счетчики-детекторы, и производит съём информации. Такой же съём информации можно производить из автомашины. Для этого мобильный пульт оснащается внешней автомобильной антенной, позволяющей осуществлять прием информации на расстоянии до 100 м.

При необходимости контролёр может принять информацию от конкретного абонента либо от группы абонентов и анализировать ее на месте.

После сбора информации мобильный пульт подключается к компьютеру, информация переносится в компьютер для дальнейшей обработки.

Особенности:

Полностью снимается проблема доступа представителей энергосбытовых организаций к приборам учета для сверки показаний и проверки их технического состояния.

Расчетные и диспетчерские службы получают дистанционный доступ к актуальной учетной и служебной информации, что решает вопрос о сокращении штата контролёров.

Полностью устраняется возможность хищения электроэнергии и других нарушений со стороны абонентов.

Предоставляется возможность введения многотарифной и гибкой системы расчетов с потребителями.

Для внедрения системы не надо создавать проводных линий связи.

Функциональные возможности:

- максимально возможное снижение коммерческих потерь за счет учета потребления электроэнергии при любых методах её хищения;
- минимальные затраты по установке на одного потребителя;
- расчет баланса отпущенной и потребленной электроэнергии;
- дистанционный съём показаний электросчетчика контролёром по радиоканалу (до 7000 счетчиков в смену);

- минимизация затрат на съем показаний с электросчетчиков и выдачу счетов потребителям на оплату электроэнергии;

- возможность применения многотарифной системы оплаты.

Программное обеспечение:

- программа ввода счетчиков СОЭБ-2П ДР в эксплуатацию;
- программа ввода счетчиков СТЭБ-0,4Н/1-80-ДР в эксплуатацию;
- программа обслуживания мобильного пульта переноса информации, позволяющая считывать информацию из пульта и сохранять её в базе данных и записывать в пульт новые установки для проведения корректировки этих данных в счетчиках, установленных у потребителей.

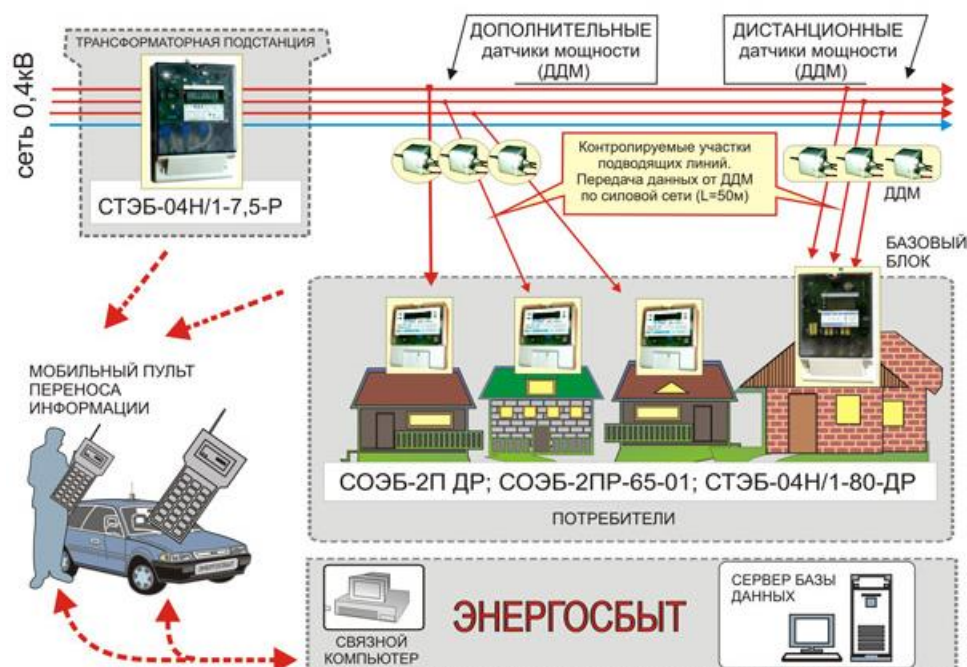


Рисунок 13 – Структурная схема системы РМС 2050 м

Мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК

Назначение - считывание по радиоканалу информации о потреблённой электроэнергии от микропроцессорных электронных счетчиков с последующим вводом этой информации в базу данных ЭВМ, коррекция хода часов и констант счетчиков для организации учета электроэнергии.

Область применения - в составе АСКУЭ бытовых потребителей электроэнергии.

Нормативно-правовое обеспечение:

- соответствие ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90);
- протокол обмена данными соответствует МЭК 1107-96.

Особенности:

Принцип работы РМРМ 2055РК заключается в считывании данных по радиоканалу показаний электросчетчиков и хранение этих данных в энергонезависимом ОЗУ для последующего ввода в базу ЭВМ. Обмен данными с ЭВМ осуществляется по интерфейсу RS232.

Пульт представляет собой микропроцессорный блок, который обеспечивает управление всеми узлами устройства (ведение календаря, хранение, просмотр, поиск учетной информации в базе данных пульта), а также управление радиоприёмным устройством.

Все режимы задаются с помощью клавиатуры и индицируются на жидкокристалльном дисплее.

Функциональные возможности:

- считывание информации по радиоканалу ("общий радиоприём");
- радиопоиск по номеру счетчика, по типу счетчика, по группам;
- просмотр на дисплее информации базы данных;
- выдача информации по запросу от внешнего устройства через интерфейс RS 232;
- хранение считанной информации при выключенном питании (со встроенными элементами питания пульта);
- индикация состояния элементов питания;
- зарядка аккумуляторов, установленных вместо элементов АА 1,5 В;
- дополнительно пульт может быть запитан от 12 В бортовой сети автомобиля или через внешний блок питания от сети 220 В;
- внесение данных в счетчик о номере ДДМ;
- ведение журналов счетчиков.



Рисунок 14 – Мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК

Таблица 38 – Технические характеристики

Мощность передатчика, мВт	10
Чувствительность радиоприёмника, дВм	110
Несущая частота принимаемого/передаваемого сигналов, МГц	433,92
Стабильность хода часов, с/сут	±1,5
Потребляемый ток, мА не более	100
Питание от 4-х элементов (АА 1,5 В)	6
Диапазон рабочих температур, оС	от -10 до 55
Габаритные размеры, мм	110x230x60
Масса, кг	1,0
Средний срок службы, лет не менее	10
База данных обеспечивает хранение информации	от 7500 счетчиков

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Расчет капиталовложений проектируемой сети

Реконструируемую сеть 0,4 – 10 кВ выполняем проводами СИП-2А, СИП-3, кабелями ААШв.

