

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения с.п. Сингапай, Нефтеюганского  
района, ХМАО-Югра

Обучающийся

Р.Р. Сираев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Федяй

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

В данной работе выполнена частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра.

Заменены неизолированные провода АС на самонесущие изолированные провода, а деревянные опоры на железобетонные, типов СВ-95 и СВ-105. Выбрано новое конструктивное исполнение сети. Данные мероприятия позволят существенно снизить как технические, так и коммерческие потери. Подробно рассмотрено наружное уличное освещение с применением современных технологий.

Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации. В организационно-экономической части определена инвестиционная привлекательность и срок окупаемости проекта. Рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации оборудования 10 кВ, оценена экологичность проекта, выполнен расчет заземления трансформаторной подстанции.

В работе использованы программы Microsoft Excel и Word. Работа, помимо расчётно-пояснительной записки объёмом 66 печатных страниц, включает также 6 листов графической части, выполненных в ОС «AutoCAD 2019».

## Содержание

Введение.....	4
1 Исходная характеристика объекта реконструкции .....	7
1.1 Анализ исходных данных по системе электроснабжения поселка.....	7
1.2 Анализ технического состояния системы электроснабжения посёлка .....	11
2 Реализация мероприятий по реконструкции системы электроснабжения посёлка.....	14
2.1 Расчет электрических нагрузок потребителей.....	14
2.2 Расчет электрических осветительных нагрузок.....	17
2.3 Электрический расчет и выбор сетей 0,4 кВ.....	19
2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.....	22
2.5 Электрический расчет и выбор сетей 10 кВ.....	25
2.6 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	28
2.7 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.....	33
2.8 Выбор и проверка электрических аппаратов 10 кВ.....	36
2.9 Выбор и проверка электрических аппаратов 0,4 кВ.....	41
2.10 Расчёт релейной защиты питающей воздушной линии 10 кВ .....	43
3 Техничко-экономическое обоснование проекта реконструкции .....	49
4 Безопасность проекта реконструкции посёлка .....	56
4.1 Безопасность жизнедеятельности в системе электроснабжения посёлка..	56
4.2 Расчёт контура заземления ТП-10/0,4 кВ посёлка.....	59
Заключение .....	62
Список используемой литературы .....	65

## Введение

Известно, что строительство и реконструкция жилых посёлков в Российской Федерации играют важную роль в государственной политике по обеспечению населения достойным жильем. Эти процессы направлены на решение социально-экономических задач, таких, как улучшение жилищных условий, поддержка молодых семей, развитие инфраструктуры и повышение качества жизни граждан.

Государственная поддержка включает в себя предоставление земельных участков, субсидии, льготы и другие меры стимулирования. Развитие инфраструктуры, в частности, строительство дорог, систем современных коммуникаций (электроснабжение, водоснабжение, водоотведение), а также создание образовательных и медицинских учреждений, неукоснительно сопровождает процессы строительства и реконструкции жилых объектов любой сложности и направления. Соблюдение стандартов и экологические аспекты также являются важными аспектами данного процесса.

Таким образом, жилые объекты вводятся в эксплуатацию совместно с предприятиями и коммуникациями инфраструктуры, что позволяет задействовать весь производственный потенциал для ввода объектов в эксплуатацию и обеспечения их качественной и долгосрочной работы.

Одним из наиболее важных систем жилой инфраструктуры является система электроснабжения объектов жилого фонда. Известно, что несоответствие установленным нормам систем электроснабжения жилых объектов влечёт за собой возникновение перегрузок, обрывов проводников, выхода из строя электрооборудования питающих и распределительных сетей и подстанций, а также многочисленные ненормальные и аварийные режимы на данных объектах и объектах энергосистемы в целом.

Таким образом, поддержка параметров надёжности, экономичности,

бесперебойности, безопасности и экологичности систем электроснабжения жилых объектов на должном уровне, является важнейшей задачей электроэнергетики гражданских сооружений.

Известно, что достичь данной цели можно тремя способами на следующих стадиях: проектирования, модернизации или реконструкции системы электроснабжения объекта. Данные аспекты формируют актуальность исследования, проведённого в работе [20].

Целью работы является частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения, посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра.

Установлено, что к 2025 году в посёлке планируется строительство новой школы, спортзала, а также водонапорной башни и котельной. Кроме того, планируется ввод в эксплуатацию новых жилых объектов. Все новые потребители планируется подключить на две новых ТП-10/0,4 кВ – ТП-30п и ТП-31п. Таким образом, в работе необходимо провести частичную реконструкцию схемы системы электроснабжения посёлка, обусловленной вводом в эксплуатацию новых потребителей.

Объектом исследования является система электроснабжения посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра.

В качестве предмета исследования рассматриваются параметры надёжности, экономичности, безопасности и экологичности, присущие объекту исследования.

Для достижения основной цели работы, предлагается решить следующие основные поставленные задачи:

- детально рассмотреть и провести анализ общей характеристики объекта исследования, характеристику климатических и топографических условий, а также требования, предъявляемые к системам электроснабжения жилых объектов. На основании представленной

- информации и аналитических данных, провести обоснование реконструкции системы электроснабжения посёлка;
- провести разработку и технический расчёт мероприятий по реконструкции объекта. Данное направление достигается с помощью двух этапов: на первом этапе проводится расчёт параметров электрической сети, включающий расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания, а на втором этапе предполагается выбор и проверка оборудования электрической сети объекта реконструкции (выбор трансформаторов, проводников, электрических аппаратов и системы релейной защиты питающей сети посёлка).
  - разработать рациональный комплекс мероприятий по охране труда, детально рассмотреть вопросы по обеспечению норм электробезопасности, пожарной безопасности и экологической безопасности на объекте исследования;
  - рассчитать необходимые экономические показатели проекта реконструкции и модернизации системы электроснабжения посёлка. Провести анализ исходных данных для экономического расчёта. При этом основное внимание уделить расчёту капиталовложений, суммарных эксплуатационных издержек, суммарной стоимости проекта, а также вероятному сроку его окупаемости. На основании последнего, необходимо сделать вывод о целесообразности внедрения данного проекта.

Значит, в результате выполнения работы, необходимо выбрать, обосновать и предложить для практического применения мероприятия, позволяющие выполнить качественную реконструкцию системы электроснабжения посёлка Сингапай, а также его основного оборудования, с высокими показателями надёжности, бесперебойности электроснабжения, экономичности и электробезопасности принятых решений.

# **1 Исходная характеристика объекта реконструкции**

## **1.1 Анализ исходных данных по системе электроснабжения поселка**

Посёлок Сингапай Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа - Югры является небольшим населённым пунктом, расположенным в Западной Сибири, на левом берегу реки Обь [3].

Расстояние до административного центра района, города Нефтеюганска, составляет около 60 километров.

Население посёлка составляет примерно 1500 человек.

Здесь имеется средняя школа, детский сад, фельдшерско-акушерский пункт, дом культуры, библиотека, отделение почтовой связи, несколько магазинов, а также объекты жилого комплекса и жилой инфраструктуры (рассматриваются далее).

Основной вид деятельности населения – нефтедобыча и сельское хозяйство. В окрестностях посёлка расположены нефтяные месторождения, разработку которых ведут предприятия нефтегазовой отрасли.

Посёлок окружён тайгой, в которой обитают многочисленные представители сибирской фауны: лось, медведь, соболь, лиса, заяц, куница, белка и другие. В окрестностях посёлка протекает река Большой Салым, популярная среди любителей рыбной ловли.

Сингапай связан с другими населёнными пунктами автобусным сообщением. Через посёлок проходит автомобильная дорога, соединяющая Нефтеюганск с городами Ханты-Мансийском и Сургутом.

В настоящее время посёлок Сингапай, как и многие населённые пункты Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, столкнулся с проблемами, связанными с увеличением добычи нефти и, как результат, - некоторого увеличения численности населения.

Улично-дорожная сеть посёлка состоит из 10 улиц: Березовая, Заречная, Лесная, Луговая, Молодежная, Прудовая, Родниковая, Тракторная, Труда и Школьная.

Электроснабжение посёлка осуществляется от сети трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся по 2-м фидерам 10 кВ от двух ПС-35/10 кВ «171» и «196» (используется магистральная схема питания). Обе указанные питающие подстанции 35/10 кВ находятся в непосредственной близости от посёлка в Нефтеюганском районе.

Для питания ТП-10/0,4 кВ на стороне 10 кВ используются провода марки А-50, которые установлены на деревянных опорах. И провод, и опоры требуют срочной замены, так как не отвечают нормам по надёжности и в последние годы на данных линиях значительно участились аварии.

На территории посёлка размещено несколько видов жилой и коммунальной застройки: одно и двухквартирные жилые дома с газовыми плитами, несколько магазинов, медпункт, аптека, детские сады, животноводческие фермы и др.

Они получают питание от восьми однострансформаторных понизительных ТП-10/0,4 кВ.

Все энергопотребители посёлка относятся к 3 категории по надёжности.

Отопление части жилых домов печное, а остальных домов и объектов от модульных котельных.

Территория населенного пункта по назначению относится к селитебной зоне.

Промышленная зона находится у северных границ населенного пункта и представлена молочной фермой на 400 голов, гаражом сельхозтехники и складским хозяйством.

Однако к 2025 году планируется строительство новой школы, спортзала, а также водонапорной башни и котельной.

Кроме того, планируется ввод в эксплуатацию новых жилых объектов.

Все новые потребители планируется подключить на две новых ТП-10/0,4 кВ – ТП-30п и ТП-31п.

Климат рассматриваемого населенного пункта умеренно-континентальный, с коротким тёплым летом и продолжительной холодной зимой.

