

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

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В.Савина

« 08 » 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Первомайское Тын-
динского района Амурской области

Исполнитель
студент группы
442 узб


01.02.2018
подпись, дата

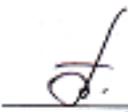
В.Н. Дроздов

Руководитель
доцент, канд. техн. наук


05.02.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультанты:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук


02.02.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


06.02.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дроздова Виктора Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электро-снабжения села Первомайское Тындинского района Амурской области

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений фидеров 10 кВ, схема ПС, нагрузка ПС, перечень оборудования на ПС и их характеристика.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ и 10 кВ, выбор линий и ТП, экономическая оценка двух вариантов сети, расчет токов КЗ, выбор оборудования, выбор типов защит, оценка надежности схемы, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 26 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

доцент, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению (дата): 22.10.2017
(подпись студента) 

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содежит 106 стр., 10 рисунков, 28 таблиц, 15 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛИ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПРОВОД, СИП, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

В данной работе выполнен электротехнический расчёт низковольтной сети в связи с планированием реконструкции системы электроснабжения поселка Первомайское Тындинского района. Проведена реконструкция электрической части распределительного устройства 10 кВ подстанции 220/35/10 кВ «Тында, произведен технико-экономический расчет.

Определены рабочие токи и токи короткого замыкания, в соответствии с которыми произведен выбор силовых трансформаторов и основного электротехнического оборудования. Рассмотрены также устройства релейной защиты и автоматики, используемые на распределительных устройствах подстанций. Осуществлена оценка экономической эффективности проекта, анализ воздействия вводимого оборудования на окружающую среду.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 8

- 1 Характеристика района реконструкции 10
 - 1.1 Краткая характеристика поселка 10
 - 1.2 Общая характеристика потребителей поселка 13
 - 1.3 Основные климатические и географические характеристики необходимые для реконструкции системы электроснабжения 14
- 2 Анализ существующей системы электроснабжения поселка 16
- 3 Расчет электрических нагрузок 18
 - 3.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей 18
 - 3.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей 19
 - 3.3 Расчет нагрузки электрического освещения 22
- 4 Проектирование низковольтного электроснабжения 24
 - 4.1 Выбор местоположения ТП 24
 - 4.2 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ 24
 - 4.3 Конструктивное исполнение сети 0,4 кВ 29
 - 4.4 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП 30
 - 4.5 Выбор схемы и конструкции ТП 34
- 5 Разработка варианта реконструкции системы электроснабжения 10 кВ с. Первомайское 36
 - 5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП 37
 - 5.2 Расчет потокоапределения в электрической сети 10 кВ и выбор сечений питающих линий 39
- 6 Расчет токов короткого замыкания 43
 - 6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ 44
 - 6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ 48
- 7 Выбор и проверка оборудования РУ10 кВ 52

- 7.1 Выбор и проверка выключателей 52
- 7.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 54
- 8 Выбор и проверка аппаратуры ТП 58
 - 8.1 Выбор разъединителей 58
 - 8.2 Выбор предохранителей 60
 - 8.3 Выбор автоматических выключателей 63
 - 8.4 Грозозащита подстанций и сети 10/0,4 кВ 65
 - 8.4.1 Расчет контура заземления ТП 66
 - 8.4.2 Выбор и проверка ОПН 69
- 9 Релейная защита и автоматика в системе электроснабжения 72
 - 9.1 Перечень защит 72
 - 9.2 Расчет защит 73
 - 9.3 Защита трансформатора 10/0,4кВ 76
 - 9.4 Автоматика 76
- 10 Конструктивное исполнение системы электроснабжения района после реконструкции 79
- 11 Оценка надежности системы электроснабжения 86
- 12 Технико-экономическое обоснование проекта 89
 - 12.1 Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию 89
 - 12.2 Затраты на реализацию проекта 91
 - 12.3 Расчет эксплуатационных издержек 92
 - 12.4 Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта 94
- 13 Безопасность и экологичность 96
 - 13.1 Безопасность 96
 - 13.1.1 Техника безопасности при монтажных работах СИП 96
 - 13.1.2 Безопасность при работе на опорах 97
 - 13.2 Экологичность 100
 - 13.3 Чрезвычайные ситуации 102

Заключение 106

Библиографический список 107

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- КУ – компенсирующее устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- ТО – токовая отсечка;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Электромеханизация производственных процессов в сельском хозяйстве сделала электроэнергию основной энергетической базой в стационарных процессах сельскохозяйственного производства. Это обстоятельство, в свою очередь, повышает требования к качеству сельского электроснабжения: его надежности, качеству электроэнергии и экономичности передачи электроэнергии в сельскохозяйственных сетях.

Электроснабжение практически всех сельских потребителей в настоящее время осуществляется централизованно от энергосистем. Сельские сети обладают рядом особенностей, отличающих их от городских сетей. Большое количество удаленных друг от друга потребителей сравнительно малой мощности и радиальное построение сетей создают трудности в обеспечении надежности электроснабжения. Чаще, чем в городских сетях, применяются провода малых сечений и трансформаторы малой мощности, что вызывает повышенный расход мощности и падение напряжения в сетях. Значительная доля общих затрат приходится на распределительные сети среднего и низкого напряжений.

В настоящее время трудно себе представить производство сельскохозяйственной продукции без использования электроэнергии. Она применяется во всех отраслях сельскохозяйственного производства. Основными производственными потребителями на селе являются животноводческие фермы и комплексы, птицефабрики, зерноочистительные пункты, гаражи, котельные, предприятия по обслуживанию сельского хозяйства и переработке сельскохозяйственной продукции.

Целью проекта является реконструкция системы электроснабжения села Первомайское с центром питания подстанция Тында, где необходимо повысить уровень надежности и качество электроснабжения потребителей.

Необходимость реконструкции возникла в результате увеличения оснащённости бытовой техникой отдельно взятого потребителя. А так же износ оборудования, приводит к частым аварийным отключениям линий, увеличение потерь электроэнергии, а так же снижение качества электроснабжения.

Реконструкция существующей подстанции «Тында», напряжением 110/35/10 кВ, которая осуществляет питание по 8 фидерам 10 кВ частного бытового сектора, организаций и предприятий, отвечающих за решение вопросов жизнеобеспечения села Первомайское. Основной причиной является то, что оборудование, установленное на подстанции исчерпало свой эксплуатационный ресурс, стало источником повышенной опасности для обслуживающего персонала. Дальнейшая эксплуатация указанного оборудования сопряжена с увеличением затрат на обслуживание, дополнительным снижением и без того невысокого уровня надёжности питания потребителей вследствие увеличения вероятности постепенных отказов оборудования. Старение оборудования приводит также к снижению уровня пожарной безопасности энергообъектов.

В электрических сетях 0,4 кВ главным направлением развития является использование воздушных линий с изолированными самонесущими проводами (ВЛИ). В данном диплом проекте производится замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые при равнозначных капиталовложениях обеспечивают высокую надёжность и безопасность сетей. А так же замена старых трансформаторных подстанций на современные комплектные трансформаторные подстанции. Замена деревянных опор на железобетонные, так как, степень износа деревянных опор достаточно высока.

Помимо вышесказанного, необходимо рассмотреть вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью проекта, а также вопросы организационно-экономического характера.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Краткая характеристика поселка

Первомайское — село в Тындинском районе Амурской области России, административный центр Первомайского сельсовета. Расположено в 10 км к юго-востоку от районного центра — города Тынды, на правом берегу реки Тынды, недалеко от её устья. Основано в 1929 году. Электроснабжение села осуществляется от реконструируемых трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся от подстанции «Тында» напряжением 220/35/10 кВ.

На территории поселка размещено 4 вида жилой застройки: одно- двухквартирные жилые дома, железнодорожная станция, административные постройки и животноводческие фермы.

Территория населенного места по назначению относится к селитебной зоне.

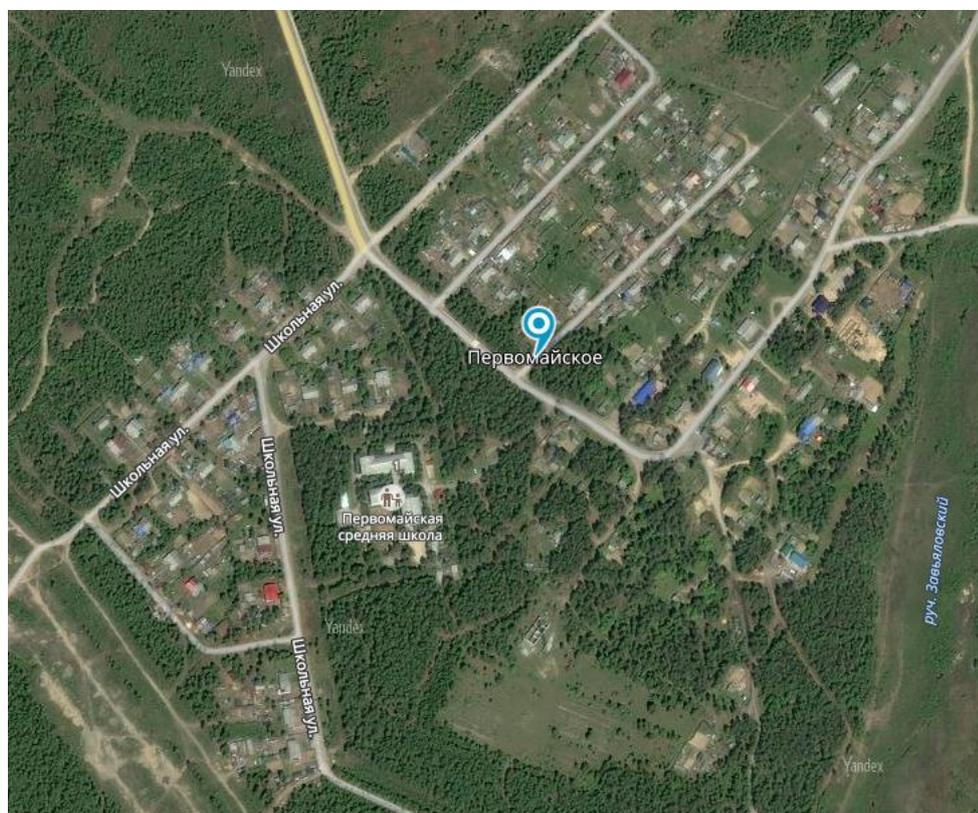


Рисунок 1 – Съемка села Первомайское

В соответствии с проектом приведена карта поселка и экспликация с описанием зданий и сооружений. План района приведён на рисунке 1.

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

За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.д.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов.

В расчете мы рассматриваем те здания и сооружения, которые расположены на территории данного района.

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.

В экспликации зданий и сооружений рассматриваются здания и объекты, расположенные на территории проектируемого поселка. В ней необходимо указывать тип потребителя, количество квартир, мест, посещений, площадь зданий, и прочие данные по силовой нагрузке. Приведены данные реконструируемого поселка в виде таблицы 1.

Таблица 1 – Основные данные зданий и сооружений с разбивкой поквартально

№	Тип потребителя	Ед. измер.	n , шт.,	S , кв.м., мест	$P_{уд}$	$tg\phi$
1	2	3	4	5	6	7
<i>КТП 1 (ул. Западная)</i>						
1	Одноквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	4		10	0,2
2	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	3		4,5	0,29
3	Гаражи	кВт/блок.	5		4	0,29
<i>КТП 2 (ул. Полевая партия)</i>						

4	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	2		4,4	0,2
5	Пекарня	кВт/т.	100		0,25	0,7
6	Гаражи	кВт/блок.	5		4	0,29
7	Офис «Джелтула»	кВт/м.		81	0,87	0,57
8	Склад	кВт/м.	-	220	0,086	0,2
9	Подростковый клуб	кВт/м.	-	120	0,46	0,43
11	Одноквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	2		10	0,2
12	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	18		4,5	0,29
13	Магазин (продовол.)	кВт/м2.		58	0,25	0,75
<i>КТП 3/1 (возле ул. Кувытинская)</i>						
14	Модульная котельная	кВт/котел.	2		250	0,45
15	ООО «Регион»	кВт/м.	-	220	0,086	0,2
16	Скважина	кВт/насос.	1		180	0,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
КТП 3 (питание населения)						
17	Одноквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	2		4,5	0,29
18	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	36		10	0,2
19	Магазин (продовол.) ИП Суриков	кВт/м2.	-	45	0,25	0,75
<i>КТП-4 (ул. Школьная)</i>						
20	Одноквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	8		4,5	0,29
21	Офисное здание	кВт/м2.	-	72	0,25	0,75
22	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	20		10	0,2
23	Одноквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	5		4,5	0,29
24	Молочная ферма	кВт/КОЛ-ВО ГОЛОВ	150		0,15	0,43
25	Магазин	кВт/м2.		60	0,25	0,75
26	Интернат	кВт/место	80		0,46	0,25

27	Школа, школа искусств	кВт/место	200		0,25	0,38
28	Столовая	кВт/место	200		0,88	0,43
29	Гаражи	кВт/блок.	3		4	0,29
30	Коровник	кВт/кол.	40		0,86	0,43
31	Свинарник	кВт/кол.	40		0,86	0,43
<i>КТП-5 (ул. Лесная)</i>						
32	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	26		3,1	0,2
33	Одноквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	2		4,5	0,29
34	ФАП	кВт/место	20		0,36	0,43
35	Магазин ИП Есоян	кВт/м ² .		44	0,18	0,75
36	Одноквартирные дома	кВт/кв.	2		4,5	0,29
37	Двухквартирные дома	кВт/кв.	4		10	0,2
38	Магазин ИП Тихонова	кВт/м ² .		70	0,18	0,75
39	Сельсовет	кВт/м ² .	-	120	0,054	0,57
40	Детский сад	кВт/место	80		0,97	0,25

Продолжение таблицы 1

41	Музей	кВт/место	40		0,12	0,33
42	Многokвартирные жилые дома	кВт/кв.	27		3,0	0,2
43	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	4		10	0,2
44	Одноквартирные дома	кВт/кв.	2		4,5	0,29
45	Подсобное хозяйство (КФХ), ул. Центральная 1	кВт/кол.	100		0,086	0,43
46	Мастерская	кВт/м ² .	-	45	0,054	0,29
47	Баня	кВт/место	20	-	1,1	0,2
48	Одноквартирные дома	кВт/кв.	5		4,5	0,29
49	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	11		10	0,2
50	РЭС	кВт/м ² .		52	0,087	0,57
51	Библиотека	кВт/место	60		0,09	0,48
52	Магазин	кВт/м ² .	-	120	0,25	0,75

1.2 Общая характеристика потребителей поселка

Электроприемники (потребители) населенного пункта классифицируются по роду тока, напряжению, частоте, надёжности электроснабжения, режиму работы и мощности. Классификация по указанным выше признакам для потребителей данного села будет следующей:

1) *По роду тока* – электроприемники трехфазного и однофазного тока с напряжением до 1 кВ.

2) *По степени надёжности* относятся к потребителям 1, 2 и 3 категории:

– электроприемники 1 категории (модульные котельные). Электроснабжение данных электроприемников должно быть предусмотрено от двух независимых источников, с автоматическим переключением на резерв.

– электроприемники 2 категории, к которым относятся школы, детские сады, больницы;

– электроприемники 3 категории, все оставшиеся потребители.

3) *По режиму работы* – с продолжительным режимом работы.

4) *По мощности* – электроприемники малой мощности до 1 МВт.

5) *По напряжению* – до 1 кВ.

6) *По частоте* – промышленной частоты 50 Гц.

1.3 Основные климатические и географические характеристики необходимые для реконструкции системы электроснабжения

Территория Тындинского района занимает наиболее благодатную для сельского хозяйства юго-западную часть Зейско-Бурейской равнины, природные условия позволяют успешно заниматься земледелием и животноводством. На всем протяжении своей истории район был и остается главным производителем сельхозпродукции в Приамурье, лидером амурского земледелия.