Используем КТП от ЗАО «ЭлтКомзавода». Прайс лист на выбираемое оборудование в ценах первого квартала 2014 года взят с сайта [24]. Используем порядок расчёта [25].

Капитальные вложения – это расходы, необходимые для сооружения электрических сетей, электростанций и энергообъектов.

Рассчитаем суммарные затраты, связанные со строительством сети электроснабжения, в которые входят затраты на строительство линий электропередач (кабельных и воздушных), а так же затраты на реконструкцию трансформаторных подстанций.

Расчет капиталовложений производится приближенным методом, связанным с укрупненными показателями стоимости на строительство энергетических объектов сети электроснабжения.

Капиталовложения в сооружение системы электроснабжения определяются по выражению, [25], тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \quad (127)$$

где $K_{ЛЭП}$ - суммарные капиталовложения в строительство кабельных линий электропередачи, тыс.руб., определяемые по выражению, [25]:

$$K_{ЛЭП} = \sum k_{уд.i} \cdot L_i, \quad (128)$$

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

$K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций, тыс.руб., которые определяются по формуле, [25]:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{ДГР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}, \quad (129)$$

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

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

$K_{ДГР}$ – стоимость дугогасящих реакторов, тыс.руб.;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство подстанций, тыс.руб.

Большое значение капиталовложений определяют факторы, влияющие на строительство и особенности технологии монтажа электрооборудования, данными факторами являются район климатических условий по гололеду, геологические особенности места расположения элемента сети, конструктивное исполнение элементов сети, и их электрофизические свойства.

Стоимостью $K_{ДГР}$, $K_{КУ}$ в расчетах капиталовложений можно пренебречь, поскольку в проектируемой схеме они не устанавливаются. А так же пренебрежем постоянной частью затрат, так как места установки и размеры участков земли, отводимых под ТП, остаются без изменений. Так как в проекте применены КТП, то их стоимость берётся с учётом стоимости РУ ($K_{РУ}$) и стоимости трансформаторов ($K_{ТР}$).

Сведем исходные данные для расчетов капиталовложений и суммарные затраты по каждому типу элементов электрической сети в таблицы.

Таблица 39 – Капиталовложения в трансформаторные подстанции, [24]

Марка ТП	$N_{ТП}$	$C_{ТП}$, тыс. руб.	$C_{ТП}$ сумм, тыс. руб
СТП-63/10-0,4	1	235000	235 000
СТП-100/10-0,4	4	235000	940 000
СТП-160/10-0,4	3	235000	705 000
КТП-250/10-0,4	2	240000	480 000
КТП-400/10-0,4	3	250800	752 400
Всего			3112,4

Таблица 40 – Капиталовложения в линии электропередачи, [24]

Марка кабеля или провода	F, мм ²	L _{сум} , км	C _{лин} , руб./км	C _{лин сумм} , тыс. руб
СИП 2А, 0,4 кВ	16	0,50	184 800	92,400
	25	2,10	205 300	431,129
	35	1,60	228 004	364,806
	50	1,95	267 366	521,364
	70	3,15	341 801	1 076,673
	95	1,05	403 669	423,853
	120	1,15	449 698	517,152
	150	0,64	404 778	259,058
СИП 3, 10 кВ	35	72,49	334 000	1 970,600
ААШВ, 0,4 кВ	25	0,10	80 399	8,04
	50	0,10	135 336	13,5
	95	1,00	248 731	248,7
	120	0,15	311 911	47
	150	0,43	362 058	156
	16	0,50	184 800	92,4
Всего				6 129,811

Таблица 41 – Капиталовложения в РУ 10 кВ ПС, [24]

Тип оборудования	N _{ячеек}	C _{ячеек} , тыс. руб.	C _{тпячеек сумм} , тыс. руб
Ячейка линейная КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/630	3	850 000	2 550
Ячейка секционная КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/630	1	595 000	595
Комплект РЗиА	4	290 000	1 160
Всего			4305

Капиталовложения в сеть электроснабжения должны быть рассчитаны с учетом зонального коэффициента $K_{зон}$, для ТП $K_{зон} = 1,3$, для ЛЭП $K_{зон} = 1,4$, [25].

$$K_{\Sigma} = (K_{ЛЭП} + K_{ПС}) \cdot K_{зон} . \quad (130)$$

Суммарные капиталовложения в строительство сети электроснабжения равны, [25], тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = (K_{ЛЭП} + K_{ПС}) \cdot K_{зон} = 6129,8 \cdot 1,4 + (4305 + 3112,4) \cdot 1,3 = 19224,4.$$

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Система электроснабжения выбранного района, подлежащего реконструкции, должна сооружаться с соблюдением мер безопасности. Проектом предусматривается сооружение дополнительных ячеек РУ-10 кВ на ПС «Троица», сооружение ВЛ-0,4 кВ с изолированным проводом СИП, монтаж комплектных ТП.

Также необходимо определить площадь земель отводимых во временное и постоянное пользование. В качестве мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций рассмотрим меры пожарной безопасности.

13.1 Безопасность

При реконструкции сетей 10-0,4 кВ села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь а также РУ-10 кВ ПС «Троица» для обеспечения безопасности предусматривается соблюдение следующих требований, [33].

13.1.1 Безопасность при монтаже и эксплуатации РУ-10 кВ

При реконструкции РУ-10 кВ ПС «Троица» необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок». К работам допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности. Необходимо также обеспечить безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

Согласно [33], соблюдаются следующие требования:

- Электрооборудование РУ-10 кВ ПС «Троица» удовлетворяет условиям работы при номинальных режимах (расчёт режимов выполнен в п. 1.3.4 основной части проекта), коротких замыканиях (расчёт токов КЗ выполнен в п. 1.4.1 основной части проекта), перенапряжениях и нормированных перегрузках (расчёт режимов выполнен в п. 1.3.4 основной части проекта).

- в РУ-10 кВ ПС «Троица» проводится контроль соответствия класса изоляции электрооборудования номинальному напряжению сети, а устройств защиты от перенапряжений - уровню изоляции электрооборудования.

- Приняты меры, исключаяющие попадание животных и птиц в помещение РУ (сетки на окнах), камеры КРУ; рекомендуется покрытие полов металлическим листами, чтобы не происходило образования цементной пыли.