Годовое количество осадков 500 мм, из них в теплом вегетационном периоде 200-260 мм, высота снежного покрова 50-60 см, почва промерзает на глубину 55 см, среднегодовая температура +3°С [3].

Район по ветровому давлению – II, толщина стенки гололеда – 20 мм.

План расположения посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра на карте района приведён на рисунке 1.



Рисунок 1 – Съёмка посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра

Данные реконструируемого посёлка приведены в виде таблицы 1.

Таблица 1 – Основные технические данные зданий и сооружений посёлка

Тип потребителя	Единица измерения	n, шт.	S, кв.м., мест	$P_{уд}$	$tg\varphi$
ТП5					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	16	-	4,5	0,29
Двухквартирные дома (газ)	кВт/кв	4	-	4,5	0,29
ТП6					
Дом культуры	кВт/м <sup>2</sup>	1	180	0,25	0,75
Почта	кВт/м <sup>2</sup>	1	60	0,16	0,48
Сельсовет	кВт/м <sup>2</sup>	1	120	0,16	0,48
ТП7					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	8	-	4,5	0,29
Магазин ИП	кВт/м <sup>2</sup>	1	100	0,25	0,75
ФАП (медпункт)	кВт/м <sup>2</sup>	1	40	0,36	0,43
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	2	-	4,5	0,29
КФХ (крестьянско-фермерское хозяйство)	кВт/голов	100	-	0,86	0,43
Производственная база	кВт/шт	2	200	0,4	0,29
Детский сад	кВт/место	35	-	0,36	0,43
ТП8					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	5	-	4,5	0,29
Ж/х -Хоздвор (разведение кур)	кВт/кол-во голов	150	-	0,86	0,43
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	8	-	4,5	0,29
Двухквартирные дома (газ)	кВт/кв	3	-	4,5	0,29
ТП50					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	5	-	4,5	0,29
ТП58					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	5	-	4,5	0,29
Магазин ИП	кВт/м <sup>2</sup>	1	66,6	0,25	0,75
Водонапорная башня	кВт/насос	1	-	25	1
ТП77					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	3	-	4,5	0,29
Водонапорная башня	кВт/насос	1	-	25	1
Детский сад	кВт/место	60	-	0,36	0,43
Модульная котельная	кВт/котел	1	-	200	0,45
Производственная база	кВт/шт	1	110	0,4	0,29
ТП78					
Гаражи сельхоз. техники	кВт/шт	2	-	10	0,29
Котельная	кВт/котел	2	-	250	-
Молочная ферма	кВт/кол-во голов	150	-	0,86	0,43
Дача	кВт/шт	2	-	1,1	0,29
ТП-30п					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	10	-	4,5	0,29
Водонапорная башня	кВт/насос	1	-	25	1

Продолжение таблицы 1

Тип потребителя	Единица измерения	<i>n</i> , шт.	<i>S</i> , кв.м., мест	$P_{уд}$	$tg\varphi$
Котельная	кВт/котел	2	-	110	0,45
Двухквартирные дома (газ)	кВт/кв	3	-	4,5	0,29
Школа	кВт/чел	240	-	0,17	0,43
Спортзал	кВт/чел	300	-	0,17	0,43
ТП-31п					
Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв	10	-	4,5	0,29
Двухквартирные дома (газ)	кВт/кв	3	-	4,5	0,29

Основные технические данные зданий и сооружений посёлка используются в работе далее.

## 1.2 Анализ технического состояния системы электроснабжения посёлка

Ранее в работе было указано, что необходимо провести реконструкцию схемы системы электроснабжения посёлка, обусловленной вводом в эксплуатацию новых потребителей.

При этом все новые потребители планируется подключить на две новых ТП-10/0,4 кВ – ТП-30п и ТП-31п.

При этом данные подстанции выполнить однотономными, так как все потребители посёлка относятся к 3 категории надёжности.

Таким образом, данное мероприятие является основным в настоящей работе.

Кроме него, необходимо провести также модернизацию электрической сети посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра.

Характеристика питающей ВЛ-10 кВ представлена в работе в форме таблицы 2.

Таблица 2 – Характеристика питающей ВЛ-10 кВ

№ фидеров	Характеристика ВЛ-10 кВ				Провод ВЛ	
	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор	Состояние	Марка	Состояние
№7 ПС 35/10 «196»	22,40	1982	Деревянные на ж/б приставках	Неуд.	А-50	Неуд.
№10 ПС 35/10 «171»	23,81	1981	Деревянные на ж/б приставках	Неуд.	А-50	Неуд.

Таким образом, анализируя электрические сети посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра, назревает вывод, что сети очень сильно устарели и нуждаются в замене.

Все линии 10 кВ с использованием провода А-50 необходимо заменить на СИП, а деревянные опоры полностью демонтировать и по их трассе осуществить монтаж новых железобетонных опор.

Кроме того, установлено, что замене также подлежит вся питающая и распределительная сеть напряжением 0,38/0,22 кВ посёлка. Она выполнена устаревшими проводами ВЛ марки А, которые устарели, износились и находятся в аварийном состоянии.

Все указанные мероприятия необходимо провести в работе далее.

Выводы по разделу.

В работе проведено описание исходных данных посёлка Сингапай Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Проведена характеристика климатических и топографических условий объекта исследования.

В результате анализа исходных данных существующей системы электроснабжения посёлка, установлено следующее:

– все энергопотребители посёлка относятся к 3 категории по надежности;

- электроснабжение посёлка осуществляется от сети трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся по 2-м фидерам 10 кВ от двух ПС-35/10 кВ «171» и «196» (используется магистральная схема питания). Обе указанные питающие подстанции 35/10 кВ находятся в непосредственной близости от посёлка в Нефтеюганском районе;
- на территории посёлка размещено несколько видов жилой и коммунальной застройки: одно и двухквартирные жилые дома с газовыми плитами, несколько магазинов, медпункт, аптека, детские сады, животноводческие фермы и другие аналогичные объекты. Они получают питание от восьми однострансформаторных понизительных ТП-10/0,4 кВ (ТП5, ТП6, ТП7, ТП8, ТП50, ТП58, ТП77, ТП78);
- на сторонах 10 кВ и 0,38/0,22 кВ посёлка используются провода марки А-50, которые установлены на деревянных опорах. Провод и опоры требуют замены, так как не отвечают нормам по надёжности и в последние годы на данных линиях значительно участились аварии;
- планируется строительство новой школы, спортзала, а также водонапорной башни и котельной. Кроме того, планируется ввод в эксплуатацию новых жилых объектов. Все новые потребители планируется подключить на две новых ТП-30п и ТП-31п.

Таким образом, в работе для решения поставленных задач необходимо провести:

- реконструкцию схемы системы электроснабжения посёлка, обусловленной вводом в эксплуатацию новых потребителей и двух питающих ТП-10/0,4 кВ;
- модернизацию «сетей 10 кВ и 0,38/0,22 кВ с заменой устаревших проводов с марки А на современные провода марки СИП, а также опор;
- проверку и модернизацию трансформаторов на ТП-10/0,4 кВ» [10].

## 2 Реализация мероприятий по реконструкции системы электроснабжения посёлка

### 2.1 Расчет электрических нагрузок потребителей

«Как было определено ранее, основу нагрузок системы электроснабжения (далее – СЭС) посёлка составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Исходя из этого, первым этапом проектирования системы электроснабжения посёлка является расчёт электрических нагрузок» [7].

Полученные результаты будут использованы далее при принятии решений по выбору электрических сетей и аппаратов в СЭС объекта исследования.

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

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

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

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

$$Q_{\text{кв.}} = P_{\text{кв.}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ квар}, \quad (2)$$

где « $\text{tg}\varphi$  – расчетный коэффициент реактивной мощности» [7].

«Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению» [7]:

$$P_{\text{гар}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{гар.}}, \text{ кВт}, \quad (3)$$

где « $P_{\text{гар.}}$  – электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар» [7].

«Электрическая активная нагрузка магазинов» [7]:

$$P_{\text{маг}} = P_{\text{уд.}} \cdot S, \text{ кВт}, \quad (4)$$

где « $P_{\text{уд}}$  – удельная электрическая нагрузка предприятия торговли, кВт/м<sup>2</sup>;  
 $S$  – площадь торгового помещения, м<sup>2</sup>» [7].

«Расчётная полная нагрузка» [7]:

$$S_{\text{р.}} = \sqrt{P_{\text{р.}}^2 + Q_{\text{р.}}^2}, \text{ кВА}. \quad (5)$$

«Расчётный ток нагрузки» [7]:

$$I_{\text{р.}} = \frac{S_{\text{р.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (6)$$

где « $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ» [7].

В «качестве примера приведен расчет электрической нагрузки «одноквартирных жилых домов» [7] в 1 квартале.

$$P_{\text{кв}} = 4,5 \cdot 16 = 72 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{кв}} = 72 \cdot 0,29 = 20,88 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{р.}} = \sqrt{72^2 + 20,88^2} = 74,97 \text{ кВА}.$$

$$I_{p.} = \frac{74,97}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 108,21 A.$$

Аналогично по выражениям (1) – (6) произведен расчет нагрузок для всех объектов посёлка.