В районе успешно работают 18 крупных и средних сельхозпредприятий с различными организационно-правовыми формами, 87 крестьянских фермерских хозяйств.

Общая характеристика природных условий

Среднегодовое количество осадков: 480 мм

Температура воздуха: - 0,8 0С

Годовое количество осадков: 480 мм

Количество осадков за вегетационный период: 390мм

Рельеф опытного участка: склон

- крутизна склона: 0-2 0

- часть склона: верхняя

Тип почвы: лугово-чернозёмная

Вид почвы: среднеспелая

Разновидность почвы: тяжелосуглинистая

Разряд почвы: покровные глины.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА

Электроснабжение потребителей Тындинского района осуществляется от электростанций и сетей Амурской энергосистемы, входящей в состав ОЭС Востока, а также за счет перетоков электроэнергии из Якутской энергосистемы.

Системообразующая сеть Тындинского района сформирована линиями напряжением 220 кВ, распределительная – напряжением 110-35кВ.

Вблизи территории муниципального образования Первомайский сельсовет располагается распределительная ПС 220/110/35/10 кВ «Тында», от которой запитан весь населенный пункт.

Обслуживанием электросетевого хозяйства на территории поселения занимается сетевой участок ООО «РЭС» г. Тында. Предприятие занимается обслуживанием электрооборудования и электросетей, а также ведет учет потребленной электроэнергии физическими и юридическими лицами.

Проблемной зоной существующей системы электроснабжения Первомайского сельсовета Тындинского района является инженерное оборудование 10/0,4 - морально устаревшее, недостаточной мощности и не отвечающее современным требованиям, физическая усталость металлоконструкций, большие потери электроэнергии при передаче, слабо развиты энергосберегающие и энергоэффективные технологии.

В целях усовершенствования энергосистемы необходимым станет применение новых технологий – однопроводная передача электроэнергии (самонесущий изолированный провод), что значительно сократит потери и улучшит качество электроэнергии.

Основная цель мероприятий – создание комфортных условий проживания граждан, обеспечение деятельности предприятий и индивидуальных предпринимателей Первомайского сельсовета Тындинского района путем рекон-

струкции электрических сетей и организации уличного освещения, приобретение оборудования (распределительные щиты, современные трансформаторы, счётчики расхода электроэнергии, уличные фонари и др.).

Согласно нормативам, укрупненный показатель удельной расчётной коммунально-бытовой нагрузки принят на первую очередь и расчётный срок для Тындинского района, необорудованного стационарными электроплитами, 1300 кВтч/чел. в год при числе часов использования максимума электрической нагрузки 4500 ч./год, показатель удельной расчётной коммунально-бытовой нагрузки 0,29 кВт на человека.

Что касается загрузки трансформаторов, то с приведенными выше обстоятельствами можно сделать вывод, что некоторые трансформаторы могут быть перегружены.

Электроснабжение поселка осуществляется по радиальному способу по фидеру Ф24 10 кВ от ПС 220/110/35/10 кВ «Тында».

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны [21]. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

3.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

При расчетах электрических нагрузок жилого дома основой расчета являются нагрузки квартир, отличающихся видом кухонной плиты, к которым добавляются нагрузки силовых электрических приемников.

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{\text{кв}}$, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

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

где $P_{\text{кв. уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв.

n – количество квартир.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения и других санитарно-технических устройств $P_{\text{ст.у}}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k_c ;

$$, (2) P_{\text{ст.у}} = k_c \cdot \sum_1^n P_{\text{ст.у}}$$

где – коэффициент спроса санитарно-технических устройств [21]. k_c''

Для определения расчётной реактивной мощности используют выражение:

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ж.д}, \quad (3)$$

где – расчетный коэффициент реактивной мощности. $\operatorname{tg} \varphi_{ж.д}$

Расчетный ток на низкой стороне определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (4)$$

3.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Действующая методика определения расчетной нагрузки общественных зданий и сооружений основана на применении соответствующих коэффициентов спроса для осветительной и силовой нагрузки, а также коэффициента совмещения для суммарной нагрузки.

В тех случаях, когда точных данных не имеется, определение расчетных нагрузок осуществляют по удельным показателям [21].

Электрическая нагрузка детских садов определяется по выражению:

$$P_{\text{шк. (д.с.)}} = P_{\text{шк. (д.с.) уд}} \cdot n, \quad (5)$$

где $P_{\text{шк. (д.с.) уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников детского сада, кВт/воспитанников,
 n – количество воспитанников.

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{\text{гар.}} = \sum_1^n P_{\text{гар}}, \quad (6)$$

где – $P_{\text{гар.}}$ электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар.

Электрическая нагрузка магазинов определяется по выражению:

$$P_{\text{маг.}} = P_{\text{уд.}} \cdot S, \quad (7)$$

где – $P_{уд}$ удельная электрическая нагрузка предприятия торговли, кВт/м²;

S – площадь торгового помещения, м².

В качестве примера приведен расчет электрической нагрузки многоквартирных жилых домов по ул. Западная. Все необходимые показатели для расчета берутся из таблицы 1.

Расчетная электрическая нагрузка:

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд} \cdot n = 10 \cdot 4 = 40 \text{ кВт},$$

Реактивная мощность:

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} \cdot \text{tg}\varphi = 40 \cdot 0,2 = 8 \text{ кВар}.$$

Аналогично произведен расчет по выражениям (1) – (7) для всех объектов, расположенных на плане. Результаты расчета заносятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Экспликация зданий и сооружений

№	Тип потребителя	P_n , кВт	$\text{tg}\varphi$	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6
<i>КТП 1 (ул. Западная)</i>					
1	Многоквартирные дома	40	0,2	8	40,79
2	Двухквартирные дома	13,5	0,29	3,915	14,06
3	Гаражи	20	0,29	5,8	20,82
<i>КТП 2 (ул. Полевая партия)</i>					
4	Двухквартирные дома (электроплита)	8,8	0,2	1,76	8,97
5	Пекарня	25	0,7	17,5	30,52
6	Гаражи	20	0,29	5,8	20,82
7	Офис «Джелтула»	70,47	0,57	40,1679	81,11
8	Склад	18,92	0,2	3,784	19,29
9	Подростковый клуб	55,2	0,43	23,736	60,09
11	Многоквартирные дома	20	0,2	4	20,40
12	Двухквартирные дома	81	0,29	23,49	84,34
13	Магазин (продовол.)	14,5	0,75	10,875	18,13
<i>КТП 3/1 (возле ул. Кувитинская)</i>					
14	Модульная котельная	500	0,45	225	548,29

1	2	3	4	5	6
15	ООО «Регион»	18,92	0,2	3,784	19,29
16	Скважина	180	0,2	36	183,56
<i>КТП 3 (питание населения)</i>					
17	Одноквартирные дома	9	0,29	2,61	9,37
18	Двухквартирные дома	360	0,2	72	367,13
19	Магазин (продовол.) ИП	11,25	0,75	8,4375	14,06
<i>КТП-4 (ул. Школьная)</i>					
20	Одноквартирные дома	36	0,29	10,44	37,48
21	Офисное здание	18	0,75	13,5	22,50
22	Двухквартирные дома	90	0,2	18	91,78
23	Одноквартирные дома	22,5	0,29	6,525	23,43
24	Молочная ферма	22,5	0,43	9,675	24,49
25	Магазин	15	0,75	11,25	18,75
26	Интернат	36,8	0,25	9,2	37,93
27	Школа, школа искусств	50	0,38	19	53,49
28	Столовая	176	0,43	75,68	191,58
29	Гаражи	12	0,29	3,48	12,49
30	Коровник	34,4	0,43	14,792	37,45
31	Свинарник	34,4	0,43	14,792	37,45
<i>КТП-5 (ул. Лесная)</i>					
32	Двухквартирные дома	260	0,2	52	265,15
33	Одноквартирные дома	9	0,29	2,61	9,37
34	ФАП	7,2	0,43	3,096	7,84
35	Магазин ИП Есоян	7,92	0,75	5,94	9,90
36	Одноквартирные дома	9	0,29	2,61	9,37
37	Двухквартирные дома	40	0,2	8	40,79
38	Магазин ИП Тихонова	12,6	0,75	9,45	15,75
39	Сельсовет	6,48	0,57	3,6936	7,46
40	Детский сад	77,6	0,25	19,4	79,99
41	Музей	4,8	0,33	1,584	5,05
42	Многokвартирные жилые	81	0,2	16,2	82,60
43	Двухквартирные дома	40	0,2	8	40,79
44	Одноквартирные дома	9	0,29	2,61	9,37
45	Подсобное хозяйство	8,6	0,43	3,698	9,36
46	Мастерская	2,43	0,29	0,7047	2,53
47	Баня	22	0,2	4,4	22,44

1	2	3	4	5	6
48	Одноквартирные дома	22,5	0,29	6,525	23,43
49	Двухквартирные дома	110	0,2	22	112,18
50	РЭС	4,524	0,57	2,58	5,21
51	Библиотека	5,4	0,48	2,59	5,99
52	Магазин	30	0,75	22,5	37,50
КТП-6					
53	Модульная котельная	640	0,25	160	660

3.3 Расчет нагрузки электрического освещения

Помимо основной нагрузки потребителей к сети 0,4 кВ также будет подключаться нагрузка уличного освещения вдоль дорог. В данном случае при проектировании уличной сети нужно учесть, что необходимо применить энергоэффективные лампы для освещения.

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется исходя из значения 7-10 кВт на 1 км погонной длины дорог и проездов по следующему выражению:

$$P_{\Sigma осв} = 10 \cdot L_i \cdot P_{уд}, \quad (8)$$

где – длина освещаемых дорог и проездов, км. L

Нагрузки уличного освещения для каждой улицы сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузки уличного освещения

Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность, кВт/км	$P_{осв.}$, кВт	$Q_{осв.}$, квар
Ул. Центральная	0,565	8,0	4,52	2,80
Ул. Лесная	0,335	8,0	2,68	1,66
Ул. Новая	0,260	8,0	2,08	1,29
Ул. Школьная	1,55	8,0	12,40	7,69
Ул. Западная	0,120	8,0	0,96	0,60
Ул. Зейская	0,230	8,0	1,84	1,14
Ул. Ключевая	0,275	8,0	2,20	1,36

Для осуществления современного освещения в посёлке приняты дуговые натриевые светильники типа ЖКУ15-150-103 с ДНаТ номинальной мощностью 150 Вт. Для ламп данной мощности применяется пускорегулирующая аппаратура типа 1 ДБИ – дроссель-балластная без КРМ, бесстартерная; потери в которой составляют 3 % от мощности лампы. Коэффициент реактивной мощности $\cos \varphi = 0,85$

Освещение выполнено двухрядно в шахматном порядке, расстояние между фонарями м. $l = 45$

Расчет электрической нагрузки всего поселка.

Суммарную низковольтную нагрузку ЭП рассчитывается по следующим формулам:

$$P_{РАСЧ\Sigma H} = \sum P_{P.H.H} + \sum P_{P.O.H} \quad (9)$$

$$P_{РАСЧ\Sigma H} = 2636,01 + 26,68 = 2662,69 \text{ кВт.}$$

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Выбор местоположения ТП

Схема распределительной сети зависит от категоричности потребителей по надежности электроснабжения. В нашем случае преобладают потребители второй и третьей категории, перерыв в электроснабжение которых не должен превышать 24 часа.

В настоящее время наиболее рациональной считается петлевая и двухлучевая схема, которые и будут использоваться. Потребителей третьей категории по надежности, имеющих небольшую мощность будем запитывать от ближайших РУ радиальной линией.

Месторасположение ТП определяется, исходя из удобства и экономичности построения распределительных сетей 10 кВ и 0,4 кВ. Таким образом, ТП будут располагаться так, чтобы линии 0,4 кВ имели наименьшую протяженность. Небольшая протяженность линий 0,4 кВ обеспечивает небольшие потери напряжения и мощности, что довольно важно в низковольтных сетях.

Намеченное расположение ТП (схема электроснабжения) отмечено на плане (лист 1), оно соответствует их существующему расположению, что позволит избежать дополнительных расходов на отвод земли.

Схема питания одно-, двухквартирных жилых домов, магазинов, дач и гаражей осуществляется по радиальному принципу. Следует учитывать возможность питания всех потребителей от одного трансформатора в утяжеленном или послеаварийном режимах.

4.2 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ

Электрическая сеть 0,4 кВ п. Первомайское имеет только воздушное исполнение сети. При этом все воздушные линии 0,4 кВ выполнены изолированным проводом А-50. Для них целью реконструкции является замена алюминиевых проводов на самонесущий изолированный провод (СИП 2А).

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. При этом мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях. Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Расчетная нагрузка линий до 1 кВ жилых домов определяется:

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

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, кВт;

$P_{зд.i}$ - расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме.

Выбор сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (11)$$

где S_p – расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

По расчетному току определяется сечение линий.

Выбранное сечение провода должно быть проверено:

- на допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;

- на обеспечение надежного срабатывания плавких предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

СИП принимается к установке, если выполняется условие:

$$I_{\text{д.д.т}} \geq I_p; \quad (12)$$

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного электропотребителя не должно превышать 5% в нормальном режиме, и 10% в послеаварийном режиме [2]. ± ±

Потери напряжения в линиях определяется по формуле:

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

где I – рабочий максимальный ток, А;

L – длина линии, км;

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

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

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (14)$$

где – расчетный ток участка, А. I_p

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (15)$$

где – время потерь, час. τ

Время потерь определяется по формуле:

$$, (16) \tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760$$

где – число часов использования максимума нагрузки, час [21]. T_m

Линии электропередачи до 20 кВ на селитебной зоне территории городов, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны выполняться кабельными. В районах застройки зданиями до 3 этажей линии электропередачи следует, как правило, выполнять воздушными.

Для рассматриваемого поселка - жилые дома в основном частные высотой 1 этаж.

Для воздушных линий электропередач поселка существующий неизолированный провод АС будет заменен на самонесущие изолированные провода (СИП 2А). Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания следует применить коаксиальные ввода.

На воздушных линиях электропередачи 0,4 -10 кВ все существующие деревянные опоры следует заменить на железобетонные опоры. Так как реконструируемые линии обслуживаются одной организацией, то возможна подвеска проводов 0,4 кВ и 10 кВ может осуществляться на одних опорах.

Выбор сечений осуществляется по формуле (11). Результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Сечение провода на напряжение 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера от ТП	Длина линии, км	Нагрузка линии, кВА	I_p , А	$I_{ддт}$, А	Сечение СИП 2А
1	2	3	4	5	6	7
КТП 1 (ул. Западная)	1	0,495	54,81	79,11	160	3x35+54,6
КТП 2 (ул. Полевая партия)	1	0,81	219,0	316,11	380	3x120+70
	2	0,72	121,71	175,67	195	3x50+35
КТП 3/1 (котельная)	1	0,05	567,12	409,29	500	ВВГ 1x185
	2	0,187	183,56	264,96	300	3x95+95

КТП 3 (ул. Кувытинская)	1	0,57	389,21	280,9	300	2(3x95+95)
КТП-4 (ул. Школьная)	1	0,407	59,07	85,26	160	3x35+35
	2	0,650	156,73	226,23	240	3x70+54.6
	3	0,085	369,88	266,95	300	3x95+95
	4	0,296	71,39	103,04	160	3x35+35

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
КТП-5 (ул. Лесная)	1	0,520	140,11	202,24	240	3x70+54.6
	2	0,226	64,78	93,51	160	3x35+35
	3	0,444	259,02	373,88	380	3x120+70
	4	0,125	181,35	261,76	300	3x95+95
КТП 6 (котельная)	1	0,025	122,38	88,32	160	3x35+35
	2	0,019	659,7	476,11	500	ВВГ 1x185

Для потребителей КТП №3/1 и КТП №6, питающих котельные принятый кабель ВВГ (1x185) соответствует существующему проложенному кабелю – следовательно, в замене он не нуждается. Аналогично и по остальным потребителям от данных КТП – замену существующего провода СИП осуществлять не требуется.