Помещение РУ-10 кВ ПС «Троица», в котором установлены ячейки КРУ, а также помещения для их ремонта и технического обслуживания изолированы от других помещений и улицы. Стены, пол и потолок окрашены пыленепроницаемой краской. Помещения РУ-10 кВ ПС «Троица» оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха снизу. Воздух приточной вентиляции проходит через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли. Уборка помещений КРУ производится мокрым или вакуумным способом.

- Кабельные каналы и наземные лотки РУ-10 кВ ПС «Троица» закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, туннелей, этажей и переходы между кабельными отсеками уплотнены несгораемым материалом.

- За температурой контактных соединений шин в РУ-10 кВ ПС «Троица» организован контроль по утвержденному графику.

- РУ-10 кВ ПС «Троица» оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных РУ (КРУ) и заземляющими ножами. Блокировочные замки с устройствами опломбирования постоянно опломбированы.

- Для наложения заземлений в РУ-10 кВ ПС «Троица», применяются стационарные и переносные заземляющие ножи.

Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, - в черный.

- В РУ-10 кВ ПС «Троица» находятся переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

Для РУ 10 кВ КТП, обслуживаемых оперативно-выездными бригадами (ОВБ), переносные заземления, средства по оказанию первой помощи, защитные и первичные средства пожаротушения находятся у ОВБ. Шкафы управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более имеет стационарные площадки обслуживания.

- На дверях и внутренних стенках камер РУ-10 кВ ПС «Троица», наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

На дверях РУ-10 кВ ПС «Троица» имеются предупреждающие знаки в соответствии с положениями правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений имеются надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки.

На металлических частях корпусов оборудования обозначена расцветка фаз.

- Осмотр оборудования РУ-10 кВ ПС «Троица» без отключения от сети организован в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже 1 раза в 6 мес.

- Шкафы с аппаратурой устройств релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики, шкафы управления и распределительные шкафы воздушных выключателей, а также шкафы приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, установленные в РУ имеют устройства электроподогрева.

- Выключатели РУ-10 кВ ПС «Троица» и их приводы оборудованы

указателями отключенного и включенного положений.

13.1.2 Безопасность при монтаже и эксплуатации воздушных изолированных линий

Так как в дипломном проекте питание жилой застройки села Андреевка осуществляется с помощью воздушных изолированных линий, то рассмотрим правила по их прокладке и эксплуатации.

При приемке в эксплуатацию реконструируемых ВЛ села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь проводятся испытания в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок».

Эксплуатирующая организации проводит технический надзор за прокладкой и монтажом ВЛ села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь всех напряжений, сооружаемых монтажными организациями.

ВЛИ представляет собой воздушную линию электропередачи напряжением 0,38 кВ с изолированными скрученными в жгут проводами (СИП), проложенными без изоляторов вне помещений на опорах, стенах зданий и сооружениях и между ними с применением специальной арматуры. Провода ВЛИ 0,38 кВ подвешиваются на опорах других ВЛ напряжением 0,38-20 кВ.

Изолированные скрученные в жгут провода имеют следующие конструктивные исполнения:

- изолированные фазные провода скручены вокруг изолированного нулевого несущего провода;
- изолированные фазные провода скручены вокруг неизолированного нулевого несущего провода;
- изолированные фазные и нулевой провода скручены без несущего провода;
- изолированные фазные и нулевой провода являются несущими.

В конструкции СИП добавляются изолированные контрольные провода и провода освещения. Жилы фазных проводов выполнены из алюминия, жила нулевого несущего провода - из алюминиевого сплава.

Изолирующая оболочка проводов выполнена из светостабилизированного атмосферостойкого полиэтилена черного цвета.

На ВЛИ села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь применяются СИП с несущим проводом и без него. СИП, выполненный без несущего провода, используется только для выполнения ответвлений к вводам в здания или сооружения при длине промежуточного пролета не более 20 м.

Технические характеристики СИП различного конструктивного исполнения приведены в соответствующей нормативно-технической документации.

Маркировка проводов СИП выполнена следующим образом:

по всей длине проводов (типа СИП-2А), на изоляцию наносятся несмываемой краской непрерывные продольные полосы различного цвета или вдавливанием цифры 1, 2 или 3;

Сооружение ВЛИ 0,38 кВ села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь осуществляется с применением специальной арматуры (зажим анкерный РА1500, зажим поддерживающий SO270, зажим прокалывающий ЗПА/Р2Rх95, зажим плащечный ПА-1-1, колпачок изолирующий СЕСТ 6 - 35 мм², кронштейн анкерный СА1500) и с помощью инструментов и приспособлений, предназначенных для проводов конкретного конструктивного исполнения (ролик РМ-1-50, захват-чулок проходной открытый, кабелерез, кардощетка, клинья отделительные, пресс гидравлический для опрессовки наконечников до 300 мм², матрицы СИП к прессу гидравлическому, нож для снятия изоляции, ножницы для резки стальной ленты, ножницы секторные НС-30).

Осмотры ВЛИ села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь производятся в соответствии с графиком в дневное время. Осмотр ВЛИ, включенных в план ремонта на следующий год, производится в целях уточнения объемов работ, требуемых материалов и оборудования.

При верховых осмотрах тщательно обследуются крюки, кронштейны, поддерживающие, анкерные (концевые), соединительные и ответвительные

зажимы, защитные кожухи и колпачки, изоляция проводов фаз и нулевого несущего провода, особенно в местах установки зажимов, соединений провода с заземляющими проводниками.

Осмотр после стихийных явлений (сверхрасчетные гололедные и ветровые нагрузки, ледоход и разливы рек на участках ВЛИ, пожары вблизи ВЛИ, ураганы, оползни и т.п.) производится с целью выявления дефектов и повреждений, вызванных этими явлениями, а также повреждений, вызванных падением деревьев на провода и опоры.

Оценка состояния деревянных элементов опор производится специальными инструментами и приспособлениями с целью выявления недопустимого загнивания приставки или стойки, обгорания элемента.

Проверка состояния железобетонных опор и приставок производится с целью выявления оголения арматуры, растрескивания бетона, недопустимого изгиба стойки.

Проверка качества заделки опор в грунте производится с целью выявления увеличенных наклонов промежуточных опор и оценки прочности опор анкерного типа.

При проверке состояния заземления опор выявляются повышенные значения сопротивления и разрушение заземляющего контура.

Проверка габаритов СИП и расстояний до проводов других ВЛ при совместной подвеске на общих опорах, расстояний до различных объектов выполняется для выявления нарушений габаритов до земли, расстояний сближений и пересечений, а также нарушений расстояний в свету до стен и других элементов зданий и сооружений.