Экспликация зданий и сооружений посёлка с расчетными нагрузками представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Экспликация зданий и сооружений посёлка с расчетными нагрузками

Тип потребителя, наименование питающей ТП-10/0,4 кВ	$P_p, кВт$	$tg\phi$	$Q_p, квар$	$S_p, кВА$	$I_p, А$
ТП5					
Одноквартирные дома (газ)	72	0,29	20,88	74,97	108,21
Двухквартирные дома (газ)	18	0,29	5,22	18,74	27,05
ТП6					
Дом культуры	45	0,75	33,75	56,25	81,19
Почта	9,6	0,48	4,61	10,65	15,37
Сельсовет	19,2	0,48	9,22	21,30	30,74
ТП7					
Одноквартирные дома (газ)	36	0,29	10,44	37,48	54,10
Магазин ИП	25	0,75	18,75	31,25	45,11
ФАП (медпункт)	14,4	0,43	6,19	15,67	22,63
Одноквартирные дома (газ)	9	0,29	2,61	9,37	13,53
КФХ (крестьянско-фермерское хоз-во)	86	0,43	36,98	93,61	135,12
Производственная база	160	0,29	46,40	166,59	240,46
Детский сад	12,6	0,43	5,42	13,72	19,80
ТП8					
Одноквартирные дома (газ)	22,5	0,29	6,53	23,43	33,81
Ж/х - Хоздвор (разведение кур)	129	0,43	55,47	140,42	202,69
Одноквартирные дома (газ)	36	0,29	10,44	37,48	54,10
Двухквартирные дома (газ)	13,5	0,29	3,92	14,06	20,29
ТП50					
Одноквартирные дома (газ)	22,5	0,29	6,53	23,43	33,81
ТП58					
Одноквартирные дома (газ)	22,5	0,29	6,53	23,43	33,81
Магазин ИП	16,65	0,75	12,49	20,81	30,04
Водонапорная башня	25	1	25,00	35,36	51,03

Продолжение таблицы 3

Тип потребителя, наименование питающей ТП-10/0,4 кВ	$P_p, \text{кВт}$	$\text{tg}\varphi$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$	$I_p, \text{А}$
ТП77					
Одноквартирные дома (газ)	13,5	0,29	3,92	14,06	20,29
Водонапорная башня	25	1	25,00	35,36	51,03
Детский сад	21,6	0,43	9,29	23,51	33,94
Модульная котельная	200	0,45	90	219,32	316,57
Производственная база	44	0,29	12,76	45,81	66,13
ТП78					
Гаражи сельхоз. техники	20	0,29	5,80	20,82	30,06
Котельная	440	0,45	198,00	482,50	696,45
Молочная ферма	250	0,45	112,5	274,15	395,71
Дача	2,2	0,29	0,64	2,29	3,31
ТП-30п					
Одноквартирные дома (газ)	45	0,29	13,05	46,85	67,63
Водонапорная башня	25	1	25,00	35,36	51,03
Котельная	220	0,45	99,00	241,25	348,22
Двухквартирные дома (газ)	13,5	0,29	3,92	14,06	20,29
Школа	40,8	0,43	17,54	44,41	64,11
Спортзал	51	0,43	21,93	55,52	80,13
ТП-31п					
Одноквартирные дома (газ)	45	0,29	13,05	46,85	67,63
Двухквартирные дома (газ)	13,5	0,29	3,92	14,06	20,29

Полученные результаты используются в работе далее.

## 2.2 Расчет электрических осветительных нагрузок

«Помимо основной нагрузки потребителей к сети 0,4 кВ также будет подключаться нагрузка уличного освещения вдоль дорог. Необходимо применить современные энергоэффективные лампы для освещения» [17].

«Нагрузка уличного освещения» [17]:

$$P_{\Sigma\text{осв}} = L_i \cdot P_{\text{уд}}, \text{кВт}, \quad (7)$$

где  $L$  – длина освещаемых дорог и проездов, км.

Реактивная, полная нагрузки, а также расчётный ток нагрузки, для

системы освещения рассчитывается, соответственно, по условиям (2), (5) и (6).

Для осуществления современного освещения в посёлке приняты современные светодиодные прожекторы номинальной мощностью 200 Вт. Коэффициент реактивной мощности для освещения данного типа  $\cos\varphi=0,85$ , значит,  $\operatorname{tg}\varphi=0,62$  [17]. Освещение выполнено двухрядно в шахматном порядке, расстояние между фонарями  $l = 45$  м. На примере улицы Берёзовой:

$$P_{осв} = 0,2 \cdot 7,5 = 1,5 \text{ кВт.}$$

$$Q_{осв} = 1,5 \cdot 0,62 = 0,93 \text{ квар.}$$

$$S_{р.} = \sqrt{1,5^2 + 0,93^2} = 1,76 \text{ кВА.}$$

$$I_{р.} = \frac{1,76}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2,72 \text{ А.}$$

Нагрузки уличного освещения для каждой улицы посёлка рассчитаны аналогично и сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузки уличного освещения улиц посёлка

Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность, кВт/км	$P_{осв}$ , кВт	$Q_{осв}$ , квар	$S_{осв}$ , кВА	$I_{осв}$ , А
Берёзовая	0,200	7,5	1,50	0,93	1,76	2,72
Заречная	0,100	7,5	0,75	0,47	0,89	1,36
Лесная	0,100	7,5	0,75	0,47	0,89	1,36
Луговая	0,150	7,5	1,13	0,70	1,33	2,04
Молодежная	0,125	7,5	0,94	0,58	1,10	1,70
Прудовая	0,160	7,5	1,20	0,74	1,41	2,17
Родниковая	0,260	7,5	1,95	1,21	2,29	3,53
Тракторная	0,450	7,5	3,38	2,09	3,97	6,11
Труда	0,220	7,5	1,65	1,02	1,94	2,95
Школьная	0,200	7,5	1,50	0,93	1,76	2,72

Результаты расчёта используются в работе далее.

### 2.3 Электрический расчет и выбор сетей 0,4 кВ

Схема распределительной сети зависит от категоричности потребителей по надежности электроснабжения, планировочного решения здания, наличия подвалов и встроенных предприятий и учреждений. В нашем случае преобладают потребители 3 категории.

Электрическая сеть 0,4 кВ посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра имеет только воздушное исполнение сети.

При этом все воздушные линии 0,4 кВ выполнены неизолированным проводом А-50.

Для них целью реконструкции является замена алюминиевых проводов на самонесущий изолированный провод (СИП 2).

Расчет эквивалентной мощности магистрали 0,4 кВ [4]:

$$S_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{уч}i}^2 \cdot l_{\text{уч}i})}{\sum_{i=1}^n l_{\text{уч}i}}}, \text{кВА.} \quad (8)$$

Расчёт эквивалентного тока магистрали 0,4 кВ [4]:

$$I_{\text{экв}} = \frac{S_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{А.} \quad (9)$$

Провод СИП принимается к установке, если выполняется условие [4]:

$$I_{\text{д.д.т}} = I_{\text{экв}}, \text{А.} \quad (10)$$

Результаты выбора СИП 2А по воздушным линиям 0,4 кВ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Сечение проводов ВЛ - 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера от ТП	Длина линии, км	Нагрузка линии, кВА	$I_p$ , А	$I_{длт}$ , А	Сечение СИП 2А
ТП5	1	0,34	93,71	135,26	195	3×50+54,6
ТП6	1	0,05	56,25	81,19	240	3×35+54,6
	2	0,08	31,95	46,11	240	3×35+54,6
ТП7	1	0,225	67,62	97,61	160	3×35+54,6
	2	0,260	149,2	215,36	240	3×70+1×70
ТП8	1	0,245	163,69	236,28	240	3×70+1×70
	2	0,390	51,54	74,39	160	3×35+54,6
ТП50	1	0,09	23,43	33,81	160	3×35+54,6
ТП58	1	0,335	77,8	112,29	195	3×50+54,6
ТП77	1	0,08	45,81	66,13	160	3×35+54,6
	2	0,198	150	225,8	240	3×70+1×70
ТП78	1	0,025	175,23	253,0	300	3×95+1×70
	2	0,345	163,38	235,83	300	3×95+1×70
ТП-30п	1	0,170	43,8	63,22	160	3×70+1×70
	2	0,150	175,22	232,9	240	3×70+1×70
	3	0,225	42,17	60,87	160	3×35+54,6
ТП-31п	1	0,255	22,11	40,58	160	3×35+54,6
	2	0,240	32,8	47,34	160	3×35+54,6

Расчет потерь напряжения в линиях электропередач является важной частью проектирования и эксплуатации электросетей.

Он позволяет обеспечить стабильную работу электрооборудования, предотвратить аварийные ситуации, а также оптимизировать энергетические затраты.

Целью расчета потерь напряжения в линиях электропередач является определение величины падения напряжения в результате протекания электрического тока через линию электропередачи.

«Потери напряжения в линиях определяется по формуле» [2]:

$$\Delta U\% = \frac{I \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{ном}^2} \cdot 100, \% \quad (11)$$

где « $I$  – рабочий максимальный ток линии (участка или всей магистрали сети), А;

$L$  – длина линии, км;

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

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км» [2].

Подробный расчет произведен в программе Excel (в табличной форме с использованием формул). Результаты проверки и выбор окончательных сечений линий 0,4 кВ сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Потери напряжения и мощности в линиях

Номер ТП	№ фидера	Потери напряжения, %	Потери мощности, кВт	Принятое сечение провода
ТП5	1	4,05	5,11	3×50+54,6
ТП6	1	1,44	0,42	3×35+54,6
	2	1,31	0,21	3×35+54,6
ТП7	1	7,64	2,65	3×35+54,6
	2	10,72	7,62	3×70+1×70
ТП8	1	11,08	8,64	3×70+1×70
	2	9,32	2,72	3×35+54,6
ТП50	1	1,08	0,13	3×35+54,6
ТП58	1	9,06	3,47	3×50+54,6
ТП77	1	1,88	0,44	3×35+54,6
	2	8,56	6,38	3×70+1×70
ТП78	1	0,93	0,75	3×95+1×70
	2	8,99	8,94	3×95+1×70
ТП-30п	1	2,06	0,43	3×70+1×70
	2	6,69	5,14	3×70+1×70
	3	4,87	1,05	3×35+54,6
ТП-31п	1	3,68	0,53	3×35+54,6
	2	4,04	0,68	3×35+54,6

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

## 2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ

На сегодняшний день в посёлке все существующие силовые трансформаторы на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ нуждаются в замене (в полном техническом перевооружение).