Далее осуществляются проверка по потере напряжения для сетей, где принято заменить провод АС на СИП.

Если выбранное сечение провода не проходит проверку по падению напряжения, то принимаем к установке провод большего сечения.

Рассмотрим на примере ТП 1 фидер №1. На этой линии принят СИП 2А сечением 35. Найдем отклонение напряжения по формуле (13).

$$\Delta U = \frac{0,495 \cdot 79,11 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (1,111 \cdot 0,97 + 0,0802 \cdot 0,22) \cdot 100 = 1,95\%.$$

Отклонение напряжения находится в допустимых пределах, из чего делаем вывод о правильности выбранного сечения.

Определим потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 79,11^2 \cdot 1,111 \cdot 0,495 \cdot 10^{-3} = 10,33 \text{ кВт.}$$

Подробный расчет произведен в программе Excel. Результаты проверки и измененные сечения сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Потери напряжения и мощности в линиях

Номер ТП	№ фидера	Длина линии, км	Ток линии	Потери напряжения, %	Потери мощности, кВт	Принятое сечение провода
1	2	3	4	5	6	7
КТП 1 (ул. Западная)	1	0,495	79,11	1,95	10,33	3x35+54,6
КТП 2 (отд. квартал)	1	0,81	316,11	3,77	78,92	3x120+70
	2	0,72	175,67	4,60	54,79	3x50+35
КТП 3 (ул. Кувытинская)	1	0,57	280,9	3,03	55,45	3x95+95
КТП-4 (ул. Школьная)	1	0,407	85,26	1,73	9,86	3x35+35
	2	0,650	226,23	3,8	56,69	3x70+54.6
	3	0,085	266,95	0,43	7,47	3x95+95
	4	0,296	103,04	1,52	10,47	3x35+35
КТП-5 (ул. Лесная)	1	0,520	202,24	2,72	36,24	3x70+54.6
	2	0,226	93,51	1,05	6,59	3x35+35
	3	0,444	373,88	2,5	60,51	3x120+70
	4	0,125	261,76	0,62	10,56	3x95+95

Суммарные потери энергии в сети 0,4 кВ составят:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = 397,88 \cdot 1800 = 716191 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таким образом, были определены потери в линиях. Отклонения напряжения не превышают допустимых норм.

4.3 Конструктивное исполнение сети 0,4 кВ

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 [28].

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 2-2,5 м.

4.4 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Выбор числа и мощности трансформаторов производится в зависимости от расчетной активной мощности.

Расчетная электрическая нагрузка линии 0,4 кВ при смешанном питании нагрузки на шинах ТП производится с учетом коэффициентов участия в

максимуме нагрузки. Нагрузку самого мощного объекта выбирается за основную, а мощности остальных потребителей вводятся с учетом коэффициентов максимума [21]. Т.е. нагрузка будет рассчитываться по выражению:

$$P_{p.l} = P_{зд.маx} + \sum k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (17)$$

где $k_{маxi}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки ($k_{маxi} = 1$).

Аналогично произведем расчет и для реактивной нагрузки.

$$Q_{и.ми} = Q_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зд.i}, \quad (18)$$

Полная мощность нагрузки ТП определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2}, \quad (19)$$

Перегрузка трансформатора по условиям ПУЭ для масляных трансформаторов снабжающих потребителей 2-й категории не должна превышать 5%.

Ниже приведен пример расчета нагрузки на шинах ТП 2.

$$P_{p.l\Sigma} = 198,39 + 0,9 \cdot 115,5 = 302,34 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.l1} = 92,74 + 0,9 \cdot 38,365 = 127,28 \text{ квар.}$$

$$S_{\Sigma 1} = \sqrt{302,34^2 + 127,28^2} = 328,04 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Электрические нагрузки ТП

№ТП	$P_{л.р.}$, кВт	$Q_{р.л.}$, квар	$S_{сумм}$, кВА
КТП 1 (ул. Западная)	53,50	11,92	54,81
КТП 2 (Полевая партия)	302,34	127,28	328,04
КТП 3/1 (котельная)	680,92	261,18	729,29
КТП 3 (ул. Кувьитинская)	380,25	83,05	389,21
КТП-4 (ул. Школьная)	524,96	187,28	557,37

КТП-5 (ул. Лесная)	528,58	153,50	550,41
КТП 6 (котельная)	748,00	181,60	769,73

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ подходящих к ТП, с учетом коэффициента одновременности.

От рассматриваемых ТП питается нагрузка преимущественно второй и третьей категории надёжности. В целях уменьшения затрат на реконструкцию, а также для оптимизации загрузки силовых трансформаторов, предлагается не строить новые ТП, а произвести реконструкцию уже существующих.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{\text{тп}} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (20)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов.

Фактический коэффициент загрузки для однотрансформаторной ТП должен находиться в пределах:

$$0,7 \leq K_{\text{зф}} = S_p / (S_{\text{тп}} \cdot N) \leq 0,9. \quad (21)$$

Для двухтрансформаторной ТП должен находиться в пределах:

$$0,5 \leq K_{\text{зф}} = S_p / (S_{\text{тп}} \cdot N) \leq 0,75. \quad (22)$$

По формулам проверяется мощность выбранных трансформаторных подстанций с коммунально-бытовыми потребителями. Результаты расчетов, выбранные мощности и марки трансформаторов заносятся в таблицы.

Произведем расчет для ТП 3/1:

$$S_{расч.ТП} = \frac{S'_{СУММ}}{k_{з.опт.} \cdot n_{тр.}} = \frac{729,29}{0,7 \cdot 2} = 521,36 \text{ кВА};$$

$$k_{з.нор.} = \frac{S_{СУММ}}{S_{ном.тр} \cdot n_{тр.}} = \frac{729,29}{630 \cdot 2} = 0,58;$$

$$0,5 \leq k_{з.нор.} \leq 0,75;$$

$$k_{з.п.ав.} = \frac{S_{СУММ}}{S_{ном.тр}} = \frac{729,29}{630} = 1,16;$$

$$1 \leq k_{з.п.ав.} \leq 1,4$$

Таблица 8 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

№ ТП	S _р , кВА	N тр.	K _з	S _{нтр} , кВА	K _{зф}	K _{з п/ав}
КТП 1 (ул. Западная)	60,90	1	0,7 – 0,9	100	0,55	
КТП 2 (Полевая партия)	364,49	1	0,7 – 0,9	400	0,82	
КТП 3/1 (котельная)	520,92	2	0,5 – 0,75	630	0,58	1,16
КТП 3 (ул. Кувытинская)	432,46	1	0,7 – 0,9	630	0,62	
КТП-4 (ул. Школьная)	619,3	1	0,7 – 0,9	630	0,88	
КТП-5 (ул. Лесная)	611,57	1	0,7 – 0,9	630	0,87	
КТП 6 (котельная)	549,81	2	0,5 – 0,75	630	0,61	1,22

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки.

В связи с тем, что произошло перераспределение нагрузок между ТП целесообразно реконструировать всю схему электроснабжения.

Таблица 9 – Марки и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТП 3/1, ТП 3, ТП 4 ТП 5, ТП 6	ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
ТП 2	ТМ - 400/10	1,05	5,5	4,5	2,1
ТП 1	ТМ 100/10	0,49	1,97	4,5	2,6

Замене подлежат большая часть ТП, за исключением двухтрансформаторных КТП 3/1 и КТП 6, питающих обновленные модульные котельные и недавно замененные.

4.5 Выбор схемы и конструкции ТП

Для сельских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПН и МТП. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ. Пример принципиальных схем ТП представлен на рисунке 2:

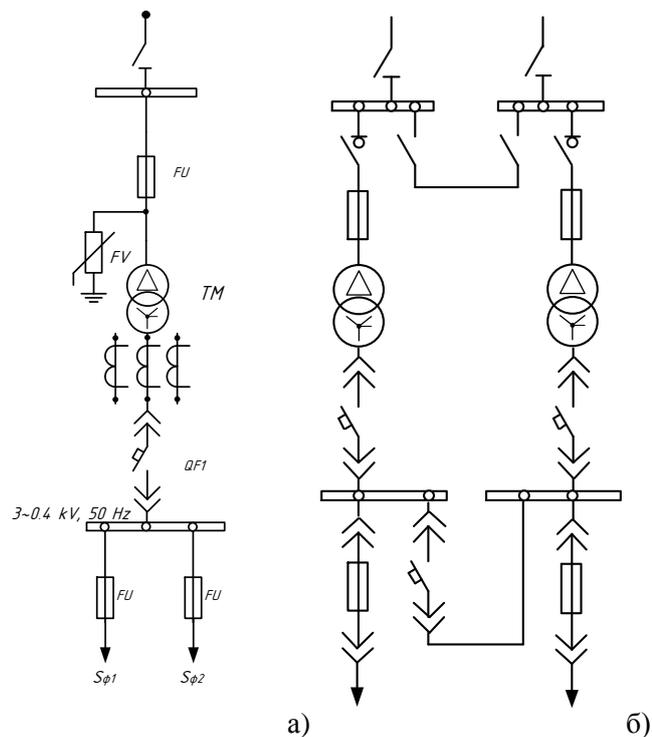


Рисунок 2 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с одним и 2-мя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к сетям может быть выполнено транзитом.

КТП имеют наружное исполнение, т.е. выполняются отдельностоящими одноэтажными зданиями. Силовые трансформаторы и щит 0,38 кВ располагаются в отдельных помещениях. Распределительный щит одностороннего обслуживания комплектуется из панелей серии ЩО-70. В ТП может быть установлена панель уличного освещения. Подстанция представляет собой стальной сварной корпус с тремя отсеками: для аппаратуры 6-10 кВ, силового трансформатора и распределительного щита 0,38 кВ.

В КТП на стороне высокого напряжения силовой трансформатор присоединяется к линии через разъединитель и предохранители. В схеме КТП проходящего типа в цепях линий предусматриваются: разъединитель в линии основного питания и выключатель нагрузки в линии резервного питания. Линии 0,4 кВ присоединяются к сборным шинам через автоматические выключатели. В схеме предусматриваются: защита от однофазных коротких замыканий на нулевой провод, защита от неполнофазных режимов, автоматическое управление уличным освещением. Все оборудование подстанции размещается внутри помещений, в отсеках силового трансформатора РУ 10 и 0,4 кВ. Выводы линий 10 и 0,4 кВ выполняются воздушными и кабельными. КТП оборудуются соответствующими блокировками, обеспечивающими безопасное обслуживание. В КТП данной конструкции возможна замена оборудования на оборудование другой мощности, типа и других заводов-изготовителей без каких-либо переустройств ТП.

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ с. ПЕРВОМАЙСКОЕ

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения промышленных и коммунальных предприятиях, а также для питания городской (сельской) распределительной сети общего пользования.

Распределительную сеть 10 кВ с. Первомайское также планируется реконструировать. Это связано, прежде всего, с изменением требований, предъявляемых к надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей, в частности жилых многоквартирных домов. На сегодняшний день большая часть населения центральной части поселка использует для приготовления пищи электрические плиты, поэтому их следует отнести ко второй категории по надежности. Таким образом, в связи с изменением категорийности большинства потребителей, нужно пересмотреть существующую схему распределительной сети 10 кВ и спроектировать более совершенную схему, которая будет отвечать более высоким требованиям по надежности, предъявляемыми потребителями второй категории.

Другая причина реконструкции обусловлена большой сложностью самой распределительной сети. Усложнение ее происходило постепенно по мере строительства поселка, расширения его границ.

В предыдущей характеристике схемы упоминалось о том, что весь центральный район поселка питается по одному магистральному фидеру, который имеет очень большую протяженность. И теперь, когда нагрузки резко возросли, токи, протекающие по фидеру, значительно превышают значение длительно допустимого тока по нагреву. Из-за большой протяженности магистрального фидера и несоответствия его пропускной способности передаваемой мощности, в часы вечернего максимума даже в центральной части поселка у потребителей наблюдается чрезмерное снижение уровня напряжения до 215-220 В в однофазной сети, а в удаленных районах посадка напряжения еще более значительна.

Наряду с изложенными причинами, необходимость реконструкции сети 10 кВ подтверждает тот факт, что большинство линий этой сети выполнено воздушным путем на деревянных опорах, которые находятся в аварийном состоянии и нуждаются в замене. Поэтому новую сеть целесообразно разрабатывать с переходом на железобетонные опоры СВ-105-5 с навеской самонесущего изолированного провода СИП-3. СИП по сравнению с неизолированным проводом АС обладает более высокой надежностью, безопасностью и характеризуются более длительным сроком службы.

Для питания ТП от РУ 10 кВ подстанции следует принять радиальные схемы питания [14].

5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$, (23) \Delta P_T = \Delta P_X + \left(\frac{S_{\Sigma ТП}}{S_{НОМ.Т}} \right)^2 \cdot \Delta P_K$$

где – активные потери холостого хода (табл.9); ΔP_X

– активные потери короткого замыкания, (табл.9); ΔP_K

$S_{\Sigma ТП}$ - суммарная нагрузка ТП (табл. 3);

$S_{НОМ.Т}$ - номинальная мощность трансформатора.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$, (24) \Delta Q_T = \frac{U_{k\%} \cdot S_{\Sigma ТП}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} + \frac{I_{xx\%} \cdot S_{НОМ.Т}}{100}$$

Нагрузка ТП на шинах ВН:

$$(25) S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{(P_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T)^2}$$

Для примера определим нагрузку, приведенную к высокой стороне КТП №3.

$$\Delta P_{T1} = 2,27 + \left(\frac{389,21}{630}\right)^2 \cdot 7,6 = 3,95 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{5,5 \cdot 389,21^2}{100 \cdot 630} + \frac{2 \cdot 630}{100} = 25,83 \text{ квар};$$

Нагрузка ТП №3 на шинах ВН:

$$\text{кВА. } S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{(380,25 + 3,95)^2 + (83,05 + 25,93)^2} = 402,5$$

Результаты расчета сведены в таблицы 10.