Измерение сопротивления "фаза - нуль" производится для выявления соответствия значения сопротивления петли "фаза - нуль" предъявляемым требованиям.

Ремонт проводится в сроки, устанавливаемые в зависимости от технического состояния линии с периодичностью не реже одного раза в 6 лет

(для ВЛИ на деревянных опорах) и не реже одного раза в 12 лет (для ВЛИ на железобетонных опорах).

При ремонте выполняются все виды работ по техническому обслуживанию, намечавшиеся на год проведения ремонта.

Ремонтные работы проводятся по технологическим картам. При выполнении ремонтных операций, связанных с проводом, необходимо тщательно следить за сохранением целостности изолирующего покрытия жил и принимать меры, исключающие его повреждение.

По завершении ремонта производится приемка выполненных работ; визуально проверяется целостность изолирующего покрытия жил проводов; в случае обнаружения повреждения на поврежденный участок накладывается в два слоя изолирующая клейкая лента, а при необходимости участок провода заменяется новым; составляется акт приемки.

При техническом надзоре за сооружением, реконструкцией или ремонтом ВЛИ 0,38 кВ эксплуатационный персонал выявляет допущенные отступления от проекта линии, дефекты и добивается их устранения.

Особое внимание обращается на сохранность изоляции проводов, правильность установки и целостность натяжных, поддерживающих, соединительных, ответвительных и других видов зажимов, наличие и целостность защитных кожухов.

13.2 Экологичность

При размещении энергетических объектов, таких как подстанции и т.д. на стадии реконструкции должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения.

Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление строительства до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию вредных экологических объектов.

13.2.1 Отвод земель под электрические сети

Определяем отвод земель под электрические сети села Андреевка:

а) в постоянное пользование,

б) во временное пользование.

Согласно [34], земельные участки для размещения опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 - 10 кВ и опор линий связи, обслуживающих электрические сети, в постоянное пользование не предоставляются.

Таким образом, рассчитываем площадь земли, отводимой в постоянное пользование под ТП и опора ВЛ 10 кВ села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь по формуле:

$$S_{ПП} = S_{ППП} + S_{ПО} . \quad (131)$$

где $S_{ПП}$ - площадь земли, отводимая под трансформаторные подстанции, m^2 ;

$S_{ПО}$ - площадь земли, отводимая под опоры линии, m^2 .

$$S_{ПП} = S_{ПП1} \cdot n_{ТП1} + S_{ПП2} \cdot n_{ТП2} . \quad (132)$$

где $S_{ПП1}$, $S_{ПП2}$ - площадь земли, отводимая под одно и

двухтрансформаторную ТП соответственно, согласно [34], m^2 ;

$n_{ТП1}$, $n_{ТП2}$ - количество одно и двухтрансформаторных ТП соответственно, шт.

Площадь земли, отводимая под опоры линии, m^2 :

$$S_{ПО} = S_{оп} \cdot n_{оп} . \quad (133)$$

где $S_{оп}$, - площадь земли, отводимая под одну опору ВЛ 10 кВ по

рисунку 15, согласно [34], m^2 ;

$n_{оп}$, - количество опор под ВЛ 10 кВ, шт.

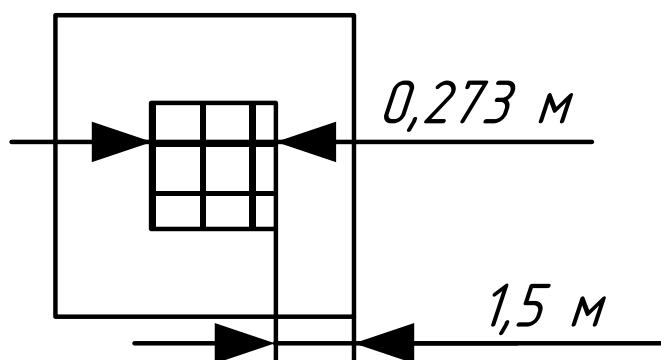


Рисунок 15 – Площадь основания опоры 10 кВ на уровне земли

Результат расчёта отвода земли в постоянное пользование сведём в таблицу 42.

Таблица 42 – Отвод земель под постоянное пользование (ТП и опоры ВЛ 10 кВ)

Наименование ТП	Площади отводимых земельных участков в м ²
КТП с одним тр-м (13 шт по 50 м ²)	150
Всего площадь под ТП	50*13=650
Площадь под одну опору, м ²	$(0,273+2*1,5)*(0,273+2*1,5)=10,71$
Число опор	84
Всего площадь под опоры ВЛ 10 кВ, м ²	903
Всего площадь	650+903=1553

Отвод земель во временное пользование необходим на период строительства ВЛ, ТП. Согласно [34], ширина полос земель, предоставляемых на период строительства воздушных линий электропередачи 0,4-20 кВ, сооружаемых на унифицированных и типовых опорах, должна быть не более 8 м. Полосы земель и земельные участки для монтажа опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ, строящихся на землях населенных пунктов и предприятий, на период строительства изъятию не подлежат.

Площадь земель, предоставляемых под опоры ВЛЭП во временное пользование, определяется по формуле, m^2 :

$$S_{ВЛ} = S_{ВМП} + S_{ВЛ} \quad (134)$$

где $S_{ВМП}$ - площадь земельных участков, предоставляемых во временное пользование для монтажа опор ВЛ 10 кВ в местах их размещения, m^2 ;

$S_{ВЛ}$ - площадь земельных участков, предоставляемых на период строительства ВЛЭП, m^2 .

$$S_{ВМП} = n_{ОП} \cdot S_{ОП10кВ} \quad (135)$$

где $S_{ОП10кВ}$ - площадь земельных участков, предоставляемая для монтажа опор ВЛ 10 кВ, согласно [34], m^2 .

$$S_{ВЛ} = (L_{ВЛ10кВ} + L_{ВЛ0,4кВ}) \cdot L_{полосы} \quad (136)$$

где $L_{ВЛ10кВ}, L_{ВЛ0,4кВ}$ - длина линий 10 и 0,4 кВ соответственно, m ;

$L_{полосы}$ - ширина полосы земли отчуждения, согласно [34], принимается с учётом расстояния 2 м от проекции крайних фаз на землю исходя из расположения проводов на опоре в виде треугольника, m .

Междуфазное расстояние принимается по рисункам 16 – 17.