В первую очередь это связана с их высокой изношенностью (фактически все установлены в 1966-1968 гг., то есть находятся в работе около 55 лет – при том, что паспортный срок службы 25-30 лет).

Во-вторых, за последние годы выросли нагрузки потребителей и все трансформаторы загружены на 90%, что резко снижает надежность электроснабжения потребителей посёлка.

Также данный вопрос актуален в связи с перспективным планом развития посёлка – к 2025 году планируется строительство и ввод в эксплуатацию новых социально значимых объектов (с двумя новыми ТП-10/0,4 кВ).

Таким образом [5]:

$$P_{p.ТП} = P_{p.макс} + \sum_{i=1}^n k_y \cdot P_{p.i}, \text{ кВт}, \quad (12)$$

где « $k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки, о.е.» [5].

«Аналогично расчётная реактивная нагрузка» [5]:

$$Q_{p.ТП} = Q_{p.макс} + \sum_{i=1}^n k_y \cdot Q_{p.i}, \text{ квар.} \quad (13)$$

«Полная мощность нагрузки ТП» [5]:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2}, \text{ кВА}. \quad (14)$$

Для ТП8 СЭС посёлка:

$$P_{p.ТП} = 129 + 0,9 \cdot (22,5 + 36 + 13,5) = 193,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.ТП} = 55,47 + 0,9 \cdot (6,53 + 10,44 + 3,92) = 74,26 \text{ квар},$$

$$S_{p.ТП} = \sqrt{193,8^2 + 74,26^2} = 207,54 \text{ кВА}.$$

Аналогичные расчёты проведены для остальных ТП-10/0,4 В посёлка. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Суммарные электрические нагрузки ТП-10/0,4 кВ посёлка

Номер ТП	$P_{p.л}, \text{ кВт}$	$Q_{p.л}, \text{ квар}$	$S_{сумм}, \text{ кВА}$
ТП5	81,00	23,49	84,34
ТП6	70,92	46,19	84,64
ТП7	324,70	118,75	345,73
ТП8	193,80	74,26	207,54
ТП50	22,50	6,53	23,43
ТП58	60,24	42,11	73,50
ТП77	293,69	135,87	323,59
ТП78	386,08	168,22	421,14
ТП-30п	377,77	172,30	415,21
ТП-31п	57,15	16,57	59,50

Предлагается не строить новые ТП, а произвести реконструкцию уже существующих.

Для этого необходимо проверить правильность выбора трансформаторов на восьми существующих ТП.

«Выбор мощности трансформаторов» [5]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{p.ТП}}{K_3 \cdot N}, \text{ кВА}, \quad (15)$$

где « $K_3$  – номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

$N$  – количество трансформаторов» [5].

«Фактический коэффициент загрузки для однотрансформаторной ТП должен находиться в пределах» [5]:

$$0,65 \leq K_{зф} \leq 0,9. \quad (16)$$

Расчет для ТП №5:

$$S_{ном.т} \geq \frac{84,34}{0,9 \cdot 1} = 93,71 \text{ кВА}.$$

Принимается к установке ТМ-100/10 [18].

Проверка трансформатора по загрузке:

$$K_{зф} = \frac{84,34}{100} = 0,84 \leq 0,9.$$

Результаты расчетов, выбранные мощности и марки трансформаторов заносятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

Номер ТП	$S_p, \text{кВА}$	$N \text{ тр.}$	$K_{з.ном}$	$S_{нтр}, \text{кВА}$	$K_{зф}$	$S_{нтр.суц}, \text{кВА}$	$K_{зф}$
ТП5	93,71	1	0,65-0,9	100	0,84	100	0,84
ТП6	94,04	1	0,65-0,9	100	0,85	100	0,84
ТП7	384,15	1	0,65-0,9	400	0,86	250	1,53
ТП8	230,60	1	0,65-0,9	250	0,83	160	1,43
ТП50	26,03	1	0,65-0,9	40	0,59	40	0,59
ТП58	81,66	1	0,65-0,9	100	0,73	100	0,73
ТП77	359,55	1	0,65-0,9	400	0,81	400	0,81
ТП78	467,93	1	0,65-0,9	630	0,67	400	1,16
ТП-30п	461,34	1	0,65-0,9	630	0,66	-	-
ТП-31п	66,12	1	0,65-0,9	100	0,60	-	-

Существующие трансформаторы либо имеют сильную перегрузку, либо наоборот недогружены.

В связи с тем, что произошло частичное перераспределение нагрузок между ТП, целесообразно произвести техническое перевооружение всей системы электроснабжения посёлка.

Для этого выбираются мощности силовых трансформаторов с учётом оптимальных параметров (таблица 9).

Таблица 9 – Марки и параметры окончательно выбранных трансформаторов для установки на ТП-10/0,4 кВ

№ ТП	Марка	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$U_k, \%$	$I_x, \%$
ТП78, ТП-30п	ТМ-630/10	2,27	7,6	5,5	2,0
ТП7, ТП77	ТМ-400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТП8	ТМ-250/10	1,05	3,7	4,5	2,3
ТП5, ТП6, ТП58, ТП-31п	ТМ-100/10	0,49	1,97	4,5	2,6
ТП50	ТМ-40/10	0,19	0,88	4,5	3,0

Таким образом, новые выбранные трансформаторы на некоторых ТП-10/0,4 кВ посёлка эффективны на техническом уровне, так как позволяют снизить токи холостого хода.

## 2.5 Электрический расчет и выбор сетей 10 кВ

На сегодняшний день на объекте исследования наблюдается увеличение нагрузок в связи с появлением новой техники и оборудования.

Другая причина заключается в том, что вся существующая электрическая радиальная сеть – 1966-1968 годов, то есть ей фактически более 55 лет. Поэтому она остро нуждается в полном перевооружении.

Здесь требуется пересмотреть существующую схему распределительной сети 10 кВ и спроектировать более совершенную схему, которая будет отвечать

более высоким требованиям по надежности и улучшит качество электроэнергии.

«Новую сеть целесообразно разрабатывать с переходом на железобетонные опоры СВ-105-5 с навеской самонесущего изолированного провода СИП-3.

Нагрузка ТП-10/0,4 кВ, приведенная к напряжению 10 кВ, определяется с учётом потерь в трансформаторах» [12]:

$$S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{(P_{p,ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{p,ТП} + \Delta Q_T)^2}, \text{кВА}. \quad (17)$$

Для примера определяется нагрузка, приведенная к высокой стороне ТП5 СЭС посёлка [12]:

$$S_{ТП5(10кВ)} = \sqrt{(81 + 1,88)^2 + (23,49 + 5,2)^2} = 87,71 \text{ кВА}.$$

Аналогичные расчёты проведены для остальных ТП посёлка. Результаты расчета сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Приведённая электрическая нагрузка на стороне ВН ТП-10/0,4 кВ посёлка

Номер ТП	$P_{\Sigma(10кВ)}$ , кВт	$Q_{\Sigma(10кВ)}$ , квар	$S_{\Sigma(10кВ)}$ , кВА	$S_{mp}$ , кВА	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар
ТП5	82,88	28,69	87,71	100	1,88	5,20
ТП6	72,81	51,42	89,13	100	1,89	5,22
ТП7	330,26	140,60	358,94	400	5,56	21,85
ТП8	197,40	87,77	216,03	250	3,60	13,50
ТП50	22,99	8,34	24,46	40	0,49	1,82
ТП58	61,78	46,54	77,35	100	1,54	4,43
ТП77	298,74	156,05	337,04	400	5,05	20,18
ТП78	391,75	196,30	438,18	630	5,67	28,08
ТП-30п	383,34	199,95	432,35	630	5,57	27,65
ТП-31п	58,33	20,17	61,72	100	1,18	3,59

Трасса прохождения фидеров ВЛ 10 кВ остается неизменной, чтобы избежать дополнительных расходов под отвод земли.

Отвод земли потребуется только под 2 новые проектируемые трансформаторные подстанции ТП30п и ТП31п.

Проводится выбор сечений линий 10 кВ.

По условиям нагрева сечение провода не должно быть менее 35 мм<sup>2</sup> (для климатической зоны посёлка – по условиям допустимых условий гололёда и ветра).

Выбор линий производится по фидерам №7 и №10.

Приводится расчет сечения СИП-3 на примере головного участка Ф №7 ПС «171» - отпайка ТП №50 [12].

$$P_{p.\Phi 7} = P_{mn50} + P_{mn77} + P_{mn8} + P_{mn58} + P_{mn30n} = 964,25 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.\Phi 7} = Q_{mn50} + Q_{mn77} + Q_{mn8} + Q_{mn58} + Q_{mn30n} = 498,68 \text{ квар},$$

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{964,25^2 + 498,68^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 62,77 \text{ А.}$$

К замене принимается СИП 3 сечением 50 мм<sup>2</sup> [16].

Проверка выполняется:

$$62,77 \text{ А} \leq 1,35 \cdot 245 = 330,75 \text{ А.}$$

Окончательно принят к замене на питающей ВЛ-10 кВ сечение СИП 3 сечением 50 мм<sup>2</sup> [16].