Таблица 10 – Электрическая нагрузка на стороне ВН ТП

№ ТП и РП	$P_{\Sigma(10 \text{ кВ})}$, кВт	$Q_{\Sigma(10 \text{ кВ})}$, квар	$S_{\Sigma(10 \text{ кВ})}$, кВА	S_{mp} , кВА	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , Квар
КТП 1	54,58	15,87	56,84	1x100	1,08	3,95
КТП 2	307,09	147,78	340,80	1x400	4,75	20,51
КТП 3/1	693,37	320,22	763,75	2x630	12,45	59,03
КТП 3	385,42	108,87	400,50	1x630	5,17	25,83
КТП-4	533,18	227,00	579,49	1x630	8,22	39,72
КТП-5	536,65	192,55	570,14	1x630	8,07	39,05
КТП 6	761,62	245,92	800,34	2x630	13,62	64,32

Расчетные электрические нагрузки городских сетей определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РУ 10 кВ, на коэффициент участия в максимуме нагрузок.

$$P_{pPY10кВ} = 0,8 \cdot \Sigma P_{ТП} = 2789,25 \text{ кВт};$$

$$Q_{pPY10кВ} = 0,8 \cdot \Sigma Q_{ТП} = 1043,4 \text{ квар};$$

$$P_{p.\Phi 24} = P_{mn1} + P_{mnCTO} + P_{mn6} + P_{mn3} + P_{mn3/1} + P_{mn2} + P_{mn5} + P_{mn4} =$$

$$= 3486,91 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.\Phi 24} = Q_{mn1} + Q_{mnCTO} + Q_{mn6} + Q_{mn3} + Q_{mn3/1} + Q_{mn2} + Q_{mn5} + Q_{mn4} =$$

$$= 1304,25 \text{ кВар};$$

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{3486,91^2 + 1304,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 215 \text{ А};$$

Взамен провода АС принимается СИП 3 сечением 50 мм².

$$I_{н.р} \leq 1,35 \cdot I'_{дл.дон};$$

$$215 \leq 1,35 \cdot 245 \text{ А.}$$

Таблица 11 – Выбор сечений и марок питающих линий 10 кВ

Участок	L _{уч.} , км	P _{уч.} , кВт	Q _{уч.} , кВар	I _{н.р.} , А	I _{дл.доп.} , А	Сечение	Марка
ПС-отп.ТП1	2,705	3486,91	1304,25	214,94	245	50	СИП-3
отп.ТП1-ТП1	0,03	54,58	15,87	3,28	245	50	СИП-3
Отп.ТП1-отп.ТП СТО	2,34	3432,32	1288,38	211,67	245	50	СИП-3
Отп. СТО – отп.ТП5	0,495	1069,83	419,55	66,35	245	50	СИП-3
отп.ТП5-ТП5	0,026	536,65	192,55	32,92	160	35	СИП-3
Отп.ТП5-отп.ТП4	0,330	533,18	227,00	33,46	160	35	СИП-3
отп.ТП4-ТП4	0,015	533,18	227,00	33,46	160	35	СИП-3
Отп.СТО –отп.ТП6	1,035	2147,50	822,80	132,78	245	50	СИП-3
отп.ТП6-ТП6	0,045	761,62	245,92	46,21	160	35	СИП-3
Отп.ТП6 –отп.ТП3	0,155	1385,88	576,87	86,67	160	35	СИП-3
отп.ТП3-ТП3	0,225	385,42	108,87	23,12	160	35	СИП-3
Отп.ТП3 –отп.ТП3/1	0,72	1000,46	468,00	63,77	160	35	СИП-3
отп.ТП3/1-ТП2	0,44	307,09	147,78	19,68	160	35	СИП-3

Далее осуществляется проверка, принятых проводов по потере напряжения и потерям электроэнергии в сетях 10 кВ.

Таблица 6 – Потери напряжения и мощности в линиях

Номер ТП	Длина линии, км	Ток линии	r_0 , Ом/км	Потери ΔU %	Потери энергии МВт*ч	Принятое сечение СИП-3
ПС-отп.ТП1	2,705	214,94	0,923	9,24	62286,97	50
отп.ТП1-ТП1	0,03	3,28	0,923	0,00	0,16	50
Отп.ТП1-отп.ТП СТО	2,34	211,67	0,923	7,87	52255,25	50
Отп. СТО – отп.ТП5	0,495	66,35	0,923	0,52	1086,13	50
отп.ТП5-ТП5	0,026	32,92	0,986	0,01	15,00	35
Отп.ТП5-отп.ТП4	0,330	33,46	0,986	0,19	196,71	35
отп.ТП4-ТП4	0,015	33,46	0,986	0,01	8,94	35
Отп.СТО –отп.ТП6	1,035	132,78	0,923	2,18	9094,97	50
отп.ТП6-ТП6	0,045	46,21	0,986	0,04	51,16	35
Отп.ТП6 –отп.ТП3	0,155	86,67	0,986	0,23	619,93	35
отп.ТП3-ТП3	0,225	23,12	0,986	0,09	64,04	35
Отп.ТП3 –отп.ТП3/1	0,72	63,77	0,986	0,78	1558,96	35
отп.ТП3/1-ТП2	0,44	19,68	0,986	0,15	90,73	35

Суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\Sigma ВЛ 10 кВ} = 127,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Как было сказано выше, в качестве питающих линий будем использовать СИП-3 10 кВ. Применение таких изолированных проводов позволяет уменьшить трудозатраты по выполнению нормативных требований к устройству заземлений, что особенно важно при реконструкции или расширении существующих низковольтных сетей, выполненных на железобетонных опорах. Ведь в данном случае нет необходимости специально заземлять подвесную линейно-сцепную арматуру, что упрощает монтаж и уменьшает стоимость проекта.

Также можно перечислить следующие преимущества СИП:

- провода защищены от сжестывания;
- на таких проводах практически не образуется гололеда;
- исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;
- простота монтажных работ и уменьшение их сроков;
- высокая механическая прочность проводов;
- пожаробезопасность таких линий, основанная на исключении короткого замыкания (КЗ) при сжестывании;
- возможно подключение абонентов и новые ответвления под напряжением;
- снижение энергопотерь в линиях электропередач за счет уменьшения реактивного сопротивления изолированного провода по сравнению с АС.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики. Расчет необходимо провести отдельно для сети 10 кВ и сети 0,4 кВ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ составляет

$$I_{п0} = \frac{E_{ЭК}''}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{R}''^2 + R_{R}''^2}} \quad (26)$$

Ударный ток в месте КЗ определится как:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (27)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, который можно определить в общем случае как:

$$K_{уд} = (1 + e^{-0,01/T}) \quad (28)$$

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным.

Для определения сопротивления системы необходимо знать ток короткого замыкания на шинах РУ 10 кВ ПС Тында. Таким образом, сопротивление системы определится как:

$$(29) X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}$$

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{п0}$) без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{п0} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (30)$$

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

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{U_{срнн} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (31)$$

6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Ток КЗ рассчитывается в характерных точках, т.е. в точках, где ток КЗ будет наибольшим и наименьшим.

Расчет тока КЗ произведен:

- 1) на шинах 10 кВ ПС Тында;
- 2) Ф 24 от ПС до отп.ТП-1;
- 3) от отп.ТП-1 до ТП-2.

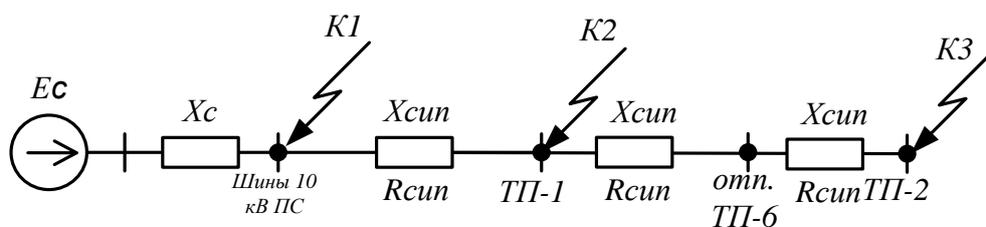


Рисунок 4 – Схема замещения участка 10 кВ

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

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}} \quad (32)$$

где $I_{отк}$ – отключающая способность выключателя на головном участке сети.

$$I_{отк} = 12,5 \text{ кА}$$

$$\text{Ом } X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485$$

Длины линий:

- длина линии от ПС до ТП 1: $L_{тп1.л} = 2,735 \text{ км}$
- длина линии отп. ТП1 до отп. ТП6: $L_{тп6.л} = 3,375 \text{ км};$
- длина линии отп. ТП6 до ТП2: $L_{тп2.л} = 1,315 \text{ км};$

Удельные сопротивления линий от ПС до ТП 1, от отп. ТП1 до отп. ТП6:

СИП 3 1x50 мм:

$$x_{уд.СИП3(1x50)} = 0,299 \text{ Ом/км}, \quad r_{уд.СИП3(1x50)} = 0,923 \text{ Ом/км}$$

Удельные сопротивления линий от отп. ТП 6 до ТП 2:

СИП 3 1x35 мм:

$$x_{уд.СИП3(1x35)} = 0,312 \text{ Ом/км}, \quad r_{уд.СИП3(1x35)} = 0,986 \text{ Ом/км}$$

Активные и индуктивные сопротивления линий:

$$\text{Ом}; X_{ПС-ТП1} = L_{ПС-ТП1} \cdot x_{\text{уд.СИП3}(1 \times 50)} = 2,735 \cdot 0,299 = 0,817$$

$$\text{Ом}; X_{ТП1-омн.ТП6} = L_{омн6.л} \cdot x_{\text{уд.СИП3}(1 \times 50)} = 3,375 \cdot 0,299 = 1,01$$

$$X_{омн.ТП6-ТП2} = L_{омн6.л} \cdot x_{\text{уд.СИП3}(1 \times 35)} = 1,315 \cdot 0,312 = 0,41 \text{ Ом};$$

$$R_{ПС-ТП1} = 2,735 \cdot 0,923 = 2,254 \text{ Ом};$$

$$R_{ТП1-омн.ТП6} = 3,115 \text{ Ом}; \text{ Ом. } R_{омн.ТП6-ТП2} = 1,29$$

Полное индуктивное и активное сопротивления до характерных точек КЗ:

$$X_{\Sigma TP1} = X_C + X_{ПС-ТП1} = 0,485 + 0,817 = 1,302 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma TP1} = R_{ПС-ТП1} = 2,254 \text{ Ом};$$

$$, X_{\Sigma TP2} = X_{\Sigma TP1} + X_{ТП1-омн.ТП6} + X_{омн.ТП6-ТП2} = 1,302 + 1,01 + 0,41 = 2,722 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma TP2} = R_{\Sigma TP1} + R_{ТП1-омн.ТП6} + R_{омн.ТП6-ТП2} = 6,659 \text{ Ом};$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{\text{ПО.К1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot X_C} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,485} = 12,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО.К2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma TP1}^2 + X_{\Sigma TP1}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,254^2 + 1,302^2}} = 2,33 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО.К3}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma TP2}^2 + X_{\Sigma TP2}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,659^2 + 2,722^2}} = 0,85 \text{ кА.}$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$T_{\text{ак1}} = 0,03 \text{ с}$$

$$\text{с } T_{\text{ак2}} = \frac{X_{\Sigma TP1}}{\omega \cdot R_{\Sigma TP1}} = \frac{1,302}{314 \cdot 2,254} = 0,0018$$

$$T_{ак3} = \frac{X_{\Sigma III2}}{\omega \cdot R_{\Sigma III2}} = \frac{2,722}{314 \cdot 6,659} = 0,0013 \text{ с.}$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$\lambda_{к1} = e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}}} = e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 0,716$$

$$\lambda_{к2} = e^{\frac{-0,01}{T_{ак2}}} = e^{\frac{-0,01}{0,0018}} = 0,038$$

$$\lambda_{III2} = e^{\frac{-0,01}{T_{аIII2}}} = e^{\frac{-0,01}{0,0013}} = 0,0045$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{удк1} = (1 + \lambda_{к1}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по.к1}^{(3)} = 1,716 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,5 = 30,1 \text{ кА}$$

$$i_{удк2} = (1 + \lambda_{к2}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по.к2}^{(3)} = 1,038 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,33 = 3,42 \text{ кА}$$

$$i_{удк3} = (1 + \lambda_{к3}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по.к3}^{(3)} = 1,0045 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,85 = 1,207 \text{ кА.}$$

Далее рассчитывается двухфазный ток короткого замыкания, он необходим при выборе средств релейной защиты и автоматики.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$; (I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} \text{ 33})$$

$$I_{по.к1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по.к1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,5 = 10,8 \text{ кА}$$

$$I_{по.к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,33 = 2,02 \text{ кА}$$

$$I_{по.к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,85 = 0,74 \text{ кА.}$$

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
-------	------------------	------------------	-------	----------	---------------

K1	12,5	10,8	0,03	1,716	30,1
K2	2,33	2,02	0,018	1,038	3,42
K3	0,85	0,74	0,0013	1,0045	1,207

Расчитанные значения токов трехфазного и двухфазного КЗ используются для выбора устройств РЗА.

6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается, согласно «Межгосударственному стандарту по расчетам токов КЗ»:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10%;
- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы;
- не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1% начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

А также, при расчетах коротких замыканий в сети 0,4 кВ учитываются все активные и индуктивные сопротивления, включая сопротивления различных контактов и контактных соединений, а также сопротивление электрической дуги в месте короткого замыкания.

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое мы определим по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}}, \quad (34)$$

где – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП1. $I_{кз}$

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 2,33 \cdot 10500} = 3,776 \text{ мОм}$$

Определим остальные параметры схемы замещения.

Для ТП с трансформаторами ТМ-100/10:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}}{S_{ТНОМ}^2} = \frac{0,4^2 \cdot 1,97}{100^2} = 31,5 \text{ мОм.} \quad (35)$$

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot u_k}{S_{ТНОМ}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,045}{100} = 72,0 \text{ мОм.} \quad (36)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{72,0^2 - 31,5^2} = 64,74 \text{ мОм.} \quad (37)$$

Переходное сопротивление принимаем $R_{ПЕР}=15$ мОм. Активное сопротивление автоматического выключателя с учётом сопротивления контактов $R_{ав}=0,41$ мОм, реактивное сопротивление $X_{ав}=0,13$ мОм

Для шин принимаем сопротивления: $X_{ШТП} = 0,06$ мОм, $R_{ШТП} = 0,1$

Суммарные сопротивления до точки КЗ:

$$X_{1СУМ} = X_C + X_T + X_{ШТП} + X_{ав} = 3,766 + 64,74 + 0,06 + 0,13 = 68,7 \text{ мОм.}$$

$$R_{1СУМ} = R_T + R_{ШТП} + R_{ПЕР} + R_{ав} = 31,5 + 0,1 + 15 + 0,41 = 47,01 \text{ мОм.}$$

Определим ток трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{ТП1}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1СУМ}^2 + X_{1СУМ}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{47,01^2 + 68,7^2}} = 2,75 \text{ кА.}$$

$$T_{a\text{ТП1}} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{68,7}{314 \cdot 47,01} = 0,0046 \text{ с}$$

$$\lambda_{\text{ТП1}} = e^{\frac{-0,01}{\text{ТП1}}} = e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 0,036$$

Ударный ток определяется по выражению:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot (1 + \lambda_{\text{ТП1}}) \cdot I_r^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot 2,75 = 4,43 \text{ кА.}$$

Далее определяется ток однофазного КЗ.

Сопротивления прямой последовательности схемы замещения для ТП 2:

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 10500} = 10,35 \text{ мОм}$$

Сопротивление трансформаторов на ТП 2 мощностью 400 кВА:

$$R_T = \frac{0,4^2 \cdot 5,5}{400^2} = 5,5 \text{ мОм.}$$

$$Z_T = \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot u_k}{S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,045}{400} = 18 \text{ мОм.}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{18^2 - 5,5^2} = 17,14 \text{ мОм.}$$

Определяется сопротивление СИП от ТП 2 до ввода одного из жилых домов по ул. Полевая Партия. СИП2А имеет сечение 50 мм^2 , удельное активное сопротивление $0,822 \text{ Ом/км}$, удельное реактивное сопротивление $0,0794 \text{ Ом/км}$, длина петли ориентировочно 720 м .

$$X_{\text{СИП2}} = 0,72 \cdot 0,0794 = 57,17 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{СИП2}} = 0,72 \cdot 0,822 = 591,84 \text{ мОм}$$

Остальные параметры схемы замещения такие же.

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{\text{ТП2-ЖД}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{1225,7^2 + 169,7^2}} = 0,56 \text{ кА.}$$

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РУ 10 КВ

В ходе реконструкции линии Ф24 10 кВ ПС 220/110/35/10 кВ «Тында», питающего с. Первомайское, рассматривается возможность замены оборудования в ячейке КРУ, приходящегося на Ф24.

Предполагается замена выключателя 10 кВ, трансформаторов тока 10 кВ совместно с приборами учета.

7.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном дистанционном или автоматическом управлении.

Выбор осуществляется по напряжению, которое остается 10 кВ.

При выборе по номинальному току требуется соблюдать условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} \quad (38)$$

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

По динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}} \quad (39)$$

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

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (40)$$

где $t_{\text{откл}}$ — время отключения выключателя;

T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Номинальное значение тока проходящего через выключатель на Ф24:

$$I_{ном24} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{2789,25^2 + 1043,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 172 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели на стороне 10 кВ.