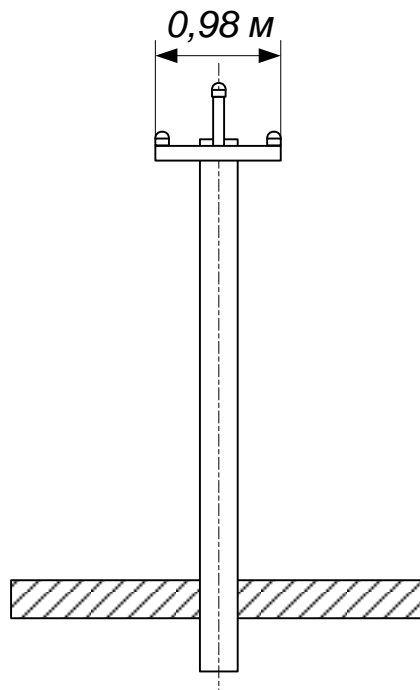


Рисунок 16 – Эскиз опоры 0,4 кВ

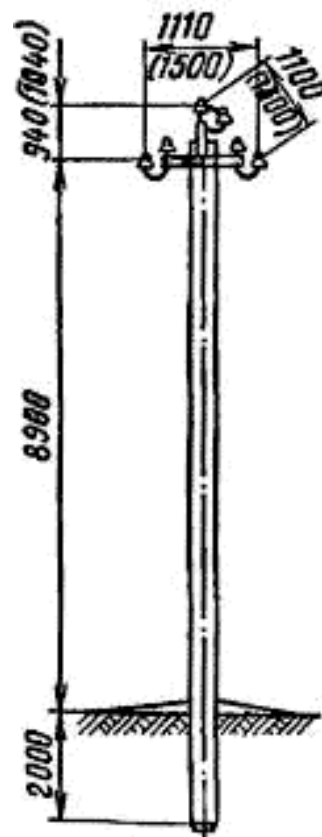


Рисунок 17 – Эскиз опоры 10 кВ

Результат расчёта отвода земли во временное пользование сведём в таблицу.

Таблица 43 – Отвод земель под временное пользование

Ширина полос предоставляемых земель для ВЛ 0,38 кВ (м)	2+2+0,98
Длина линий 0,38 кВ (м)	42072
Ширина полос предоставляемых земель для ВЛ 10 кВ (м)	2+2+1,5
Длина линий 10 кВ (м)	5900
Площадь под монтаж линий (м ²)	241969
Площади земельных участков в м ² , предоставляемые для монтажа опор при напряжении линии 10 кВ	150
Число опор	84
Площадь под монтаж опор (м ²)	12643
Всего площадь	254612

13.2.2 Устройство маслоприёмника

Согласно [23], в закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслоприёмные устройства не выполняются.

В реконструируемой системе электроснабжения села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь максимальная мощность трансформаторов ТП 630 кВА. В таблице 44 показаны паспортные данные трансформаторов.

Таблица 44 – Паспортные данные трансформаторов

Типовая мощность, кВА	Вес масла, кг
63	110
100	170
160	205
250	335
630	465

Из таблицы видно, на ТП мощностью 630 кВА вес масла меньше 600 кг ($M_{пред ПУЭ}$):

$$M_{тм 400} \leq M_{пред ПУЭ},$$

$$465 \leq 600.$$

Маслоприёмные устройства в реконструируемой системе электроснабжения села Андреевка, Рисовая Падь и Витязь не выполняем.

13.2.3 Расчёт шумового воздействия трансформаторов ТП

Определим минимальное расстояние от ТП до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму, согласно [35, 36].

Определяем суммарный скорректированный уровень звуковой мощности для трансформаторов по формуле, дБА:

$$L_{РА_{сумм}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}} \quad (137)$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для одного трансформатора, согласно [36], дБА.

Так как в проекте используются только однотрансформаторные ТП, то:

$$L_{РА_{сумм}} = L_{PAi}.$$

Согласно [36], для допустимый уровень звука для территории жилой застройки в ночное время суток (с 23х часов до 7) L_A равен 45 дБА.

Минимальное расстояние от подстанции до территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно – гигиенические требования по шуму определяется по формуле для ТП Б/о Океан с наиболее мощным трансформатором ТМ-400, м:

$$R = \sqrt{\frac{10 \frac{L}{PA_{\text{Сумм}}} - \frac{L}{A}}{2 \cdot \pi}}$$

$$R = \sqrt{\frac{10 \frac{68-45}{10}}{2 \cdot 3,14}} = 10.$$

Фактическое расстояние КТП от территории жилой застройки села Андреевка в проекте составляет минимум $L=100$ м, что достаточно для выполнения требований по шумовому воздействию.

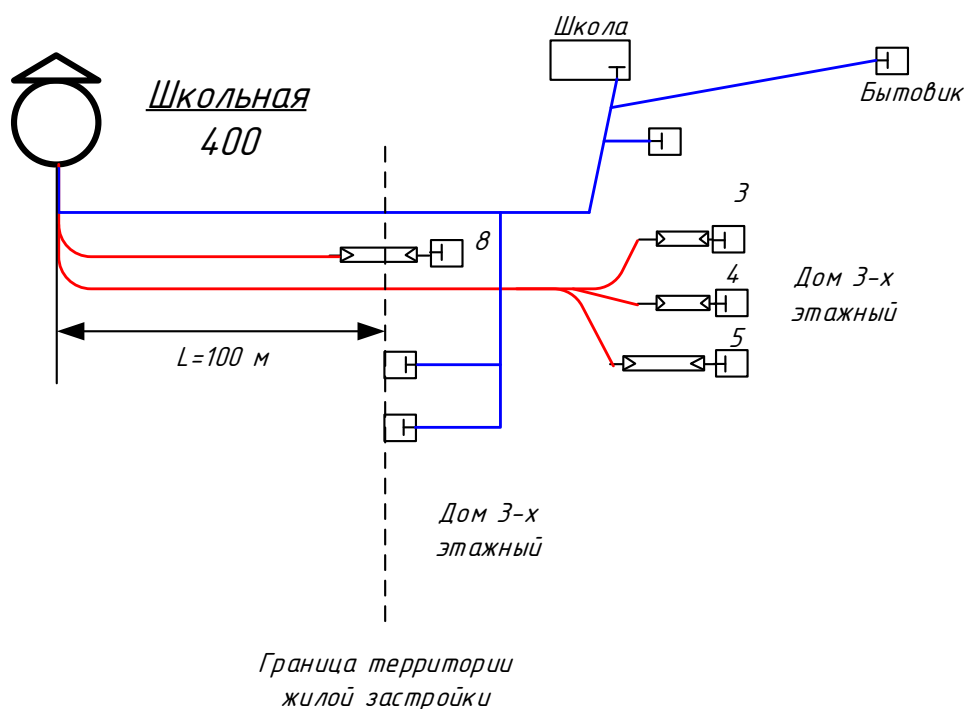


Рисунок 18 – Расположение трансформаторов на территории жилой застройки

Результат расчёта шумового воздействия сведём в таблицу.