Результаты расчета сечений для остальных участков, в том числе и ответвлений от фидера, сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор проводов 10 кВ

Участок	$L_{уч.}$ , км	$S_{\Sigma(10кВ)}$ , кВА	$I_{н.р.}$ , А	$I_{дл.доп.}$ , А	Сечение	Марка
ПС «171»- ТП 50 (Ф7)	22,4	1087,23	62,77	245	50	СИП-3
Ф 7–отпайка ТП 77	0,130	337,04	19,46	245	50	СИП-3
Ф 7 – отпайка ТП 8	0,02	216,03	12,47	245	50	СИП-3
Ф 7 –отпайка ТП 58	0,02	77,35	4,47	245	50	СИП-3
Ф 7 – отпайка ТП 30п	0,130	432,35	24,96	245	50	СИП-3
ПС «171» (Ф10)	23,81	1035,68	59,80	245	50	СИП-3
Ф 10 – отпайка ТП 78	0,120	438,18	25,30	245	50	СИП-3
Ф 10 – отпайка ТП 31п	0,02	61,72	3,56	245	50	СИП-3
Ф 10 – отпайка ТП 5	0,06	87,71	5,06	245	50	СИП-3
Ф 10–отпайка ТП 6	0,02	89,13	5,15	245	50	СИП-3
Ф 10–отпайка ТП 7	0,110	358,94	20,72	245	50	СИП-3

Полученные результаты используются в работе далее.

## 2.6 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет тока КЗ произведен на примере характерных точек:

- на шинах 10 кВ ПС «171»;
- Ф 7 от ПС до отпайки ТП №77;
- от отпайки ТП-№77 до отпайки ТП-№50.

Расчётная схема и схема замещения выбранного для расчёта участка сети представлены, соответственно, на рисунках 2 и 3.

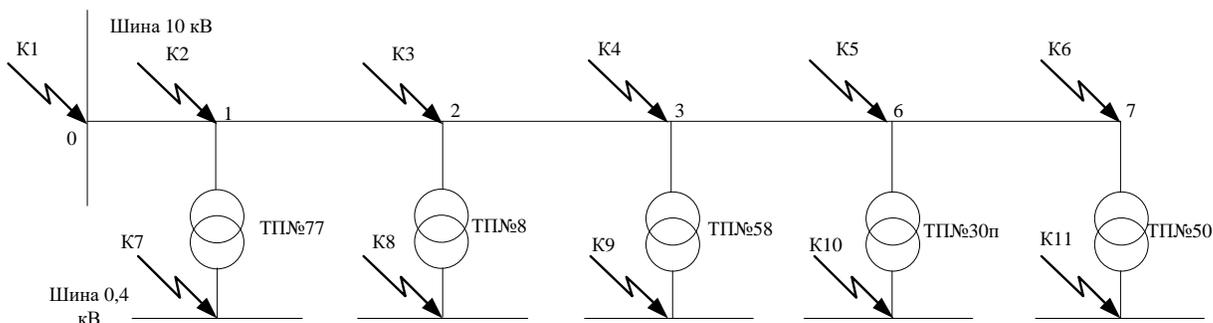


Рисунок 2 – Расчетная схема 10 кВ по Ф№7 ПС «171»

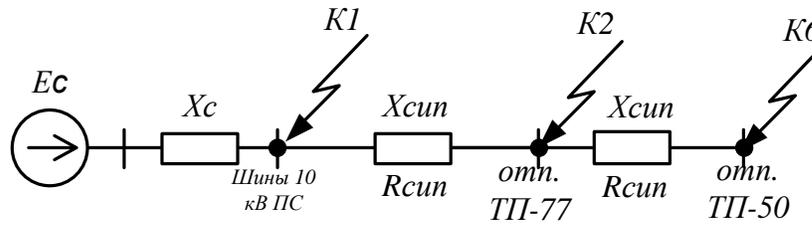


Рисунок 3 – Схема замещения участка 10 кВ

Ток короткого замыкания на шинах РУ 10 кВ питающей ПС принимается равным  $I_{кз} = 12,5$  кА (по данным энергосистемы).

Сопротивление энергосистемы [11]:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}, \text{ Ом}, \quad (18)$$

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

Длина линии от ПС до отпайки ТП 77:  $L_{омнТП77.л} = 1,4$  км.

Длина линии отпайки ТП 77-отп. ТП50:  $L_{омнТП50.л} = 0,9$  км.

Удельные сопротивления СИП 3 1×50:

$$x_{омн.ТП-ТП} = 0,312 \text{ Ом/км}, \quad r_{омн.ТП-ТП} = 0,923 \text{ Ом/км}.$$

«Активные и индуктивные сопротивления линий» [11]:

$$X_{ПС-омнТП77.л} = L_{ПС-омнТП77} \cdot X_{омн.ТП-ТП}, \text{ Ом}, \quad (19)$$

$$X_{ПС-омнТП77.л} = 1,4 \cdot 0,312 = 0,437 \text{ Ом},$$

$$X_{омнТП77.л-омн.ТП50} = L_{омнТП77-омнТП50} \cdot X_{омн.ТП-ТП}, \text{ Ом}, \quad (20)$$

$$X_{омнТП77.л-омн.ТП50} = 0,9 \cdot 0,312 = 0,281 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{ПС-омнТТТ77.л}} = L_{\text{ПС-омнТТТ77}} \cdot R_{\text{омн.ТТТ-ТТ}}, \text{ Ом}, \quad (21)$$

$$R_{\text{ПС-омнТТТ77.л}} = 1,3 \cdot 1 = 1,3 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{омнТТТ77.л-омн.ТТТ50}} = L_{\text{омнТТТ77-омнТТТ50}} \cdot R_{\text{омн.ТТТ-ТТ}}, \text{ Ом}, \quad (22)$$

$$R_{\text{омнТТТ77.л-омн.ТТТ50}} = 1 \cdot 0,831 = 0,831 \text{ Ом}.$$

«Полное индуктивное и активное сопротивления до точек КЗ» [11]:

$$X_{\Sigma\text{ТТТ77}} = X_c + X_{\text{ПС-омн.ТТТ77.л}}, \text{ Ом}, \quad (23)$$

$$X_{\Sigma\text{ТТТ77}} = 0,485 + 0,437 = 0,922 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma\text{ТТТ77}} = R_{\text{ПС-омн.ТТТ77.л}} = 1,3 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma\text{ТТТ50}} = X_{\Sigma\text{ТТТ77}} + X_{\text{ПСТТТ77}}, \text{ Ом}, \quad (24)$$

$$X_{\Sigma\text{ТТТ50}} = 0,922 + 0,281 = 1,203 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma\text{ТТТ50}} = R_{\Sigma\text{ТТТ77}} + R_{\text{ПСТТТ77}}, \text{ Ом}; \quad (25)$$

$$R_{\Sigma\text{ТТТ50}} = 1,3 + 0,831 = 2,131 \text{ Ом}.$$

«Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени» [11]:

$$I_{\text{ПО.К1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot X_c}, \text{ кА}, \quad (26)$$

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

$$I_{\text{ПО.К2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma\text{ТТТ77}}^2 + X_{\Sigma\text{ТТТ77}}^2}}, \text{ кА}, \quad (27)$$

$$I_{\text{ПО.К2}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,6} = 3,79 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПО.КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma\text{ПТ50}}^2 + X_{\Sigma\text{ПТ50}}^2}}, \text{ кА}, \quad (28)$$

$$I_{\text{ПО.КЗ}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,45} = 2,47 \text{ кА}.$$

«Постоянная затухания» [11]:

$$T_{aK1} = 0,03 \text{ с},$$

$$T_{aK2} = \frac{X_{\Sigma\text{ПТ77}}}{\sqrt{3} \cdot R_{\Sigma\text{ПТ77}}}, \text{ с}, \quad (29)$$

$$T_{aK2} = \frac{0,922}{314 \cdot 1,3} = 0,0022 \text{ с},$$

$$T_{aK6} = \frac{X_{\Sigma\text{ПТ50}}}{\sqrt{3} \cdot R_{\Sigma\text{ПТ50}}}, \text{ с}, \quad (30)$$

$$T_{aK6} = \frac{1,203}{314 \cdot 2,131} = 0,0017 \text{ с}.$$

«Коэффициент затухания» [11]:

$$\lambda_{K1} = e^{\frac{-0,01}{T_{aK1}}}, \quad (31)$$

$$\lambda_{K1} = e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 0,716,$$

$$\lambda_{K2} = e^{\frac{-0,01}{T_{aK2}}}, \quad (32)$$

$$\lambda_{K2} = e^{\frac{-0,01}{0,0022}} = 0,0106,$$

$$\lambda_{K6} = e^{\frac{-0,01}{T_{aK6}}}, \quad (33)$$

$$\lambda_{K6} = e^{\frac{-0,01}{0,0017}} = 0,003.$$

«Ударный ток короткого замыкания, кА» [11]:

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО.К1}^{(3)} \cdot (1 + \lambda_{K1}), \text{кА}, \quad (34)$$

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 1,716 = 30,33 \text{кА},$$

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО.К2}^{(3)} \cdot (1 + \lambda_{K2}), \text{кА}, \quad (35)$$

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 3,79 \cdot 1,0106 = 5,416 \text{кА},$$

$$i_{y\partial K6} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО.К6}^{(3)} \cdot (1 + \lambda_{K6}), \text{кА}, \quad (36)$$

$$i_{y\partial K6} = \sqrt{2} \cdot 2,47 \cdot 1,003 = 3,5 \text{кА}.$$

«Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле» [11]:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\kappa}^{(3)}, \text{А}. \quad (37)$$

«Для расчётных точек» [11]:

$$I_{\kappa1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,5 = 10,82 \text{кА},$$

$$I_{\kappa2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,79 = 3,282 \text{кА},$$

$$I_{\kappa6}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,47 = 2,14 \text{кА}.$$

Результаты расчета токов КЗ на стороне 10 кВ сети посёлка представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на стороне 10 кВ сети посёлка

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial}$ , кА
K1	12,5	10,82	0,03	1,716	30,33
K2	3,79	3,282	0,0022	1,0106	5,416
K3	3,38	2,93	0,0021	1,0087	4,82
K4	3,18	2,75	0,0020	1,0074	4,53
K5	2,73	2,36	0,0022	1,0113	3,90
K6	2,47	2,14	0,0017	1,003	3,5

Таким образом, в работе рассчитаны токи короткого замыкания в сети 10 кВ посёлка. Полученные результаты используются в работе далее.