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭМ -10-20/630-У3.

$$12,5 \leq 20 \text{ А.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя по формуле (40):

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,03) = 190,3 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.} \quad (41)$$

Сопоставление приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/ТЕЛ -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 172 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 30,1 \text{ кА}$	$i_{скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{К.} = 190,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} \geq B_{К.}$
$I_{но} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 11,85 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.0} =$ $= \sqrt{2} \cdot 12,5 = 17,53 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 31,5 = 20,05 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

7.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

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 по вторичной нагрузке [30].

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

1) Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot K_{эд}, \quad (42)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости (по каталогу);

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

2) Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (43)$$

где K_m – кратность термической стойкости;

t_m – время термической стойкости.

3) Проверка по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (44)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Сопrotивление вторичной нагрузки (Z_2) определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_K, \quad (45)$$

где Z_K – переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0,1 Ом при установке более 3-х приборов;

$Z_{приб}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле;

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов.

Прежде чем приступить к проверке трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

Все электроизмерительные приборы выбираются с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации.

Выбирается трансформатор тока 10 кВ.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230AR	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,6	0,5	1,6

Из таблицы 14 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выбираем ТТ ТОЛ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 200 А.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1 по формулам (40), (41):

$$B_K = 12,5^2 \cdot (3 + 0,015) = 463,58 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 30 \text{ ВА}$.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки определяется как:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом} \quad (46)$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \quad (47)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток приборов.

Выбирается провод АКРВГ сечением $q=4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длина проводов принимается $l=55 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 55}{4} = 0,389 \text{ Ом}, \quad (48)$$

Расчетное значение вторичной нагрузки по формуле (45):

$$Z_2 = 0,064 + 0,389 + 0,1 = 0,553 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{рmax} = 172 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$Z_{2Н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Нр} = 0,553 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн} = 2975,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 463,58 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$i_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 30,1 \text{ кА}$	$i_{ДИН} \geq i_{УД}$

Выбранный трансформатор тока соответствует расчетным условиям.

Полную замену ячейки КРУ 10 кВ осуществляется нет необходимости, она соответствует современным требованиям.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТУРЫ ТП

Чтобы обеспечить надежную и длительную работу электрической аппаратуры и токоведущих частей, установленных на трансформаторных подстанциях, необходимо выбрать их по условиям длительной работы и проверить по режиму протекания через них максимальных токов КЗ.

8.1 Выбор разъединителей

Согласно схеме ТП 10/0,4 кВ на стороне высшего напряжения устанавливается разъединитель типа РЛНД-1-10 с приводом типа ПРНЗ-10.

Технические характеристики данного вида разъединителей приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Основные технические характеристики разъединителей РЛНД-1-10/400

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее, , кВ $U_{\text{НОМ}}$	10/12
Номинальная частота тока, Гц	50
Номинальный рабочий ток, , А $I_{\text{НОМ}}$	400
Ток динамической стойкости, кА $I_{\text{дин}}$	25
Ток термической стойкости , кА $I_{\text{терм}}$	10
Время протекания термической стойкости: - для главных ножей - для ножей заземления	4 1

Выбор и проверка разъединителей осуществляется по следующим условиям:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

Осуществим проверку разъединителей на примере ТП 2.

Ток, проходящий через разъединитель, будет следующий:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (49)$$

$$400 \geq 23,1 \text{ кА}$$

Условие проверки выполняется.

Проверка на термическую стойкость разъединителя проводится по выражению (40).

Тогда получается:

$$B_K = 0,85^2 \cdot (0,11 + 0,12) = 0,17 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальная термическая стойкость:

$$B_{K.\text{ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 10^2 \cdot 4 = 400 > 0,17 \text{ кА}^2\text{с}$$

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется как для выключателей согласно условию (39).

В данном случае условие выполняется: $1,207 \leq 25 \text{ кА}$.

Результаты расчета сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Проверка разъединителя на ТП 2

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_p$
$I_{\text{ном.}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб. макс.}} = 23,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{раб. макс.}}$
$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{у.КЗ.}\Sigma} = 1,207 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.КЗ}}$
$B_{\text{кном}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{красч}} = 0,17 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{красч}} < B_{\text{кном}}$

Таким образом, так как все условия выбора разъединителя соблюдаются, то по результатам проверки замену проводить не требуется.

На остальных существующих ТП также установлен разъединитель марки РЛНД-1-10/400. Проверка разъединителей для остальных ТП осуществляется аналогично, для всех разъединителей условия выполняются.

8.2 Выбор предохранителей

Для защиты трансформатора от токов короткого замыкания на высокой стороне устанавливаются предохранители.

Выбор предохранителей производится по:

- напряжению;
- току предохранителя (основания);
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки [10].

Предохранители, выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току.

Ток плавкой вставки предохранителя определяется выражением:

$$I_{пл.вст} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (50)$$

где – номинальная мощность трансформатора; $S_{тр}$

– номинальное напряжение сети. $U_{ном}$

Ток плавкой вставки округляется до ближайшего стандартного значения в большую сторону.

Например, для трансформатора 400 кВА, установленного на ТП 2:

$$I_{пл.вст} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А};$$

Примем к установке кварцевый токоограничивающий предохранитель типа ПКТ-101, результаты проверки сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Выбор предохранителей на стороне 10 кВ ТП 10/0,4

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном.} = 31,5 \text{ А}$	$I_{пл.вст} = 23,1 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{пл.вст}$
$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{по} = 0,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{откл.ном} \geq I_{по}$

Выбор предохранителей для ТП с другими значениями номинальной мощности трансформатора выполняется аналогично. Результаты выбора предохранителей сведены в таблицу 19.

Таблица 19 - Предохранители на стороне 10 кВ

№ ТП	$S_{тр}$, кВА	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$	Марка
КТП 1	100	5,77	20	ПКТ-101
КТП 2	400	23,1	31,5	ПКТ-101
КТП 3/1	630	36,37	40	ПКТ-102
КТП 3	630	36,37	40	ПКТ-102
КТП-4	630	36,37	40	ПКТ-102
КТП-5	630	36,37	40	ПКТ-102
КТП 6	630	36,37	40	ПКТ-102

Предохранители типа ПКТ (с кварцевым песком) изготавливают на напряжения (6÷35) кВ и номинальные токи (40 ÷ 400) А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-10 на 10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения сельских трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (51)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

где – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций. S_{Σ}

Расчет и выбор предохранителей покажем на примере линии Ф1 от ТП 2.

Для данного фидера расчетный ток равен 316,11 А.

Выбирается плавкая вставка предохранителя на номинальный ток 400 А. К установке принимается предохранитель марки ПН2-400.

Расчетные токи для всех фидеров определены в п. 4.2, таблица 5.

Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ сведен в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор предохранителей

Номер ТП	№ фидера	Ток линии	Тип 	$I_{номПР}$, А	I_B , А
КТП 1 (ул. Западная)	1	79,11	ПН2-100	100	80
КТП 2 (ул. Полевая партия)	1	316,11	ПН2-400	400	350
	2	175,67	ПН2-250	250	200
КТП 3/1 (котельная)	1	399,29	ПН2-400	400	400
	2	264,96	ПН2-400	400	300
КТП 3 (ул. Кувытинская)	1	280,9	ПН2-400	400	300
КТП-4 (ул. Школьная)	1	85,26	ПН2-100	100	100
	2	226,23	ПН2-250	250	250
	3	266,95	ПН2-400	400	300
	4	103,04	ПН2-250	250	150
КТП-5 (ул. Лесная)	1	202,24	ПН2-250	250	250
	2	93,51	ПН2-100	100	100
	3	373,88	ПН2-400	400	400
	4	261,76	ПН2-400	400	300

Замены предохранителей по фидерам 0,4 кВ КТП №6 не требуется.

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ [10].

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (52)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$(53) I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$(54) I_{\text{по}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B$$

Проверим предохранители на ТП1: ПН2-100/80.

Его справочные данные:

$$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}, \text{ А. } I_B = 100$$

Длительно допустимый ток защищаемой линии $I_{\text{дл.доп}} = 160 \text{ А}$.

Токи КЗ кА. $I_{\text{по}}^{(3)} = 2,75$

Проверка по согласованию с сечением проводника:

$$100 \leq 3 \cdot 160 \text{ А}$$

Проверка по разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$2,75 \leq 31,5 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$560 \geq 3 \cdot 80 \text{ А},$$

Так как все условия выполняются, то можно сделать вывод, что предохранитель выбран правильно.

8.3 Выбор автоматических выключателей

В качестве устройств защиты отходящих от ТП линий 0,4 кВ используются автоматические выключатели типа ВА. Выключатели предназначены для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6-30 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- напряжению установки;
- номинальному току;
- конструктивному исполнению;
- коммутационной способности;
- включаемому току;
- термической стойкости.

На каждой ТП выбираются автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_{\text{р.}} \quad (55)$$

где $I_{\text{р}}$ – максимальный рабочий ток.

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу.

Расчет приведен на примере ТП 3:.

$$I_{\text{р}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{389,21}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 561,8 \text{ А}$$

Принимается автоматический выключатель серии ВА51-39 с $I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А}$.

Результаты расчета сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
КТП 1 (ул. Западная)	54,81	79,11	100	ВА51-39
КТП 2 (отд. квартал)	328,04	473,50	630	ВА51-39
КТП 3/1	729,29	1052,68	1280	ВА53-43
КТП 3 (ул. Кувытинская)	389,21	561,80	630	ВА51-39
КТП-4 (ул. Школьная)	557,37	804,51	1000	ВА53-41
КТП-5	550,41	794,48	1000	ВА53-41
КТП 6	769,73	1111,04	1280	ВА53-43

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

8.4 Грозозащита подстанций и сети 10/0,4 кВ

От атмосферных перенапряжений трансформаторы 10/0,4 кВ потребительских подстанций типа КТП согласно типовому проекту защищаются комплектом ограничителем перенапряжения со стороны высшего напряжения.

На КТП шкафного или киоскового исполнения с воздушным вводом аппараты защиты устанавливаются на шкафу устройства ввода высокого напряжения.

На ВЛИ до 1 кВ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления несущего нулевого провода, защиты от атмосферных перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛИ, заземления разрядников [22].

В населенной местности с одно- и двухэтажной застройкой заземляющие устройства на ВЛИ должны иметь сопротивления не более 30 Ом, а расстояния между ними не более 100 метров (при числе грозových часов более 40).

Кроме того, заземляющие устройства должны быть выполнены на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей или которые представляют большую хозяйственную ценность.

8.4.1 Расчет контура заземления ТП

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Все металлические части электрических установок и электрического оборудования, которые могут оказаться под напряжением должны быть заземлены.

Расчет контура заземления выполнен из условия удельного электрического сопротивления грунта 150 Ом·м. Общее сопротивление не более 15 Ом. Учитывая, что удельное сопротивление земли более 100 Ом·м, сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 40 Ом. [5] ..

В качестве естественного заземлителя будет использована металлическая технологическая конструкция, частично погруженная в землю.

Заземлитель предполагается выполнить из вертикальных электродов из водогазопроводной трубы длиной $L = 3$ метра, диаметром $d = 32$ мм, верхние концы которых соединяются с помощью горизонтального электрода – стальной полосы сечением 4x40 мм длиной 50 м, уложенной в землю на

глубине $t = 0,8$ м. Глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли 0,7 метров.

Удельное сопротивление грунта (расчетное):

$$\rho_p = k_c \cdot k_1 \cdot \rho_{изм}, \quad (56)$$

где – коэффициент сезонности и коэффициент, учитывающий при какой влажности грунта производились измерения; $k_c \cdot k_1$

$\rho_{изм}$ – удельное сопротивление грунта, Ом·м.

Сопротивление одного круглого стержня, погруженного вертикально в землю, определяется по формуле:

$$R_{\sigma} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \quad (57)$$

где L – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

t – заглубление заземлителя (расстояние от поверхности земли до середины заземлителя), м.

Расчетное сопротивление растеканию горизонтального электрода:

$$R_{\rho} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \ln \frac{L^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \quad (58)$$

где L_2 – длина всего электрода, м;

b_2 – ширина электрода, м ;

t_2 – глубина залегания электрода, м.

Далее имея ввиду, что принятый заземлитель контурный, учитывая число вертикальных электродов и отношение a/L_B , по таблицам определяются коэффициенты использования электродов заземлителя – вертикальных и горизонтального.

Сопротивление группового заземлителя определяется по формуле:

$$R_{zp} = \frac{R_{\text{в}} \cdot R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{г}} + R_{\text{г}} \cdot n \cdot \eta_{\text{в}}} \quad (59)$$

где n – количество вертикальных электродов;

$\eta_{\text{в}}$ – коэффициент использования вертикального электрода;

$\eta_{\text{г}}$ – коэффициент использования горизонтального электрода.

Если величина сопротивления группового заземлителя окажется больше, чем требуемое (40 Ом согласно ПУЭ), необходимо увеличить в контуре заземлителя количество вертикальных электродов.

Производится расчет заземления по вышеперечисленным формулам:

Удельное сопротивление грунта для села Первомайское Тындинского района - где преобладают влажные пески принимается 150 Ом (справочное значение), тогда расчетное сопротивление будет иметь значение:

$$\rho_p = 1,6 \cdot 1 \cdot 150 = 240 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Находится сопротивление одного вертикального электрода, длина его принимается равной 3 м.:

$$R_{\text{в}} = \frac{240}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,032} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,8 + 3}{4 \cdot 1,8 - 3} \right) = 31,44 \text{ Ом}$$

Для горизонтального электрода:

$$\rho_p = 1,6 \cdot 1 \cdot 50 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_{\text{г}} = \frac{80}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 3,05 \text{ Ом}$$

Расстояние между вертикальными электродами принимаем равным 6 м, тогда исходя из того, что:

$$\frac{a}{L_{\text{в}}} = \frac{6}{3} = 2$$

Определяем по таблицам [5] коэффициенты использования заземлителей, приняв количество вертикальных электродов $n = 8$.

$$\eta_6 = 0,69$$

$$\eta_2 = 0,79$$

Находим сопротивление группового заземлителя:

$$R_{гр} = \frac{31,44 \cdot 3,05}{31,44 \cdot 0,69 + 3,05 \cdot 8 \cdot 0,79} = 2,34 \text{ Ом}$$

Расчетное сопротивление группового заземлителя соответствует требованиям п.1.7.101 ПУЭ ($R_{гр} \leq 4 \text{ Ом}$). Следовательно, проектируемый контурный заземлитель для трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, состоящий из 8 вертикальных электродов и горизонтального заземлителя длиной 50 м, может быть принят к установке.

8.4.2 Выбор и проверка ОПН

Основным средством защиты ПС от набегающих волн перенапряжения являются ОПН. Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения.

Выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа [3]:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Также одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.опн} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}} \quad (60)$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B} \quad (61)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ .

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (62)$$

где (63)
$$I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}$$

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Установку ОПН по данному проекту необходимо выполнить на всех реконструируемых трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ.

На стороне 10 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Основные характеристики ОПН на стороне 10 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальное напряжение ОПН, кВ	15
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	12
Остающееся напряжение при коммут.токе $U_{ост}$, кВ	29,7
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), кА	400
Длина пути утечки внешней изоляции, см	33

Произведем проверку выбранных ОПН 10 кВ (предварительный выбор).

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети (60):

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 6,1 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН (61):

$$12 \leq \frac{15}{1,23} \rightarrow 12 \leq 12,2 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока (62),(63):

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B} = \frac{36 - 29,7}{10} = 0,63 \text{ кА}$$

$$0,63 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН 10 кВ проходят предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. Для сетей 10 кВ достаточно проверок на предварительном этапе.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В условиях эксплуатации объекта СЭС возможны повреждения, выход из строя отдельных элементов. В ряде случаев повреждение должно быть ликвидировано в течение долей секунды, поэтому для определения места повреждения и подачи сигнала на отключение соответствующих выключателей устанавливаются специальные автоматические устройства, называемые устройствами релейной защиты.