Таблица 45 – Шумовое воздействия

Номер фидера 10 кВ	Населённый пункт	Номер ТП	$N_{\text{тр}}$	S , кВА	$L_{\text{РА сумм}}$, дБА	R , м
1	2	3	4	5	6	7
25	п. Витязь	Шевелёв	1	10	59	2
25	с. Рисовая Падь	ЧП Крахмалёва	1	25	59	2

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4	5	6	7
25	с. Рисовая Падь	ЧП База отдыха	1	25	59	2
25	с. Рисовая Падь	РТП	1	25	59	2
24	с. Андреевка	Вороненко	1	40	59	2
24	с. Андреевка	Борисенко	1	40	59	2
25	с. Андреевка	Пасленкина	1	40	59	2
25	п. Витязь	ПБС	1	40	59	2
24	с. Андреевка	Мякота	1	63	59	2
24	с. Андреевка	Андрейченко	1	63	59	2
24	с. Андреевка	Трухина	1	63	59	2
25	с. Андреевка	Омельянов	1	63	59	2
25	с. Андреевка	Гарнышев	1	63	59	2
25	с. Рисовая Падь	ИП Щукин	1	63	59	2
25	с. Рисовая Падь	Погонин	1	63	59	2
25	с. Рисовая Падь	Амуркабель	1	63	59	2
25	п. Витязь	ИП Пазычев	1	63	59	2
25	п. Витязь	Маяк Гамов	1	63	59	2
24	с. Андреевка	Родниковая	1	100	59	2
24	с. Андреевка	ИП Лисица	1	100	59	2
24	с. Андреевка	Богословский	1	100	59	2
24	с. Андреевка	Луговая	1	100	59	2
24	с. Андреевка	ИП Фаскиева	1	100	59	2
25	с. Андреевка	Федюшкин	1	100	59	2
25	с. Андреевка	Романенков	1	100	59	2
25	с. Рисовая Падь	Штаничев	1	100	59	2
25	с. Рисовая Падь	б/о Солнышко	1	100	59	2
25	с. Рисовая Падь	Быт-1	1	100	59	2
25	с. Рисовая Падь	Захаркан	1	100	59	2
25	п. Витязь	С-Прайм	1	100	59	2
25	п. Витязь	Быт-4	1	100	59	2
25	п. Витязь	Морская	1	100	59	2
25	п. Витязь	РадТехПост ВЧ 31146	1	100	59	2

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4	5	6	7
24	с. Андреевка	Недогин	1	160	62	3
24	с. Андреевка	Оленевод	1	160	62	3
25	с. Андреевка	Сирояма	1	160	62	3
25	с. Андреевка	АЗС	1	160	62	3
25	с. Андреевка	ООО Ковчег	1	160	62	3
25	с. Андреевка	Жарков	1	160	62	3
25	с. Андреевка	Манахов	1	160	62	3
25	с. Рисовая Падь	Лисица	1	160	62	3
25	с. Рисовая Падь	ООО «Русь»	1	160	62	3
25	с. Рисовая Падь	РРС-2	1	160	62	3
25	п. Витязь	Быт-3	1	160	62	3
25	п. Витязь	Биар	1	160	62	3
25	п. Витязь	Чернов	1	160	62	3
25	п. Витязь	Быт-1	1	180	62	3
24	с. Андреевка	Троица	1	250	65	4
24	с. Андреевка	Виноградная	1	250	65	4
24	с. Андреевка	Школа	1	250	65	4
25	с. Андреевка	ДВГУПС Жд	1	250	65	4
25	с. Рисовая Падь	ЗАО Росмет	1	250	65	4
25	с. Рисовая Падь	Шер	1	250	65	4
25	с. Рисовая Падь	Ромашковая	1	250	65	4
25	п. Витязь	Быт-1	1	250	65	4
25	п. Витязь	Быт-2	1	250	65	4
25	п. Витязь	Шульц	1	250	65	4
24	с. Андреевка	Табаков	1	400	68	6
24	с. Андреевка	Школьная	1	400	68	6
24	с. Андреевка	Бархатная	1	400	68	6
25	с. Рисовая Падь	Ключевая	1	400	68	6
25	п. Витязь	ДЭУ	1	400	68	6
25	п. Витязь	ВЧ 30986	1	400	68	6
25	п. Витязь	ВЧ 30986	1	400	68	6

1	2	3	4	5	6	7
24	с. Андреевка	Пульбат	1	630	68	6
24	с. Андреевка	Гараж	1	630	68	6
24	с. Андреевка	Клуб	1	630	68	6
25	с. Рисовая Падь	Малиновая	1	630	68	6
24	с. Андреевка	Абонент б\о Океан	2	630+400	68	10
25	с. Андреевка	Б\О Океан	2	630+400	68	10
25	с. Рисовая Падь	МЭС	2	630+400	68	10

Трансформаторы ТМ-400/10 и ТМ-250/10 выполняются в виде комплектных ТП, таким образом, трансформаторы располагаются в защитной металлической оболочке, что также снижает шумовое воздействие, а следовательно расстояние R (таблица 45) окажется меньше расчётного.

13.3 Чрезвычайные ситуации

Для обеспечения пожарной безопасности, а также длительной и безопасной работы электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица» одним из важнейших факторов является конструктивное соответствие окружающей среде, [37].

Для предупреждения пожаров от электротехнических причин при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица» предусматривается:

- электрооборудования 10-0,4 кВ подобрано и проверено таким образом, что его характеристики соответствуют характеру окружающей среды,

- монтаж и эксплуатация электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица» в соответствии с требованиями правил приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов распределительных сетей напряжением 0,38—20 кВ. Каждая воздушная линия с изолированными проводами, вводимая в эксплуатацию, должна быть

подвергнута приемосдаточным испытаниями в соответствии с требованиями ПУЭ

- применение аппаратов защиты (в основной части проекта выбраны предохранители ПК1 – 10У1, выключатели нагрузки ВМП-10/400, автоматические выключатели А-3716, силовые выключатели ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2) электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица»,

- соблюдение режимов работы электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица», исключающих перегрузки (режимы работы проверены по перегрузке в п 1.3.4 основной части проекта).