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

Проводится расчёт тока трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ и ток однофазного КЗ на самом дальнем ВРУ, питающегося от проектируемой новой ТП-30п. Схема замещения сети представлена на рисунке 4.

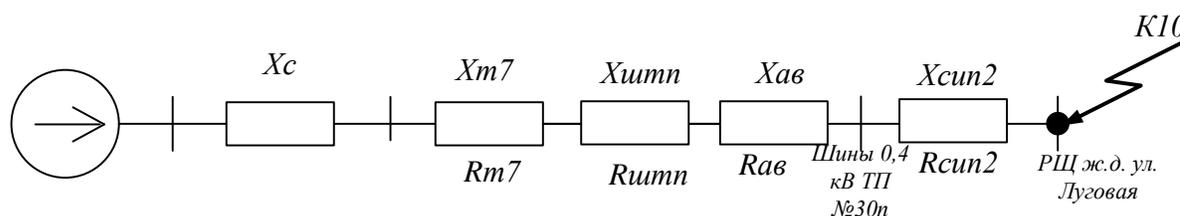


Рисунок 4 – Схема замещения сети 0,38 кВ

«Сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ» [11]:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ср.вн}}^2}, \text{ Ом}, \quad (38)$$

где « $I_{кз}$  – ток КЗ на шинах 10 кВ» [11] ТП №30п, кА.

$$X_c = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 2,73 \cdot 10500} = 3,223 \text{ Ом.}$$

«Для ТП с трансформатором ТМ-630/10» [11]:

$$R_T = \frac{U_{ном}^2 \cdot \Delta P_{кз}}{S_{ном.т}^2}, \text{ Ом,} \quad (39)$$

$$R_T = \frac{0,4^2 \cdot 5,5}{630^2} = 2,22 \text{ Ом,}$$

$$Z_T = \frac{U_{ном}^2 \cdot U_k}{S_{ном.т}}, \text{ Ом,} \quad (40)$$

$$Z_T = \frac{0,4^2 \cdot 0,055}{630} = 14 \text{ Ом,}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \text{ Ом,} \quad (41)$$

$$X_T = \sqrt{14^2 - 2,22^2} = 13,82 \text{ Ом.}$$

«Переходное сопротивление принимается  $R_{ПЕР}=15$  мОм. Активное сопротивление автоматического выключателя с учётом сопротивления контактов  $R_{ав}=0,41$  мОм, реактивное сопротивление  $X_{ав}=0,13$  мОм. Для шин принимаются сопротивления:  $X_{ШТП}=0,06$  мОм,  $R_{ШТП}=0,1$  мОм.

Суммарные сопротивления до точки КЗ» [11]:

$$X_{1сумм} = X_C + X_T + X_{ШТП} + X_{ав}, \text{ мОм,} \quad (42)$$

$$X_{1сумм} = 3,223 + 13,82 + 0,06 + 0,13 = 17,233 \text{ мОм,}$$

$$R_{1\text{сумм}} = R_T + R_{ШТП} + R_{ав}, \text{ мОм.} \quad (43)$$

$$R_{1\text{сумм}} = 2,22 + 0,1 + 15 + 0,41 = 17,73 \text{ мОм.}$$

«Ток трехфазного КЗ в начальный момент времени» [11]:

$$I_{\text{ПО.ТП30п}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\text{сумм}}^2 + X_{1\text{сумм}}^2}}, \text{ кА.} \quad (44)$$

$$I_{\text{ПО.ТП30п}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 24,72} = 9,34 \text{ кА.}$$

$$T_{a\text{ТП30п}} = \frac{X_{\Sigma\text{ТП30п}}}{\sqrt{3} \cdot R_{\Sigma\text{ТП30п}}}, \text{ с.} \quad (45)$$

$$T_{a\text{ТП30п}} = \frac{17,233}{314 \cdot 17,73} = 0,003 \text{ с.}$$

$$\lambda_{\text{ТП30п}} = e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (46)$$

$$\lambda_{\text{ТП30п}} = e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 0,036.$$

«Ударный ток» [11]:

$$i_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.К1}}^{(3)} \cdot (1 + \lambda_{\text{К1}}), \text{ кА.} \quad (47)$$

$$i_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot 1,036 \cdot 9,34 = 13,68 \text{ кА.}$$

«Далее определяется ток однофазного КЗ» [11] у удаленного потребителя ТП30п.

Значит:

$$X_{cun2} = 0,24 \cdot 0,0802 = 19,2 \text{ мОм}, \quad (48)$$

$$R_{cun2} = 0,24 \cdot 1,111 = 266,6 \text{ мОм}.$$

«Ток однофазного КЗ в начальный момент времени» [11] (К10):

$$I_{ПО.ТП30л-РЩ}^{(1)} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{R_{1сумм}^2 + X_{1сумм}^2}}, \text{ кА},$$

$$I_{ПО.ТП30л-РЩ}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{302,06^2 + 53,66^2}} = 2,25 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ посёлка

Точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$I_{к}^{(1)}$ , кА	$T_a$	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К7	8,05	-	0,0029609	1,0341	11,77
К8	5,93	-	0,0038083	1,0724	8,99
К9	2,81	-	0,0045759	1,1124	4,41
К10	9,37	2,25	0,0030743	1,0387	13,76
К11	1,21	-	0,004943	1,1322	1,93

Полученные результаты используются далее.

## 2.8 Выбор и проверка электрических аппаратов 10 кВ

Проводится выбор и проверка аппаратов для установки их на стороне 10 кВ ТП-10/0,4 В посёлка.

«Электрические аппараты (ЭА) напряжением выше 1 кВ выбираются по следующим основным принципам, представленным ниже.

Выбор ЭА по номинальному напряжению и току» [13]:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, кВ, \quad (49)$$

где « $U_{ном.а}$  – номинальное значение напряжения электрического аппарата, кВ;

$U_{ном.с}$  – номинальное значение напряжения электрической сети (цепи), кВ» [13].

$$I_{ном.а} \geq I_p, А, \quad (50)$$

где « $I_{ном.а}$  – номинальный ток высоковольтного ЭА;

$I_p$  – расчётный ток (максимальный рабочий ток)» [13].

«Проверка ЭА на коммутационную отключающую способность, то есть проверка на отключение токов короткого замыкания» [13]:

$$I_{откл} \geq I_K, кА. \quad (51)$$

«Проверка на термическую и электродинамическую стойкость» [13]:

$$i_{дин} \geq i_y, А. \quad (52)$$

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t, А^2 \cdot с. \quad (53)$$

«Согласно схеме ТП 10/0,4 кВ, на стороне высшего напряжения устанавливается разъединитель типа РЛНД-1-10/400 с приводом типа ПРНЗ-10» [13].

«Технические характеристики данного вида разъединителей приведены в таблице 14» [17].

Таблица 14 - Технические характеристики разъединителей РЛНД-1-10/400

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

«Ток, проходящий через разъединитель» [13]:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, A, \quad (54)$$

$$I_{раб.мах} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35 A.$$

Проверка выполняется:

$$400 A \geq 35 A.$$

Условие проверки выполняется.

Для остальных ТП ток будет меньше, следовательно, разъединители с током 400 А удовлетворяют условиям.

Проводится проверка на «термическую стойкость».

Тепловой импульс [13]:

$$B_K = 9,37^2 \cdot (0,11 + 0,003) = 9,92 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

«Номинальная термическая стойкость» [13]:

$$B_K = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 4 = 400 \geq 9,92 \text{ кА}^2\text{с}.$$

«Проверка на электродинамическую стойкость также выполняется» [13]:

$$9,37 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

Таким образом, данный разъединитель подходит для установки на ТП 30п. На остальных ТП также установлен разъединитель марки РЛНД-1-10/400.

«Ток плавкой вставки предохранителя» [14]:

$$I_{пл.вст.} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (55)$$

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

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети» [14].

«Для трансформатора 630 кВА, установленного на ТП 30п» [14]:

$$I_{пл.вст.} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35 \text{ А}.$$

Проверка по отстройке от тока нагрузки:

$$I_{\phi} \geq 1,25 \cdot 35 = 43,75 \text{ А}. \quad (56)$$

«Принимается кварцевый предохранитель типа ПКТ-102-60» [14].

«Время срабатывания выбранной плавкой вставки должно обеспечивать термическую стойкость трансформатора» [14]:

$$t_{TY} = \frac{1500}{[I_{K2}^{(3)}]^2} \cdot I_{тр.н}^2 \leq 5 \text{ с}, \quad (57)$$

$$t_{T.Y.} = \frac{1500}{9370^2} \cdot 35^2 = 0,021 \leq 5 \text{ с}.$$

«Выбор предохранителей для ТП с другими значениями номинальной мощности трансформатора выполняется аналогично.

Результаты выбора предохранителей сведены в таблицу 15» [14].