9.1 Перечень защит

Защита силовых трансформаторов предусматривается в составе: основная защита, резервная защита и защита стороны НН.

Комплект основной защиты включает следующие защиты и устройства:

- дифференциальную токовую защиту от всех видов КЗ;
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- максимальная токовая защита от перегрузки;
- цепи технологических защит трансформатора.

Комплект резервных защит ВН трансформаторов должен содержать:

- двухступенчатую токовую защиту от многофазных КЗ с пуском по напряжению (ТО и МТЗ);
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- защита от неполнофазного режима;
- цепи автоматического ускорения резервных защит.

На стороне НН трансформаторов предусматривается максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению и защита минимального напряжения.

Комплекс РЗА элементов ЗРУ 10 кВ выполняется с использованием также микропроцессорных устройств, которые размещаются непосредственно в шкафах РУ внутренней установки для следующих ячеек:

- ввод секции шин 10 кВ;
- трансформаторов напряжения на секции шин 10 кВ;
- секционного выключателя 10 кВ;
- линии (отходящие присоединения) 10 кВ.

На отходящих линиях 10 кВ устанавливаются:

- двухступенчатая максимальная токовая защита, содержащая токовую отсечку (ТО) и МТЗ с автоматическим ускорением;
- защита от дуговых замыканий в ячейках ЗРУ 10 кВ (ЗДЗ).

9.2 Расчет защит

Для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [1].

К установке принимается терминал защиты СИРИУС-Л.

Воздушные линии составляют основную часть элементов электрических сетей, наиболее подверженную влиянию внешних факторов.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени.

1) Первая ступень МТЗ (токовая отсечка)

Токовая отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3-0,6 с.).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ:

$$I_{TO} = K_H \cdot I_{KЗ.max.}^{(3)}, \quad (64)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Определим ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = 1,2 \cdot 12,5 = 15,0 \text{ кА}$$

2) Вторая ступень МТЗ

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности [1].

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{зап.}}{k_{возр.}} \cdot I_{раб.}, \quad (65)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надёжности защиты ($k_{над}=1,2$),

$k_{зап.}$ – коэффициент запаса ($k_{зап.}=2,5$),

$k_{возв.}$ – коэффициент возврата ($k_{возв.}=0,9$),

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток.

Тогда для реконструируемой отходящей линии:

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 172 = 573,3 \text{ А};$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{CЗ}}, \quad (66)$$

где - величина двухфазного КЗ. $I_{КЗ}^{(2)}$

Тогда для менее удаленной ТП №1:

$$k_{ч} = \frac{2330}{573,3} = 4,06.$$

Коэффициент чувствительности защиты должен быть равен не менее двум. Из расчета видно, что защита проходит по условиям чувствительности.

Чувствительность соответствует заданным условиям.

Окончательное значение уставок уточнится в процессе эксплуатации.

3) Токовая защита от ЗНЗ

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.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей гармоники тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений $2.5 - 2.6 U_{\phi}$ при степени расстройки 0-5%;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Произведём расчёт тока ЗНЗ по следующей формуле:

$$I_{\text{ЗНЗ}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot I_{\Sigma}}{10} = \frac{10,5 \cdot 8,56}{10} = 8,98 \text{ А}, \quad (67)$$

где - номинальное напряжение сети; $U_{\text{ном}}$

l_{Σ} - суммарная длина СИП 10 кВ.

В нашем случае, ток ЗНЗ равен 8,98 А. Следовательно, данный вид защиты выполняется с действием на отключение, а не на сигнал, потому что ток ЗНЗ превышает значение 5 А.

9.3 Защита трансформатора 10/0,4кВ

Защиту трансформаторов со стороны высокого напряжения выполним предохранителем типа ПКТ -10.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

После срабатывания предохранителя необходимо снять плавкую вставку или патрон, чтобы подготовить аппарат для дальнейшей работы.

Ценными свойствами плавких предохранителей является простота устройства, относительно низкая стоимость, быстрое отключение цепи при коротких замыканиях, способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при К.З.

Наибольшее распространение получили кварцевые предохранители.

В кварцевых предохранителях (ПК) патрон заполнен кварцевым песком, где дуга гасится путем удлинения, дробления и соприкосновения с твердым диэлектриком.

Защиту трансформаторов ТП со стороны низкого напряжения – 0,4 кВ выполним автоматическими выключателями типа ВА.

Выбор и проверка данного оборудования выполнен в п.8.2 и п.8.3 данной ВКР.

9.4 Автоматика

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики Сириус содержат программную логическую часть, выполняющую функцию АПВ и АВР.

Эффективным мероприятием, позволяющим повысить надёжность питания электропотребителей, является автоматическое повторное включение (АПВ) элементов электроснабжения, которые были до этого отключены релейной защитой.

При снятии напряжения с повреждённой цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается, и цепь может быть вновь включена в работу. АПВ двукратного действия предусматриваем на отходящих фидерах напряжением не более 10 кВ согласно ПУЭ. АПВ однократного действия предусматриваем на вводах напряжением 10 кВ при раздельной работе трансформаторов, необходимой для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, несвязанных с внутренними повреждениями трансформатора.

Устройства АПВ выполнены так, что исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившейся при срабатывании релейной защиты, через определенное время (0,5-1,5 с) снова включается под напряжение, если нет запрета на включение или причина отключения элемента исчезла.

Устройство АПВ работает в едином комплекте с релейной защитой. При срабатывании релейной защиты на любом отходящем фидере ПС выключается выключатель и происходит пуск устройства АПВ, вызывая кратковременное срабатывание. Через некоторый промежуток времени $t_{АПВ}$ устройство вновь включает линию. Если короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным, и она останется в работе. Если же КЗ оказалось устойчивым, то после включения выключателя линия вновь отключается релейной защитой и остаётся в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом [1].

Для ускорения восстановления нормального режима работы электропередачи выдержку времени устройства АПВ принимаем минимальной.

Согласно ПУЭ устройства АВР предусматривается для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, которое приводит к обесточиванию электроустановок потребителя и для автоматического

включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройство АВР должно подключать резервный источник питания при исчезновении по любой причине питания от рабочего источника. Исчезновение напряжения на шинах может быть вызвано короткими замыканиями в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и присоединенной к шинам распределительной сети, а так же произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора. Включение резервного источника должно происходить после деионизации среды в случае неустойчивого короткого замыкания на сборных шинах, поэтому требуется, чтобы $t_{\text{АВР}} > t_{\text{д.с}}$. Это условие в сетях до 10 кВ выполняется автоматически, так как собственное время включения выбранных выключателей превышает время деионизации среды. Также устройство АВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроенным по времени от максимальных токовых защит присоединений. При включении резервного источника на устойчивое КЗ релейная защита должна обеспечить его отключение от поврежденного участка, чтобы сохранилось питание других присоединений.

Действие устройств АПВ и АВР необходимо согласовать следующим образом. При коротком замыкании на одной из линий повреждённая линия отключается релейной защитой. Устройства автоматики должны попытаться восстановить электроснабжение потребителей от своего источника питания путём АПВ. В случае успешного АПВ электроснабжение потребителей восстанавливается и АВР не требуется. Если же АПВ неуспешно, то должно сработать устройство АВР и подключить потребители к резервному источнику питания. Следовательно, выдержка времени у АПВ должна быть меньше, чем у АВР. Примем $t_{\text{АПВ}} = 1 \text{ с}$.

10 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Как было отмечено выше, в процессе реконструкции СЭС с. Первомайское, ВЛ будут выполнены на опорах с применением железобетонных стоек с навеской самонесущих изолированных проводов (СИП). К опорам посредством специальной арматуры подвешены СИП, их крепление осуществляется в основном с помощью металлоконструкций (крюков, бандажных лент и др.), поддерживающих и натяжных зажимов. Соединения и ответвления проводов осуществляются с помощью соединительных и ответвительных зажимов. Помимо линейной арматуры на ВЛИ могут устанавливаться сопутствующие элементы – мачтовые рубильники с предохранителями, ограничители перенапряжения, устройства для подключения переносных заземлений, патроны для плавких предохранителей защиты светильников уличного освещения и др.

Конструкция СИП состоит из нулевого и фазных проводников, покрытых изоляционной оболочкой и скрученных в один жгут. Изоляционная оболочка может быть выполнена из светостабилизированного термопластичного или сшитого полиэтилена. Вес виды механических нагрузок и воздействий на СИП должен воспринимать несущий нулевой провод.

На ответвлениях к вводу, выполняемых изолированными проводами, скрученными в жгут без несущего провода, механические нагрузки и воздействия воспринимаются каждым проводом жгута.

Дополнительно к фазным проводникам в жгут могут быть включены 1–2 изолированных проводника для уличного освещения или контрольные кабели.

Основными конструктивными особенностями ВЛИ по сравнению с традиционными воздушными линиями электропередачи с применением неизолированных проводов являются следующие:

1. Наличие изоляции на токоведущих жилах.
2. Отсутствие траверс и изоляторов.

3. Малое реактивное сопротивление ВЛИ, обусловленное минимальным расстоянием между проводниками, которое ограничивается только толщиной их изоляции.

Конструктивные особенности ВЛИ обуславливают ряд преимуществ таких линий по сравнению с традиционными ВЛ с АС проводами [15].

Основными преимуществами ВЛИ являются значительное повышение уровня надежности распределительных электрических сетей и, как следствие этого, снижение эксплуатационных затрат. Все преимущества ВЛИ можно объединить в три группы.

Первая группа – преимущества, которые сказываются при проектировании и монтаже.

1. Простота конструктивного исполнения линии (отсутствие траверс и изоляторов).

2. Простота исполнения нескольких ответвлений от одной опоры.

3. Простота исполнения многоцепных линий электропередачи, возможность исполнения четырех- и более цепных линий.

4. Простота совместной подвески линий уличного освещения.

5. Возможность совместной подвески нескольких цепей ВЛИ на опорах ВЛ 6–10 кВ и линиях связи.

6. Уменьшение безопасных расстояний от зданий и инженерных сооружений.

7. Возможность применения стоек опор меньшей длины.

8. Возможность прокладки СИП по стенам зданий и сооружениями.

9. Эстетичность конструктивного исполнения ВЛИ в условиях жилой застройки при отказе от опор и монтаже линии по фасадам зданий.

10. Эстетичность исполнения воздушных линий уличного освещения.

11. Отсутствие необходимости в вырубке просеки перед монтажом.

12. Простота монтажных работ и, соответственно, уменьшение сроков строительства.

Вторая группа – преимущества эксплуатации и безопасность.

1. Высокая надежность в обеспечении электрической энергией в связи с низкой удельной повреждаемостью.

2. Отсутствие многочисленных замен поврежденных изоляторов и дефектного провода.

3. Сокращение объемов и времени аварийно-восстановительных работ.

4. Резкое снижение (более 80%) эксплуатационных затрат по сравнению с традиционными ВЛ. Это обуславливается высокой надежностью и бесперебойностью электроснабжения потребителей, а также отсутствием необходимости в расчистке просек в процессе эксплуатации линии.

5. Практическое исключение коротких междуфазных замыканий и замыканий на землю.

6. Снижение веса гололеда и мокрого снега на проводах СИП по сравнению с неизолированными проводами.

7. Высокая механическая прочность проводов и, соответственно, меньшая вероятность их обрыва.

8. Пожаробезопасность, исключение коротких замыканий при схлестывании проводов или перекрытии их посторонними предметами.

9. Адаптация к изменению режима и развитию сети.

10. Уменьшение безопасных расстояний до зданий и инженерных сооружений.

11. Возможность выполнения работ на ВЛИ под напряжением без отключения потребителей (подключение абонентов, присоединение новых ответвлений).

12. Значительное уменьшение случаев электротравматизма при ремонте и эксплуатации линии.

13. Обеспечение безопасности работ вблизи ВЛИ.

Третья группа – преимущества, влияющие на качество электрической энергии, снижение технических и коммерческих потерь в воздушных распределительных сетях напряжением до 1 кВ.

1. Снижение потерь напряжения и технических потерь электрической энергии вследствие малого реактивного сопротивления СИП по сравнению с традиционными ВЛ.

2. Снижение технических потерь электрической энергии так же вследствие малого реактивного сопротивления СИП.

3. Снижение коммерческих потерь электрической энергии. Существенно ограничен несанкционированный отбор электроэнергии, так как изолированные, скрученные между собой жилы исключают самовольное подключение к ВЛИ путем выполнения наброса на провода.

4. Значительное снижение случаев вандализма и воровства. СИП практически не пригоден для вторичной переработки с целью получения цветного металла.

Для подвески и соединения СИП предусмотрено использование арматуры компании НИЛЕД, которая включает в себя поддерживающие, натяжные, ответвительные, соединительные зажимы и другие элементы.

Для крепления проводов магистрали ВЛИ 0,4 кВ на промежуточных опорах предусмотрен комплект подвески ES 1500 E, состоящий из универсального поддерживающего зажима PS 1500 LM+E, кронштейна CS 1500 E и подвижного звена ограниченной прочности, которое защищает ВЛ от механических повреждений.

Крепление проводов магистрали ВЛИ на опорах анкерного типа предусмотрено с помощью анкерных зажимов РА 1500 и РА 2200.

Анкерные или натяжные зажимы изготавливаются из алюминиевого сплава и устойчивы к коррозии.

Для проводов с несущей жилой сечением 54,6 и 70 мм² применяются натяжные зажимы РА 1500 с минимальной разрушающей нагрузкой 1500 даН, а сечением 95 мм² – зажимы РА 2200.

Ответвление от магистрали к вводам в здания (жилые дома) осуществляется с помощью герметичных зажимов Р 645 (сечение жил 6-150/4-35); Р 616

(сечение жил 6-95/1,5-16) или влагозащищенных зажимов Р 71, Р72 (два от- ветвления из одной точки).

При ответвлении одной магистральной линии от другой применяются герметичные зажимы Р 95.

Соединение несущей жилы в пролете следует выполнять при помощи соединительных зажимов МЖРТ N, обеспечивающих механическую прочность не менее 90 % от разрывного усилия несущей жилы. Допускается не более од- ного соединения несущей нулевой жилы в пролете.

Для соединения основных токопроводящих жил сечением от 35 до 120 мм² в пролете и в петлях опор применяются соединительные зажимы МЖРТ.

Для соединения заземляющего проводника с нулевой жилой СИП применяются зажимы Р71 и Р72 с отдельной затяжкой болта, соединение неизолированных проводников между собой может осуществляться при помощи зажима CD 35.

Для крепления СИП на стенах зданий и сооружений применяются кронштейны: СА 16, CS 10.3, анкерные зажимы: РА 1500, Ра 2200.

Для ответвления СИП от ВЛН следует применять герметичные зажимы N 95 либо влагозащищенные зажимы CD 71, CD 153 с отдельной затяжкой болтов.

Герметичные и влагозащищенные зажимы одинаково надежны, разница состоит в монтаже, цене, а также в том, влагозащищенные зажимы возможно использовать многократно на ответвлении [28].

Согласно требованиям главы 2.4 ПУЭ 7 издания, в начале и в конце каждой магистрали ВЛИ на проводах требуется устанавливать зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносного заземления.

Поэтому проектом предусмотрена установка зажимов РС 481 на первой концевой опоре каждой отходящей от ТП 10/0,4 кВ линии ВЛИ, а так же в конце каждой магистрали ВЛИ.

РС 481 состоит из герметичного зажима со встроенным адаптером, который снабжен байонетным замком для надежного и герметичного соединения, а также имеет лепестки с маркировкой 1,2,3, N.

Зажимы РС 481 устанавливаются на токопроводящих и нулевых жилах на весь срок службы.

В процессе эксплуатации к адаптеру зажима РС 481 подключается М6D (устройство для закорачивания), затем с помощью байонетного замка подключается переносное заземление МАТ. Этот способ переносного заземления является наиболее надежным и экономичным.