Кроме соблюдения правил по выбору типа оборудования при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица», предусматривается также защита его от аварийных режимов работы, таких, как:

- короткие замыкания;
- перегрузки в сети;
- появление больших переходных сопротивлений.

Подробнее по каждому виду защит.

Опасность коротких замыканий определяется возникновением больших по величине токов. Так, при однофазных К.З. токи могут достигать сотен ампер, при трехфазных в силовых сетях напряжением 380 В — тысяч, а при более высоких напряжениях — десятков тысяч ампер, как следствие:

- выделение в течение очень малых промежутков времени большого количества тепла, что приводит к воспламенению изоляции, расплавлению токоведущих жил, проплавлению брони кабелей, труб электрических проводок;

- резкие динамические удары за счет сил электромагнитного взаимодействия, что приводит к разбрызгиванию расплавленного металла на большие расстояния, механическому разрушению обмоток электрических машин, аппаратов и приборов.

Защита от токов КЗ в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица»:

- исключение возникновения КЗ;
- ограничение времени действия токов КЗ.

Мерами предупреждения коротких замыканий в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица» являются:

- выбор, монтаж и эксплуатация оборудования в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица» - предохранителей, автоматических выключателей, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей, проводов СИП, кабелей, КТП;

- своевременное проведение планово-предупредительных осмотров и ремонтов [38];

- контроль сопротивления - в электросетях напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица» используются плавкие предохранители (выбраны в п 1.5.1, п 1.5.9 основной части проекта) и автоматические воздушные выключатели (выбраны в п 1.5.2 основной части проекта);

Электрической перегрузкой называется такой режим работы, когда по проводам и кабелям электрических сетей, обмоткам машин, аппаратов и приборов идет рабочий ток больше допустимого.

Величина рабочего тока зависит от мощности и вида включенных токоприемников, напряжения в сети и режима работы.

Длительно допустимым током называют ток, который длительное время может протекать по проводам, обмоткам машин и аппаратов, не вызывая их перегрева сверх допустимой температуры, определенной классом нагревостойкости изоляции.

Опасность перегрузок объясняется тепловым действием тока. При прохождении по проводникам тока большего, чем допустимый, происходит нагрев изоляции сверх допустимой температуры. Двукратные и более высокие перегрузки приводят к воспламенению горючей изоляции. При

меньших перегрузках воспламенение изоляции, как правило, не наблюдается, но происходит термическое старение изоляции, что приводит к коротким замыканиям.

Основными причинами перегрузок являются:

- неправильный выбор электрооборудования по мощности,
- параллельное включение в сеть потребителей без увеличения сечения проводников,
- попадание на проводники токов утечки, молнии,
- повышение температуры окружающей среды,
- механические перегрузки двигателей, работа на двух фазах.

Профилактика перегрузок электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица»

- правильный расчет электрических сетей,
- создание условий для охлаждения электрических машин, аппаратов и приборов,
- своевременная чистка и смазка,
- применение аппаратов защиты.

Переходным сопротивлением называется сопротивление, возникающее в местах перехода тока с одного проводника на другой. Переходные сопротивления образуются в местах соединения проводников между собой или в местах присоединения проводников к машинам, аппаратам, приборам. Большие переходные сопротивления возникают в местах плохих контактов за счет слабого сжатия, окисления контактных поверхностей, малой поверхности контакта.

В местах возникновения больших переходных сопротивлений возникает локальный нагрев, что может приводить к воспламенению изоляции, сгораемых элементов конструкций и т. д. Опасность больших переходных сопротивлений усугубляется тем, что аппараты защиты не срабатывают, а места возникновения больших переходных сопротивлений контролировать сложно.

Для предупреждения возникновения пожаров от больших переходных сопротивлений при реконструкции электросетей напряжением 10-0,4 кВ района с центром питания ПС «Троица» необходимо:

- правильно соединять проводники между собой,
- на съемных контактах применять специальные наконечники,
- при соединении на винтах и болтах предусматривать констрящие приспособления (особенно на оборудовании, подверженном вибрации),
- применять антикоррозийные покрытия,
- применять трущиеся контакты,
- регулярно проводить осмотры контактных соединений.

Таблица 47 – Потери в линиях

Линия	$I_{p\ TP}, A$	$l, км$	$n_{ц}$	$r_{уд}, Ом/км$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6
Ф-24 ТП Троица – ТП Школа	195	12,49	1	0,986	4,5
Ф-25 ТП Сирояма – ТП Маяк Гамов	330	60	1	0,986	15,9

В конце Ф-25 потери напряжения превышают допустимые согласно ГОСТ 32144-2013 $\pm 10\%$. Для приведения качества напряжения к допустимым параметрам, на Ф-25 необходимо произвести регулировку напряжения. Для этого в конце Ф-25 – после ТП «Быт-2» необходимо установить ПАРН – пункт автоматического регулирования напряжения.

Пункт автоматического регулирования напряжения ПАРН предназначен для обеспечения стабилизации напряжения электрических сетей трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-35 кВ и номинальным током 50-600 А, по которым осуществляется питание различного рода потребителей, работающих во всех сферах энергетики.

Регулирование напряжения выполняется как для воздушных, так и для кабельных линий электропередач. Конструкция ПАРН позволяет устанавливать его в любой точке энергосистемы, обеспечивая при этом стабильный уровень требуемого выходного напряжения без необходимости в обслуживании и ремонте оборудования.

Пункт автоматического регулирования напряжения серии ПАРН применяется при реконструкции, модернизации или новом строительстве воздушных линий электропередач распределительных сетей 6, 10, 20, 35 кВ. ПАРН также целесообразно применять в существующих линиях, не отработавших свой нормативный срок, но в связи с увеличением

энергопотребления, не обеспечивающих заданные уровни напряжения у потребителей.

Пункт автоматического регулирования напряжения изготавливается в соответствии с техническими условиями АО «Электромаш» ТУ 3412-022-55978767-08 и разрешен к серийному производству в соответствии с сертификатом соответствия № ТС RU С-RU.AB24.B08143 № 0638406.