Таблица 15 – Предохранители на стороне 10 кВ

Номер ТП	$S_{тр}$ , кВА	$I_{расч}$ , А	$I_{пл.вст}$	Марка
ТП5	100	5,50	20	ПКТ-101
ТП6	100	5,50	20	ПКТ-101
ТП7	400	21,99	31,5	ПКТ-101
ТП8	250	13,75	20	ПКТ-101
ТП50	40	2,20	20	ПКТ-101
ТП58	100	5,50	20	ПКТ-101
ТП77	400	21,99	31,5	ПКТ-101
ТП78	630	34,64	60	ПКТ-102
ТП-30п	630	34,64	60	ПКТ-102
ТП-31п	100	5,50	20	ПКТ-101

«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 6-10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ» [14].

## 2.9 Выбор и проверка электрических аппаратов 0,4 кВ

В СЭС посёлка для защиты линий 0,4 кВ применяются автоматические выключатели (автоматы) типа ВА.

Выбор автоматов осуществляется по условию:

$$I_{\text{ном. расц.}} > I_{\text{р.}}, \text{ А}, \quad (58)$$

где « $I_{\text{р}}$  – максимальный рабочий ток» [19].

Для ТП 30п:

$$I_{\text{расц.}} = \frac{461,34}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 665,91 \text{ А.}$$

«К установке принимается автоматический выключатель серии ВА53-41 с  $I_{\text{ном. расц.}} = 1000 \text{ А}$ » [1].

«Проверяется номинальный ток полупроводникового расцепителя» [1]:

$$I_{\text{н.р.}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{раб. макс}} = 665,91 \text{ А.}$$

«Определяется ток срабатывания МТЗ (в зоне токов перегрузки) теплового расцепителя выключателя» [1]:

$$I_{\text{с.п.р}} = 1,25 \cdot I_{\text{н.р}} = 1,25 \cdot 1000 = 1250 \text{ А.} \quad (59)$$

«Проверяется чувствительность МТЗ» [1]:

$$K_u = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{c.n.p}} \geq 2, \quad (60)$$

$$K_u = \frac{8114}{1250} = 6,5.$$

Результаты расчета для остальных ТП сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор автоматических выключателей

Номер ТП	$S_{ТП}$ , кВА	$I_p$ , А	$I_{ном. расц}$ , А	Марка выключателя
ТП5	93,71	135,26	250	ВА51-35
ТП6	94,04	135,74	250	ВА51-35
ТП7	384,15	554,49	630	ВА51-39
ТП8	230,60	332,85	400	ВА51-39
ТП50	26,03	37,57	40	ВА57-35
ТП58	81,66	117,87	250	ВА51-35
ТП77	359,55	518,98	630	ВА51-39
ТП78	467,93	675,42	1000	ВА53-41
ТП-30п	461,34	665,91	1000	ВА53-41
ТП-31п	66,12	95,44	100	ВА57-35

«Автоматические выключатели проверяются по динамической стойкости»

[1]:

$$i_{дин.} > i_{уд.}, А. \quad (61)$$

Предохранители в сети 0,4 кВ играют важную роль в защите электрооборудования и обеспечении безопасной эксплуатации электросети.

Они предназначены для предотвращения повреждения электрооборудования при протекании через него токов короткого замыкания или перегрузок [19].

Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ сведен в таблицу 16.

Таблица 16 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

Номер ТП	№ фидера	Ток линии	Тип предохранителя	$I_{ном.ПР}, А$	$I_B, А$
ТП5	1	135,26	ПН2-250	250	150
ТП6	1	81,19	ПН2-100	100	100
	2	46,11	ПН2-100	100	60
ТП7	1	97,61	ПН2-100	100	100
	2	215,36	ПН2-250	250	250
ТП8	1	236,28	ПН2-250	250	250
	2	74,39	ПН2-100	100	80
ТП50	1	33,81	ПН2-100	100	40
ТП58	1	112,29	ПН2-250	250	150
ТП77	1	66,13	ПН2-100	100	80
	2	225,8	ПН2-250	250	250
ТП78	1	243,0	ПН2-250	250	250
	2	235,83	ПН2-250	250	250
ТП-30п	1	63,22	ПН2-100	100	80
	2	232,9	ПН2-250	250	250
	3	60,87	ПН2-100	100	80
ТП-31п	1	40,58	ПН2-100	100	60
	2	47,34	ПН2-100	100	60

Все выбранные аппараты напряжением 0,4 кВ показаны в графической части работы.

## 2.10 Расчёт релейной защиты питающей воздушной линии 10 кВ

«К установке принимается терминал микропроцессорной защиты SEPAM 1000.

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ» [6]:

$$I_{ТО} = K_H \cdot I_{КЗ\max}^{(3)}, А, \quad (62)$$

где « $K_H$  – коэффициент надежности» [6].

«Ток срабатывания отсечки» [6]:

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

«Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности. Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки» [6]:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{зан.}}{K_{возв}} \cdot I_{раб.}, \text{ А,} \quad (63)$$

где « $K_n$  – коэффициент надёжности защиты,

$K_{зан}$  – коэффициент запаса,

$K_{возв}$  – коэффициент возврата,

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток» [6].

Тогда:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 62,77 = 209,23 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности защиты SEPAM» [6]:

$$K_q = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}}. \quad (64)$$

«Для самой удаленной ТП» [6]:

$$K_q = \frac{2140}{209,23} = 10,2.$$

«Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчёта однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Производится расчёт тока ЗНЗ по следующей формуле» [6]:

$$I_{ЗНЗ} = \frac{U_{ном} \cdot l_{\Sigma}}{10}, A, \quad (65)$$

где « $U_{ном}$  - номинальное напряжение сети;

$l_{\Sigma}$  - суммарная длина СИП 10 кВ» [6].

$$I_{ЗНЗ} = \frac{10 \cdot 2,84}{10} = 2,84 A.$$

«Ток ЗНЗ равен 2,84 А. Следовательно, данный вид защиты выполняется с действием на отключение, а не на сигнал, потому что ток ЗНЗ превышает значение 5 А» [6].

Действие максимальных токовых защит должно быть согласовано по времени так, чтобы поврежденный элемент электропередачи отключался ближайшей к нему защитой [6].

Согласование защит наглядно показано на карте селективности, построенной для участка ПС «171» -Ф2 – отпайка ТП77 - ТП77 (рисунок 5).



Условия согласования выполняются, времятоковые характеристики защит для рассматриваемой распределительной сети 10 кВ посёлка, в работе согласованы.

Схема релейной защиты питающей воздушной линии 10 кВ посёлка представлена в графической части работы.

Выводы по разделу.

В ходе выполнения работы, были разработаны мероприятия по реконструкции схемы и техническому перевооружению системы электроснабжения посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра в связи с вводом новых потребителей, изношенностью старого оборудования и строительства новых жилых и социальных объектов.

При реконструкции внутреннего электроснабжения 10 кВ осуществлён ввод двух новых ТП-10/0,4 кВ, питающих новые потребители посёлка.

Рассчитаны токи короткого замыкания в сети 10 кВ и 0,4 кВ СЭС посёлка. Определены электрические нагрузки.

Подробно рассмотрено наружное уличное освещение с применением современных технологий.

В результате пересчёта мощностей на существующих понизительных подстанциях 10/0,4 кВ посёлка, произведена замена некоторых силовых трансформаторов на более рациональные и оптимальные (исходя из нормируемых значений коэффициентов их загрузки).

На всех питающих и распределительных линиях 10 кВ и 0,4 кВ заменены неизолированные провода марки А на самонесущие изолированные провода марки СИП, а деревянные опоры – на железобетонные (типы СВ-95 и СВ-105).

Установлено, что данные мероприятия позволят существенно снизить как технические, так и коммерческие потери.

При модернизации электрической сети все трансформаторные ПС и трассы линий остаются на прежних местах, такое решение справедливо, чтобы избежать дополнительных затрат на отвод земли.

Для защиты линий 10 кВ выбрана микропроцессорная защита на базе терминала SEPAM.

Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации и телемеханизации.

Рассчитаны уставки основных токовых защит питающей воздушной линии 10 кВ СЭС посёлка с последующим их согласованием.

Все принятые решения подтверждены техническими расчётами.

Далее в работе, для полного обоснования предложенного проекта, проводится экономический расчёт.

### 3 Технико-экономическое обоснование проекта реконструкции

Экономическая эффективность мероприятий по реконструкции СЭС посёлка предложено рассчитать с учётом следующих основных составляющих:

$$C = C_{ТП} + C_{ВЛ10кВ} + C_{ВЛ0,4кВ}, \quad (66)$$

где « $C_{ТП}$  – экономическая эффективность реконструкции ТП-10/0,4 кВ;  
 $C_{ВЛ10кВ}$ ,  $C_{ВЛ0,4кВ}$  – соответственно, экономическая эффективность реконструкции воздушных линий напряжением 10 кВ и 0,4 кВ» [12].

Экономическая эффективность проведённой реконструкции СЭС посёлка определяется стоимостью потерь электроэнергии в сетях 10 кВ, 0,4 кВ, а также в силовых трансформаторах. Таким образом, при стоимости 1 кВт·ч = 3,45 руб. для ХМАО-Югра (одноставочный тариф):

$$C_i = 3,45 \cdot \Delta W_i. \quad (67)$$

Методика расчета технических потерь определяются с использованием метода оперативных расчетов по формуле, тыс. кВт·ч [12]:

$$\Delta W_{ВЛ\ перем} = 3 \cdot R_0 \cdot L \cdot I_{ВЛ}^2 \cdot \Delta t = k_{\phi}^2 \cdot R_0 \cdot L \cdot \frac{P_{ВЛ}^2 + Q_{ВЛ}^2}{U_{ВЛ}^2} \cdot \Delta t, \quad (68)$$

где  $I_{ВЛ}$  – токовая нагрузка линии, принимаемая на интервале времени  $\Delta t$  неизменной, А;

$k_{\phi}^2$  – квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки, для линий с неизолированными проводами принимается значение 1,6, для линий с СИП принимается значение 1,1 (согласно методике по расчету

потерь электроэнергии);

$R_0$  – сопротивление провода на интервале времени  $\Delta t$ , Ом;

$L$  – длина фидера (линии), км;

$\Delta t$  – промежуток времени расчетного интервала  $T$  (время потерь), часов.