Не рекомендуется устанавливать на СИП другие зажимы для подключения переносного заземления, а тем более их снимать с ВЛИ. Это приведет к коррозии линии.

Переносные заземления так же могут подключаться к линии через мачтовые рубильники, этот вариант значительно дороже первого, но является менее трудоемким.

Для ограничения потребляемой мощности рекомендуется устанавливать на абонентских ответвлениях ограничитель мощности (ОМ), состоящий из корпуса предохранителя PF (сечением 16 или 25 мм²) и съемного предохранителя FG (от 2 до 63А). Монтаж ограничителя мощности (ОМ) производится при помощи пресс-клещей с вращающимися матрицами R 05.

Расчеты конструкций опор выполняются с учетом подвески одного или двух СИП-2А, двух проводов ПВ и провода ответвления к вводам в здание [28].

К установке взамен изношенных деревянных опор принимаются одноцепные железобетонные опоры, на базе железобетонных стоек СВ95 длиной 9,5 м с расчетным изгибающим моментом 2 и 3 тс·м.

Одноцепные опоры на базе стоек СВ95-2с применяются в I и II ветровых районах и в I-IV районах по гололеду.

Переходные одноцепные ж/б опоры ВЛИ 0,38 кВ разработаны на базе железобетонных стоек СВ105 длиной 10,5 м и СВ110 длиной 11 м.

Рекомендуется применять усовершенствованные конструкции железобетонных стоек, повышающие долговечность и электробезопасность их эксплуатации. Данные стойки имеют ряд преимуществ по сравнению с выпускаемыми ранее. В частности:

- 1) возможность применения в любых средах, в том числе и сильноагрессивной;
- 2) возможность применения в I-VII районах по ветру, в I-IV и особом районах по гололеду;
- 3) наличие универсального контакта для присоединения переносных заземлений;
- 4) заземление арматуры всей стойки;
- 5) наличие четырех заземляющих спусков;
- 6) улучшенное заземление опоры, обеспечивающее нормативное значение сопротивления (30 Ом) в населённой местности для большинства грунтов;
- 7) повышенные требования к арматуре, цементу и бетону.

Закрепление промежуточных опор П23, ПП23 в грунте предусматривается, как правило, без ригеля, в сверленные котлованы глубиной 2,2 м и диаметром 350-450 мм.

Несущая способность грунтов основания подкосных опор на вырывание F и на сжатие N должна превышать действующие расчетные нагрузки N_p и F_p .

Подкосные опоры УП23, А23, УА23, ПА23 устанавливаются без анкерных плит, если несущая способность грунтов основания подкосных опор превышает действующие расчетные нагрузки.

Для заземления опор на ж/б стойках в верхней и нижней их частях предусмотрены заземляющие проводники которые приварены к 2-м спускам, проходящим внутри ж/б стойки в качестве рабочей арматуры.

К нижнему заземляющему проводнику могут присоединяться дополнительные заземлители.

Заземляющее устройство должно выполняться согласно типового проекта 3.407-150 «Заземляющее устройства опор ВЛ 0,38 6-10, 20 и 35 кВ».

11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Под надежностью понимается свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность.

Электрические сети в сельской местности отличаются более низкой надежностью по сравнению с сетями других назначений. Поэтому, надежность электроснабжения присоединенных к данным сетям потребителей электроэнергии часто не соответствует требуемой. В этих условиях актуальным являются задачи повышения надежности с минимальными затратами при развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей.

Электрические сети напряжением 10 кВ в сельской местности представляют собой сложные разветвленные, воздушные линии, к которым на глухих ответвлениях подключены ТП 10/0,4 кВ. Линии 10 кВ, подключенные к сборным шинам одно- и двух трансформаторных ТП, резервируются от соседних ТП или шин своей же подстанции. Кроме того, в электрических сетях используют секционирование линии электропередачи. Линии 10 кВ секционируют и резервируют как линейными разъединителями, так и автоматическими секционными аппаратами (выключателями) и пунктами автоматического резервирования (выключателями с АВР).

Электрические сети обеспечивают электроснабжение различных потребителей (по мощности, требованиям к бесперебойности электроснабжения, графиками изменения потребляемой мощности во времени – графиками нагрузки и т.д.), присоединенных в различных точках. Отказ в электроснабжении хотя бы одного потребителя, присоединенного к системе электроснабжения (СЭС), приводит к невыполнению системной задачи снабжения потребителей электроэнергией в требуемом количестве, т.е. к недоотпуску электроэнергии [31].

Уровень надежности электроснабжения потребителей определяется четырьмя взаимозависимыми факторами:

- схемой электрической сети, степенью ее резервирования;
- надежностью элементов сети;
- объемом оснащённости сети средствами управления, автоматизации, телесигнализации и т.п.;
- организацией эксплуатации.

Распределительные сети 10 кВ выполнены, в основном, протяженными магистральными линиями; степень резервирования ТП 10/0,4 кВ длительное время не получают электроэнергию при любом аварийном устойчивом повреждении на линии или шинах 10 кВ. Таким образом, отказы элементов распределительных сетей приводят к отключению всех или части потребителей, которые обеспечивались электроэнергией.

В тоже время при отказах на линии 10 кВ и ТП шины напряжением 10 кВ практически остаются независимыми источниками для электроснабжения потребителей.

Особенностью сельских распределительных сетей являются недостаточная автоматизация послеаварийных переключений. Они выполняются, в основном, вручную действиями оперативно-выездной бригады (ОВБ). Поэтому, длительность отключения линии и перерыва в электроснабжении потребителей определяется длиной и конфигурацией линии, местами установки коммутационных аппаратов (КА), местными условиями оперативного обслуживания (состоянием дорог, наличием естественных преград и т.п.), последовательностью выполняемых ОВБ операций.

В условиях эксплуатации схемы СЭС, ее параметры и характеристики известны. На основе этих данных и информации о повреждаемости отдельных элементов электросети 10 кВ и выше возможно проведение расчетов надежности с целями:

- 1) определения показателей надежности электрических сетей и электроснабжения потребителей;
- 2) выбора способов повышения надежности;
- 3) определения технического и экономического эффекта от мероприятий по повышению надежности электроснабжения.

Для районной электрической сети характерна сравнительно невысокая плотность нагрузок и неравномерность их размещения на местности. Основная масса потребителей электроэнергии сконцентрирована в населенных пунктах; ПС сооружаются возле крупных населенных пунктов.

Надёжность оценивается с помощью показателей надёжности элементов энергосистем. Показатели надёжности (ПН) элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надёжности энергосистем, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надёжности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надёжности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей. Показатели надёжности не следует использовать для оценки надёжности отдельных видов оборудования [31].

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

Целью данного раздела является оценка экономической эффективности инвестиционного проекта и влияние на себестоимость передачи электроэнергии потребителей. Для достижения этих целей решаются следующие задачи:

- 1) Определение затрат на реализацию проекта;
- 2) Определение технико-экономических показателей электрических сетей 10/0,4 кВ;
- 3) Стоимостная оценка результатов реконструкции объекта;

Для системы электроснабжения с. Первомайское необходимо, в первую очередь, определить общие затраты на реконструкцию его внутреннего электроснабжения. В результате проектирования было выбрано все необходимое электрооборудование 10/0,4 кВ, которое требуется к установке.

12.1 Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию

Исходные данные по стоимости энергетического оборудования взяты по прайс-листам сайтов-производителей на 2017 года и приведены в таблицах 23-24. Трансформаторы подлежат замене на всех КТП, кроме ТП 3/1 и КТП 6, питающих модульные котельные.

Таблица 23 - Исходные данные по стоимости трансформаторов 10/0,4 кВ

№КТП	Тип трансформаторов	Нсумм, шт	Стоимость одного т-ра, тыс. руб. ед.
КТП 1 (ул. Западная)	ТМ-100/6 УЗ	1	93,595
КТП 2 (отд.квартал)	ТМ-400/6 УЗ	1	198,15
КТП 3 (ул. Кувытинская)	ТМ-630/6 УЗ	1	317,22
КТП-4 (ул. Школьная)	ТМ-630/6 УЗ	1	317,22
КТП-5	ТМ-630/6 УЗ	1	317,22
Общая стоимость			1243,405

Таблица 24 – Исходные данные по стоимости нового оборудования

Наименование	Марка	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
Автоматические выключатели	ВА53-41	2	69,38	138,76
	ВА51-39	3	12,03	36,09
	ВА53-43	2	111,15	222,30
Предохранители 0,4 кВ:	ПН2-100	3	0,08	0,24
	ПН2-250	4	0,125	0,50
	ПН2-400	7	0,322	2,25
Предохранители 10 кВ	ПКТ-101	2	1,665	3,33
	ПКТ102	3	2,250	6,75
Итого				410,22

При расчете капиталовложений в электроснабжение села также учитывается цена 1 метра СИП, где стоимость на прямую зависит от сечения провода и стоимость монтажных работ на реконструкцию электрической сети.

Данные по стоимости 1 м СИП-3 и СИП-2А представлены в таблицах 25-26.

Таблица 25 – Исходные данные по стоимости ВЛ 10 кВ

Линия	Сечение	Длина, м	Удельная стоимость, руб/м	Общая стоимость, тыс. руб.
СИП-3	1×50	6610	47,66	315,03
СИП-3	1×35	1940	34,98	67,86
ИТОГО				382,89

Таблица 26 – Исходные данные по стоимости СИП-2

Провод	Сечение	Длина, м	Удельная стоимость, руб/м	Общая стоимость, тыс. руб.
СИП-2А	3х120+95	1260	341,27	430,00
СИП-2А	3х95+95	780	272,16	212,28
СИП-2А	3х70+54,6	1170	232,85	272,43

СИП-2А	3x50+54,6	720	179,5	129,24
СИП-2А	3x35+35	1424	143,89	204,90
Итого		5350		1248,86

12.2 Затраты на реализацию проекта

Для реконструкции системы электроснабжения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

1) Расчет капиталовложений на замену ВЛ 10 и 0,4 кВ

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на ж/б опоры, СИП, на их монтаж, транспортировку и демонтаж старого оборудования.

В данном проекте учитывается фидер ВЛ 10 кВ Ф24 от ПС 220/35/10 кВ Тында до КТП и от КТП до потребителей проходящие по территории села.

Капиталовложение на демонтаж и сооружение питающих линий 10/0,4 кВ определяются:

$$K_{ВЛ} = K_{ж/б} + K_{СИП} + K_{СМР} + K_{тран} + K_{демонтаж} \quad (68)$$

где – стоимость ж/б опор, руб. (принимается СВ-105-5 – 10000 руб за 1 опору, СВ-95-5 – 7600 руб. за 1 опору); $K_{ж/б}$

$K_{СИП}$ - стоимость провода СИП, руб.

$K_{СМР}$ - стоимость строительного-монтажных работ, (12,5 % $K_{оборуд.}$), руб;

$K_{тран}$ – стоимость транспортировки к месту установки (5 % $K_{ж/б.опор.}$), руб;

$K_{демонтаж}$ – стоимость демонтажа деревянных опор, (6 % $K_{опор.}$), руб;

Капиталовложения в ВЛ 10 кВ:

$$K_{ВЛ10кВ} = 1500 + 382,89 + 236,24 + 75,0 + 90 = 2284,13 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в ВЛ 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ0,4кВ} = 988,0 + 1248,86 + 279,6 + 62,44 + 75,1 = 2654,0 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в ВЛ 10 кВ и ВЛ 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ10кВ} + K_{ВЛ0,4кВ} = 4938,13 \text{ тыс.руб}$$

2) Расчет капиталовложений на реконструкцию КТП 10/0,4 кВ

Стоимость реконструкции КТП зависит от его типа и мощности, количества, а также уровня номинального напряжения силового трансформатора. Данные к расчету принимаются по таблицам 23 и 24.

Капитальные затраты на КТП будут определяться по формуле:

$$K_{КТП} = K_{ТРС} + (K_{ПКТ} + K_{АВ} + K_{ПН}) + K_{СМР} + K_{тран} + K_{демонтаж} \quad (69)$$

где – стоимость силового трансформатора, руб.; $K_{ТРС}$

$(K_{ПКТ} + K_{АВ} + K_{ПН})$ – стоимость предохранителей, выключателей, руб.

$K_{СМР}$ – стоимость строительно-монтажных работ, (5 % $K_{оборуд.}$), руб;

$K_{тран}$ – стоимость транспортировки к месту установки (1 % $K_{оборуд.}$), руб;

$K_{демонтаж}$ – стоимость демонтажа, (1 % $K_{оборуд.}$), руб;

$$K_{КТП} = 1243,405 + 410,22 + 82,6 + 16,53 + 12,435 = 1765,19 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем суммарные капиталовложения в реконструкцию сети электроснабжения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{КТП} = 4938,13 + 1765,19 = 6703,32 \text{ тыс.руб.} \quad (70)$$

12.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$И = И_{Р.О.} + И_A + И_{\Delta W}, \quad (71)$$

где – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования; $И_{Р.О.}$

$И_A$ – ежегодные издержки на амортизацию;

$И_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

1) Определение амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции;

для i -го вида оборудования определяются по формуле:

$$I_A = \sum_i K_i \cdot \frac{1}{T_{сл\ ам,i}}, \quad (72)$$

где $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования ($T_{сл} = 25$ лет).

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{6703,32 \cdot 10^3}{25} = 268,13 \text{ тыс.руб.}$$

2) Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.КТП} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.КТП} \cdot K_{КТП}, \quad (71)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,008$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [24, табл.6.2];

$\alpha_{P.O.ЛС} = 0,0059$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП [24, табл.6.2].

$$I_{P.O.} = 0,008 \cdot 4938,13 \cdot 10^3 + 0,059 \cdot 1765,19 \cdot 10^3 = 143,65 \text{ тыс. руб.}$$

3) Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (72)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 212,77$ руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии на территории Тындинского района Амур. области на 1 полугодие 2018 год.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{КТП}, \quad (73)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ 10 кВ;

$\Delta W_{КТП}$ – потери мощности в трансформаторах.

Где потери мощности в трансформаторе вычисляются, МВт*ч:

$$\Delta W_{КТП} = \Delta P_x \cdot T_{год} + \Delta P_{кз} \cdot k_{з.факт} \cdot \tau, (74)$$

$$\Delta W_{\Sigma КТП} = 106,49 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma ВЛ10кВ} = 127,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 106,49 + 127,33 = 233,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 233,82 \cdot 212,77 = 49,75 \text{ тыс.руб.}$$

Исходя из данных электросетевой компании, потери электроэнергии на 2016-2017 гг. были больше, а, следовательно, и расходы на потери были гораздо выше.

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКСПЛ.}} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 268,13 + 143,65 + 49,75 = 461,53 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, определены эксплуатационные издержки для схемы внутреннего электроснабжения села после реконструкции.

Приведенные затраты (затраты за 1 год) находим по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I (75)$$

где $E_H = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

$$Z = 0,1 \cdot 6703,32 + 461,53 = 1131,85 \text{ тыс.руб.}$$

12.4 Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности проекта является оценка выручки от реализации проекта [33]. Для реконструкции такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, (76)$$

где – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт*ч; W_t

$N = 1$ – число потребителей (один населенный пункт);

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя (для Амурской области на 1 полугодие 2018 год) 2,49 руб/кВт·ч.

– доля D_i i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

Определяем суммарную электроэнергию, передаваемую ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.год.} \cdot T_G, (77)$$

где – среднегодовая потребленная электроэнергия, приходящаяся на Ф24, кВт (с п.3.3); $\Sigma P_{cp.год.}$

T_G – число часов использования в году, ч.

$$W = 2,66 \cdot 1800 = 4788 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 4788 \cdot 2,49 \cdot 1 = 11922,12 \text{ тыс.руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций в реконструкцию составит:

$$T_{ок} = \frac{K}{O_{ИП}} = \frac{6703,32 \cdot 10^3}{11922,12 \cdot 10^3} \approx 0,6 \text{ года (78)}$$

Таким образом, средствами потребителей – реконструкция окупит себя через полгода функционирования обновленной сети.