Рисунок 21 – Пункт автоматического регулирования напряжения столбового исполнения

ПАРН рекомендованы к эксплуатации на объектах нефтегазового и химического комплексов, угольной, металлургической и золотодобывающей промышленности, энергетических и электрогенерирующих предприятий и предназначены для объектов, находящихся в районах, удаленных от единой энергосистемы, для объектов, с устаревшей энергетической инфраструктурой, где наблюдается, ухудшение показателей качества электроэнергии или рост мощности потребляемого электропитания.

Функциональные задачи ПАРН:

- Автоматическое повышение или понижение уровня напряжения на линии электропередачи в критических точках падения или подъема напряжения;
- Автоматическое регулирование напряжения в заданных пределах при прямом или реверсивном направлении потока мощности;
- Увеличение пропускной способности существующих линий;
- Передача электроэнергии по линиям 6, 10, 20, 35 кВ на большие расстояния.
- Устранение асимметрии напряжения у потребителя в несимметричных режимах работы при возможном перекосе питающего напряжения.
- Обеспечение качества электроэнергии, в пределах, установленных ГОСТ 32144-2013.
- Снижение капиталовложений и сроков на строительство новых или реконструкцию существующих высоковольтных линий электропередач, за счет отказа от перехода на другой класс напряжения (35-110 кВ).

Преимущества применения ПАРН:

- модернизация ЛЭП с применением ПАРН позволяет увеличить пропускной способности с сохранением качества электроэнергии;
- позволяет в короткие сроки подключить новых потребителей;
- автоматическая работа/переключение ступеней ПАРН РПН ПАРНа;
- позволяет отказаться от строительства новых линий и РП на напряжение 6-35 кВ, поскольку применение ПАРН оказывается более эффективным с экономической и технической точек зрения;
- возможность применения как на кабельных, так и на воздушных линиях.

Конструкция и установка:

Как правило, ПАРН состоит из:

- регуляторов напряжения;

- низковольтных шкафов контроля и управления;
- соединительных кабелей;
- ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН);
- разъединителей;
- программного обеспечения.

Характеристики ПАРН позволяют использовать его в различных вариантах установки:

- на подстанциях;
- на распределительных пунктах;
- в расщелке линии электропередач в критических точках падения напряжения.

Принцип действия:

Принцип действия ПАРН аналогичен принципу действия автотрансформатора. Регулятор имеет однофазное исполнение с 32 ступенями регулирования (± 16) для изменения напряжения. Каждый регулятор имеет основную и дополнительную обмотку. Дополнительная обмотка называется последовательной, а основная обмотка называется общей. Регулирование напряжения осуществляется путем геометрического сложения напряжения общей и последовательной обмоток. Изменением полярности последовательной обмотки осуществляется понижение или повышение выходного напряжения относительно входного (на нагрузке).

В процессе работы контроллер в шкафу управления производит измерение напряжения со стороны нагрузки и сравнивает его с заданным напряжением. Если фактическое напряжение отличается от заданного, контроллер подает команду на электропривод, который перемещает переключатель на соответствующую ступень для повышения (или понижения) напряжения.

Условия эксплуатации:

ПАРН предназначен для эксплуатации в районах с умеренным климатом в условиях, предусмотренных для климатического исполнения У и

категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89 при верхнем рабочем значении температуры окружающей среды + 40 °С и при нижнем рабочем значении температуры окружающей среды – 40 °С.



Рисунок 22 – Установка ПАРН в расщепке линии электропередач в критических точках падения напряжения

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Хасанском районе Приморья в настоящее время приходит постоянный рост нагрузки, при этом распределительные сети 10 кВ изношены физически и морально. Также значительно изношены питающие подстанции. Подстанция Троица введена в эксплуатацию в 1963, находится в работе более 30 лет. В работе решена задача реконструкции распределительной сети, подключенной к подстанции Троица.

В работе были решены следующие задачи:

1. Произведён расчёт электрических нагрузок вновь вводимых потребителей.
2. Разработана оптимальная схема электроснабжения вновь вводимых потребителей от ТП 67 В, получающей электроснабжение от ПС Троица.
3. Произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения.
4. Произведён расчёт токов короткого замыкания и произведен выбор оборудования на ПС Троица и ТП.
5. Выполнен расчёт молниезащиты и заземления подстанции 110/10 кВ Троица.

В результате выполнения работы был спроектирован участок распределительной сети Хасанского района Приморского края в районе подстанции Троица. При этом разработанная сеть отвечает не только требованиям надёжности, но и имеет минимальную протяженность и минимальное количество коммутационных аппаратов на шинах питающих подстанций Троица. При этом сеть спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружение были минимальны, а окупаемость не превышала 5 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. –М.: Высш. шк., 2009. – 448 с..

2 Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 2006. - 231 с.

3 Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с. : рис. - Библиогр. : с. 189.

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

5 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.

6 Коробов Г.В. «Электроснабжение. Курсовое проектирование» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с.

7 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов» [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.

8 Коробов, Геннадий Викторович. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 2-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 153 . - ISBN 978-5-8114-1164-1 (в пер.) : 365.20 р.

9 Мясоедов Ю.В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2013. - 117 с. : рис., табл. - (Кадры для регионов). - Библиогр. : с. 110.

10 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения» [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

11 Мясоедов Ю.В. «Системы электроснабжения промышленных объектов и городов» [Электронный ресурс] : учеб. пособие.

12 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]:учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

13 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 2003, 336 с.

14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

15 Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

16 «Правила устройства электроустановок» [Текст]. - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2013. - 269 с. : табл. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-02878-6.

17 Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утверждённый Приказом Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380.

18 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

19 «Системы электроснабжения» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140106.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2012. - 119 с.

20 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

21 Савина Н.В. «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности» [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2013. - 61 с.

22 «Системы электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко. - Ростов н/Д : Феникс, 2011. - 382 с. : рис. - (Высшее образование). - Библиогр. : с. 378.

23 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р. Прил.: с.153 - 180.

24 Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СН И П 23-05-2010: Введ.01.01.96-изд.офицю-М.: Госстрой России, 2010-35 с.

25 Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111 с.

26 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

27 СНиП 23-01-99.

28 «Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности: научный семинар» [Электронный ресурс]: учеб.-метод. комплекс по дисц. для магист. направления 140400.68 / АмГУ, Эн. ф ; сост. Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2013. - 70 с.

29 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения» [Текст] : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816 - 8.

30 «Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

31 Электроэнергетика. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140204.65, 140205.65, 140203.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Л. А. Мясоедова. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2012. - 206 с. - Б. ц.

32 Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Троица. гос. ун-та, 2015. - 162 с.