В сетевой организации обычно заранее происходит планирование бюджета на техперевооружение сетей, и общая сумма на эти цели уже заложена в тарифах на оплату электроэнергии.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной ВКР осуществляется реконструкция системы внутреннего электроснабжения с. Первомайское Тындинского района Амурской области. Проект включает в себя: реконструкцию электрической сети 10/0,4 кВ села с заменой устаревших трансформаторных подстанций.

Исходя из требований ПУЭ, для реконструируемых сетей в небольших населенных пунктах, линии электропередачи следует выполнять самонесущими изолированными проводами (СИП). Поэтому все воздушные линии сетей 10 и 0,4 кВ в поселке, выполненные сталеалюминевыми проводами (АС) предусматривается заменить на СИП.

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы техники безопасности при монтаже самонесущих изолированных проводов и работе на опорах, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия в трансформаторных подстанциях.

13.1 Безопасность

Безопасность труда в строительстве и эксплуатации электроустановок следует производить в соответствии со СНиП 12-03-01, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Строительные, монтажные, наладочные работы и эксплуатацию электроустановок при реконструкции системы электроснабжения с. Первомайское следует производить в соответствии с требованиями "Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ" РД 34.03.285-97 и "Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2014 г. (ПОТ ЭЭ).

13.1.1 Техника безопасности при монтажных работах СИП

Работы по монтажу и наладке ВЛ 10/0,4 кВ необходимо осуществлять в соответствии с рабочей документацией, придерживаясь соответствующих правил безопасности.

При прохождении ВЛИ по лесным массивам и зеленым насаждениям вырубка просек не требуется. При этом расстояние от проводов до деревьев и кустов при наибольшей стреле провеса СИП или наибольшем отклонении должно быть не менее 0,3 м.

К работам допускается только специально обученный персонал. Все электромонтажные работы следует выполнять, в две стадии:

1. Работы по монтажу опорных конструкций;
2. Работы по монтажу проводов.

Мероприятия и ограничения для обеспечения техники безопасности:

1) Просека по трассе ВЛ должна быть очищена от вырубленных деревьев и кустарников. Сжигание сучьев и других порубочных остатков следует производить в разрешенный для этого период времени.

2) Запрещается производство работ или нахождение рабочих под монтируемым оборудованием.

3) Металлические корпуса части оборудования должны быть заземлены.

4) Работы следует производить в защитной каске и перчатках, а в качестве обуви использовать резиновые сапоги.

5) Запрещается поправлять витки провода на барабане во время его раскатки

6) При подвеске, визировании и закреплении проводов в поселке, на участке необходимо разместить соответствующие плакаты и выставить наблюдающих.

7) Запрещаются монтажные работы при приближении и во время грозы.

8) Запрещается натяжение проводов СИП при скорости ветра более 10-12 м/с.

13.1.2 Безопасность при работе на опорах

Проектом предусмотрена полная замена деревянных изношенных опор на железобетонные опоры для сетей 10/0,4 кВ по всему селу.

Работы по демонтажу опор и проводов ВЛ, а также по замене элементов опор должны проводиться по технологической карте или ППР в присутствии руководителя работ.

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне и т. п.), определяются на месте производителем или руководителем работ.

Работы по усилению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т. е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

Запрещается нарушать целостность проводов и снимать вязки на промежуточных опорах без предварительного укрепления опор.

Подниматься на опору разрешается членам бригады:

с группой III—при всех видах работ до верха опоры;

с группой II — при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ—не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор;

с группой I—при всех видах работ не выше 3 м от земли (до ног работающего).

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять работники, имеющие группы по электробезопасности, установленные настоящими Правилами для выполнения этих работ.

1) При подъеме на деревянную и железобетонную опоры строп предохранительного пояса следует на деревянных опорах заводить за стойку, а на железобетонных заводить за стойку или прикреплять к лазу.

2) Запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

3) При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения.

4) При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

5) Запрещается откапывать сразу обе стойки опоры при замене одинарных и сдвоенных приставок П- и АП-образных опор. Следует заменить приставку на одной стойке опоры, закрепить бандажи и утрамбовать землю и только тогда приступать к замене приставок на другой стойке. Заменять сдвоенные приставки необходимо поочередно.

6) Запрещается находиться в котловане при вытаскивании или опускании приставки.

7) Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет руководитель работ, а если он не назначен, то работник, выдающий наряд.

При работах на изолирующих подвесках разрешается перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу. Если длина

стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады попускает по мере необходимости.

При работе на натяжной изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу или за предназначенное для этой цели приспособление.

На поддерживающих и натяжных многоцепных изолирующих подвесках допускается закреплять строп предохранительного пояса за одну из гирлянд изоляторов, на которой работа не ведется. Запрещается закреплять этот строп за гирлянду, на которой идет работа.

В случае обнаружения неисправности, которая может привести к расщеплению изолирующей подвески, работа должна быть прекращена.

Запрещается при подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении находиться на этих траверсах или стойках под ними.

Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять члены бригады с группой II. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны).

Категорически запрещена работа кранов и других механизмов под действующими ВЛ без их отключения и полного заземления [11].

13.2 Экологичность

Под экологичностью проекта понимается воздействие электрической сети села Первомайское на окружающую среду в целом, и на жителей в частности.

Проект разработан с учетом требований законодательства об охране природы и основ земельного законодательства Российской Федерации.

Реконструируемые ВЛ в Первомайском предназначены для передачи электроэнергии напряжением 10/0,4 кВ. Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную), также воздействие электромагнитных полей (ЭМП) для сетей 10/0,4 кВ будет минимальным.

ВЛ 10/0,4 кВ не является источником шума, т.к. на проводах ВЛ данного напряжения не возникают местные коронные разряды, являющиеся источником шума.

В результате реализации планируемой деятельности необходимо установить арендные обязательства на использование земельных ресурсов. Краткосрочная аренда (временное пользование) - для организации строительства, долгосрочная аренда (постоянное пользование) под проектируемые объекты.

При выполнении земляных работ может образоваться лишний грунт, который должен вывозиться с трассы в пониженные места рельефа или разравниваться на месте, исключая тем самым, заболачивание, размывы и засоление нарушенных земель.

Во время строительства и эксплуатации ВЛ и ТП 10/0,4 кВ с. Первомайское при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет (земли, на которых размещаются рассматриваемые объекты, не подвергаются ощутимому нарушению, затоплению, подтоплению, иссушению).

Мероприятия и ограничения направленные на сохранение природной среды от вредных воздействий при реализации проекта:

1. В течении всего периода строительства и эксплуатации проектируемых объектов исключается создание новых автомобильных дорог.

2. Выполнение строительно-монтажных работ исключительно в пределах полосы отвода.

3. График использования и передвижения строительных машин и механизмов составляется таким образом, чтобы исключить или минимизировать холостые перегоны техники, не связанные непосредственным выполнением строительных работ.

4. Выполнять своевременную рекультивацию земель, нарушаемых при строительстве объекта:

- снятие и использование почвенного слоя для рекультивации нарушенных земель.

- уборку строительного мусора

- засыпка и выравнивание рытвин и ям, включающая окончательную планировку бульдозером.

5. Оттаивание грунта в зимних условиях с помощью пожогов запрещается.

6. Во избежание шума, издаваемого машинами, запрещена работа механизмами в ночное и вечернее время суток.

7. Работа транспорта на холостом ходу запрещается, во избежание загрязнения воздуха окисью углерода и окисью азота.

При строительстве новых воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций, как и при любом другом виде деятельности, возникают определенные экологические опасности. Эти опасности можно избежать или минимизировать их отрицательные последствия, если следовать рекомендациям по охране окружающей среды.

13.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, которая может произойти в системе электроснабжения с. Первомайское - пожар в ТП 10/0,4 кВ, пожар на воздушной линии.

Ниже рассмотрены случаи – возможные пожары в реконструируемой системе электроснабжения поселка и правила их тушения.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами

воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов. При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Тушение пожаров на воздушных линиях электропередачи:

При пожаре на деревянных конструкциях опор действующих ВЛ до 10 кВ включительно и опор линий связи или радиофикации может проводиться тушение их под напряжением водой с соблюдением требований электробезопасности и минимально допустимых расстояний.

При пожаре на конструкциях опор ВЛ напряжением выше 10 кВ линии должны быть отключены коммутационными аппаратами и заземлены дежурным персоналом на электрических станциях или трансформаторных подстанциях и при необходимости вблизи места пожара.

Тушение пожара на масло- и мастиконаполненном оборудовании (силовых и измерительных трансформаторах, вводах, конденсаторах связи, кабельных муфтах), смонтированном на опорах ВЛ напряжением до 110 кВ, может проводиться под напряжением распыленной водой с соблюдением требований правил электробезопасности и минимально допустимых расстояний.

Тушение низовых пожаров около опор ВЛ, а также на трассе этих линий в пределах охранных зон может проводиться без отключения линий электропередачи с соблюдением безопасных расстояний до проводов. При этом может использоваться вода или другие огнетушащие средства.

Тушение пожаров на торфяниках в пределах охранных зон ВЛ напряжением 10 кВ и выше должно производиться со снятием напряжения и заземлением линий на подстанциях и при необходимости вблизи места пожара.

Работники организаций и подразделений по чрезвычайным ситуациям, пожарные автомобили и другая техника должны располагаться в стороне от мест возможных подземных пожаров и провалов грунта.

При тушении пожаров на трассах в коридоре параллельных ВЛ необходимо соблюдать безопасные расстояния до проводов линий, находящихся под напряжением. При этом пожарная техника должна заземляться.

При возникновении пожара на трассе ВЛ в зоне радиоактивного загрязнения местности должны приниматься дополнительные меры по защите персонала и сокращению времени тушения пожара. При этом должны использоваться средства индивидуальной защиты от ионизирующих излучений с последующей их дезактивацией в установленном порядке.

При необходимости тушения наземных пожаров на трассах ВЛ напряжением 6-35 кВ включительно вблизи возможных мест падения проводов на землю эти линии должны быть отключены дежурным персоналом электростанции или подстанции в кратчайшее время и заземлены. При этом пожарная техника должна быть установлена вне охранной зоны ВЛ и заземляться с помощью переносных заземлителей, но не ближе 20 м от места видимого замыкания на землю.

Тушение пожаров на отдельностоящих ТП напряжением 10 кВ по всей схеме электроснабжения поселка должно проводиться со снятием напряжения, путем отключения выключателя питающей линии на подстанции или ближайшего к месту пожара коммутационного аппарата (выключателя или выключателя нагрузки) в закрытых ТП или секционирующих КРУН 10 кВ.

Разъединитель перед ТП должен быть отключен дежурным или электротехническим персоналом организации (объекта), имеющим право оперативных переключений. При наличии на разъединителе стационарных заземляющих ножей в сторону ТП необходимо включать их быстро с помощью дополнительной рукоятки-трубы к приводу с использованием диэлектрических перчаток и бот.

Не допускается отключать под нагрузкой горящий силовой трансформатор ТП установленным перед ним разъединителем 6-10 кВ во избежание возникновения электрической дуги на разъединителе из-за возможного выброса

масла из трансформатора и попадания его на персонал по причине незначительного расстояния между ТП и приводом разъединителя.

Допускается тушить горящий силовой трансформатор и другое электрооборудование ТП до 110 кВ включительно без снятия напряжения водой из пожарных стволов путем подачи ее от пожарной техники с предварительным заземлением стволов и насосов пожарных автомобилей переносными заземляющими устройствами, применением индивидуальных электрозащитных средств (диэлектрических перчаток и бот) и минимально допустимых [16].

Категорически запрещается прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре в случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения.

На случай возникновения пожара на распределительной подстанции будут применяться следующие средства пожаротушения: четыре углекислотных (ОУ-8) огнетушителя, два ящика с песком объемом 0,5 м³ расположенных вблизи трансформаторов и укомплектованные совковыми лопатами.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара должны осуществлять назначенные для этого лица. Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей. Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был разработан вариант реконструкции схемы электроснабжения села Первомайское Тындинского района.

При реконструкции внутреннего электроснабжения 10 кВ согласно планированию, необходимо осуществить замену трансформаторов в КТП и выключателей в ячейках КРУ 10 кВ на ПС, замену неизолированных проводов АС на самонесущие изолированные провода, демонтаж деревянных и монтаж железобетонных опор на участках, где это требуется.

Все выбранные провода проверены на потерю напряжению и потерю электроэнергии, определено конструктивное исполнение сети.

В работе осуществлен расчет токов коротких замыканий для правильного выбора заменяемой защитной аппаратуры (предохранителей и автоматических выключателей).

Для защиты линий 10 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе терминала Сириус. Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации.

Спроектированная система электроснабжения характеризуется высокой надежностью, минимальными потерями в сети и новейшим электрооборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

В работе осуществлено технико-экономическое обоснование проекта, определен простой срок окупаемости.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации оборудования 10 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. –М. 2006 г.
- 2) ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введен 2014.07.01
- 3) ГОСТ Р 53735.5 – 2009 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на номинальные напряжения 3-750 кВ; введ. 2011.01.01. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2011. – 86 с.
- 4) Григорьев В.В. Справочные материалы по электрооборудованию систем электроснабжения/ В.В. Григорьев, Э.А. Киреева: - М. Энергоатомиздат, 2002 г. – 486 с.
- 5) Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов/ П.А. Долин – М.: Знак, 2000 г. – 440 с.
- 6) Информация о порядке закупки ОАО «ДРСК» электрической энергии для компенсации потерь в сетях: [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://drsk.ru/tarify_poter_18.html- 08.01.2018
- 7) Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 8) Киреева Э.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий/ Э.А. Киреева, С.А. Цырук: - М. НТФ «Энергопрогресс», 2005 г. – 96 с.
- 9) Козлов В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие. – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 10) Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие/ Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», – 2002. – 320 с.
- 11) Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НИЦ ЭНАС., 2003.

- 12) Многофункциональные счетчики Меркурий 230AR. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.incotexcom.ru/m233art.htm> - 24.12.2017
- 13) Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 500 кВ. N 14278ТМ-Т1. (утв. Минтопэнерго 20.05.1994).
- 14) Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие/ Г.Н. Ополева – М.: ФОРУМ-М, 2006. – 480 с.
- 15) Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 3. – Санкт-Петербург, ENSTO, 2007. – 135 с.
- 16) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153-34.0-03.301-00. – СПб.: Издательство Деан, 2001.
- 17) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России – СПб: ООО Альтернативная полиграфия. 2003. – 312 с.
- 18) Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 19) РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности на энергетических предприятиях. М., 2000.
- 20) РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М., 2001.
- 21) РД 34.20.185-94 с изм.от 1999. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. М., 1999.
- 22) Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений/ под ред. Н.Н. Тиходеева – 2-ое изд. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 23) СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., 2003.
- 24) Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

- 25) Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.
- 26) СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
- 27) Типовой проект 3.407-150 «Заземляющее устройство опор ВЛ 0,38-10, 20 и 35 кВ»
- 28) Типовой проект. Шифр 25.0012 «Одноцепные, двухцепные и переходные ж/б опоры ВЛИ 0,38 кВ с СИП-2А с линейной арматурой ООО «НИЛЕД» - 2005 г.
- 29) Трансформаторы силовые масляные типа ТМ и ТМГ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.vniir.ru/production/cat/cat/abs-vniir-trans.pdf> - 23.12.2017
- 30) Трансформаторы тока 10 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tol-10.html> - 03.01.2018
- 31) Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов/ В.И. Трубицын – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.
- 32) Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. - Москва: НТФ «Энергопрогресс», 2007
- 33) Экономика и управление энергетическими предприятиями/ под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Академия, 2004. – 432 с.
- 34) Электротехнический справочник: В 4-х т. Т4/ под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др. (гл. ред. А.И.Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 696 с.