«Время потерь» [12]:

$$\Delta t = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (69)$$

где  $T_m$  – «число часов использования максимума нагрузки, ч» [7].

$$\Delta t = \left( 0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1100 \text{ ч}$$

Расчет потерь энергии в ВЛ 10 кВ после техперевооружения представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет потерь энергии в ВЛ 10 кВ после техперевооружения

Участок	$L_{уч.}, \text{ км}$	$I_{н.р.}, \text{ А}$	$R_0,$ $\text{ Ом/км}$	Сечение провода	$\Delta W_{ВЛ},$ $\text{ кВт}\cdot\text{ч}$
ПС «171»- (Ф7) – отпайка ТП77	1,40	62,77	0,923	СИП3-50	1680,32
отпайка ТП77-ТП77	0,13	19,46	0,923	СИП3-50	149,94
Ф7 – отпайка ТП8-ТП8	0,02	12,47	0,923	СИП3-50	9,48
Ф7 – отпайка ТП58-ТП58	0,02	4,47	0,923	СИП3-50	1,21
Ф 7 – отпайка ТП 30п	0,13	24,96	0,923	СИП3-50	246,74
Ф 7 – отпайка ТП50	0,15	1,41	0,923	СИП3-50	0,91
ПС «171» (Ф10)	0,81	59,80	0,923	СИП3-50	882,12
Ф 10 – отпайка ТП 78	0,12	25,30	0,923	СИП3-50	233,94
Ф 10 – отпайка ТП 31п	0,02	3,56	0,923	СИП3-50	0,77
Ф 10 – отпайка ТП 5	0,06	5,06	0,923	СИП3-50	4,69
Ф 10–отпайка ТП 6	0,02	5,15	0,923	СИП3-50	1,61
Ф 10–отпайка ТП 7	0,11	20,72	0,923	СИП3-50	143,90
Итого					3356,0

Согласно данным энергоснабжающей организации за 2023 год, суммарные потери в сети 10 кВ посёлка до проведения реконструкции составляли  $\Delta W_{л}=4210$  кВт·ч/год.

Результаты расчетов показали, что при замене устаревших алюминиевых проводов марки А на новые изолированные провода на СИП-3, потери электрической энергии в сетях 10 кВ посёлка за год уменьшатся в среднем на 20,3 %.

Эффективность реконструкции питающей электрической сети 10 кВ посёлка:

$$C_{ВЛ0,4кВ} = 3,45 \cdot (4210 - 3356) = 2946,3 \text{ руб./ год.}$$

Таким образом, результаты данной проверки доказывает целесообразность замены проводов питающей сети 10 кВ посёлка.

Потери мощности в линиях 0,4 кВ определяются по упрощённой методике по следующей формуле [12]:

$$\Delta P = n \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (70)$$

где  $I_p$  – расчетный ток участка, А.

Далее расчёт аналогичен ВЛ 10 кВ.

При этом время максимальных потерь для каждой линии и фидера 0,4 кВ определяется характером нагрузки и временем её работы.

Расчет потерь энергии в ВЛ 0,4 кВ после техперевооружения сведён в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет потерь энергии в ВЛ 0,4 кВ после техперевооружения

Номер ТП	№ фидера	$L_{уч.}, км$	$I_{н.р.}, А$	Принятое сечение провода	$\Delta P_{ВЛ}, кВт$	$\Delta W_{ВЛ}, кВт\cdotч$
ТП5	1	0,34	135,26	3×50+54,6	5,11	6220,4
ТП6	1	0,05	81,19	3×35+54,6	0,42	329,6
	2	0,08	46,11	3×35+54,6	0,21	170,1
ТП7	1	0,225	97,61	3×35+54,6	2,65	2143,7
	2	0,060	215,36	3×70+1×70	7,62	2782,8
ТП8	1	0,245	236,28	3×70+1×70	8,64	3377,9
	2	0,390	74,39	3×35+54,6	2,72	2158,2
ТП50	1	0,09	33,81	3×35+54,6	0,13	102,9
ТП58	1	0,335	112,29	3×50+54,6	3,47	4224,0
ТП77	1	0,08	66,13	3×35+54,6	0,44	349,9
	2	0,098	225,8	3×70+1×70	6,38	4996,6
ТП78	1	0,025	253,0	3×95+1×70	0,75	1600,2
	2	0,045	235,83	3×95+1×70	8,94	2502,7
ТП-30п	1	0,170	63,22	3×70+1×70	0,43	679,5
	2	0,100	232,9	3×70+1×70	5,14	6136,4
	3	0,225	60,87	3×35+54,6	1,05	833,7
ТП-31п	1	0,255	40,58	3×35+54,6	0,53	419,9
	2	0,240	47,34	3×35+54,6	0,68	537,9
Итого						39566,4

Согласно данным энергоснабжающей организации за 2023 год, суммарные потери в сети 0,4 кВ посёлка до проведения реконструкции составляли  $\Delta W_{л}=48535,4$  кВт·ч/год.

Результаты расчетов показали, что при замене устаревших алюминиевых проводов марки А на новые изолированные провода на СИП-2, потери электрической энергии в сетях 0,4 кВ за год уменьшатся в среднем на 18,5 % [15].

Эффективность реконструкции сети 0,4 кВ посёлка:

$$C_{ВЛ0,4кВ} = 3,45 \cdot (48535,4 - 39566,4) = 30943,1 \text{ руб. / год.}$$

Таким образом, результаты данной проверки доказывает целесообразность замены проводов питающей сети 0,5 кВ посёлка.

Полные активные «потери в трансформаторах 10/0,4 кВ до и после реконструкции» [12]:

$$\Delta P_m = \Delta P_x + \left( \frac{S_{p.ТП}}{S_{ном.ТП}} \right)^2 \cdot \Delta P_{\kappa}, \text{кВт}. \quad (71)$$

«Полные реактивные потери» [12]:

$$\Delta Q_m = \frac{U_{\kappa, \%} \cdot S_{p.ТП}^2}{100 \cdot S_{ном.т}} + \frac{I_{xx, \%} \cdot S_{ном.т}}{100}, \text{квар}. \quad (72)$$

Потери активной энергии в трансформаторе зависят не только от его загрузки, но и от времени подключения к сети  $T_n$ .

Суммарные активные потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{a.T} = \Delta P_m \cdot \beta^2 \cdot \tau \cdot \Delta P_{cm} \cdot T_n, \text{кВт}. \quad (73)$$

Рассмотрен пример расчета потерь в трансформаторе ТМ-100/10, установленного на ТП5.

Время максимальных потерь  $\tau=1800$  ч/год, время подключения трансформатора к сети  $T_n=8760$  ч.

Потери активной мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_T = 1,97 \cdot 0,84^2 + 0,48 = 1,88 \text{кВт}.$$

Потери активной энергии в течении года составят:

$$\Delta W_T = 1,97 \cdot 0,84^2 \cdot 1800 + 0,48 \cdot 8760 = 6727,0 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для остальных трансформаторов расчет произведен аналогичным образом. Данные сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет потерь в трансформаторах после реконструкции

Номер ТП	Трансформатор	Максимальная нагрузка, кВА	$\tau$ , ч/год	Коэф загрузки	Потери активной энергии, кВт·ч/год
ТП5	ТМ-100/10	84,34	1800	0,84	6726,99
ТП6	ТМ-100/10	84,64	1800	0,85	6744,91
ТП7	ТМ-400/10	345,73	1800	0,86	20098,04
ТП8	ТМ-250/10	207,54	1800	0,83	13787,89
ТП50	ТМ-40/10	23,43	1800	0,59	2207,74
ТП58	ТМ-100/10	73,50	1800	0,73	6120,21
ТП77	ТМ-400/10	323,59	1800	0,81	19181,15
ТП78	ТМ-630/10	421,14	1800	0,67	25998,11
ТП-30п	ТМ-630/10	415,21	1800	0,66	25827,19
ТП-31п	ТМ-100/10	59,50	1800	0,60	5460,37
Итого					132152,59

Согласно данным энергоснабжающей организации за 2023 год, суммарные потери в силовых трансформаторах посёлка до проведения реконструкции составляли  $\Delta W_m = 146250$  кВт·ч/год, что на 10,7% больше, чем в реконструированной сети.

Это связано с тем, что коэффициенты загрузки в большинстве случаев выше установленных и трансформаторы сильно устарели.

Эффективность реконструкции трансформаторов ТП-10/0,4 кВ посёлка:

$$C_{ТП} = 3,45 \cdot (146250 - 132152,59) = 48636,1 \text{ руб./год}.$$

Таким образом, проделанная проверка доказывает целесообразность замены силовых трансформаторов на некоторых питающих ТП-10/0,4 кВ

посёлка.

Суммарная годовая эффективность реконструкции СЭС посёлка, полученная по уменьшению потерь электроэнергии:

$$C = 2946,3 + 30943,1 + 48636,1 = 82525,5 \text{ руб./ год.}$$

Результат предлагается принять к сведению.

Выводы по разделу.

Экономическая эффективность проведённой реконструкции СЭС посёлка определяется стоимостью потерь электроэнергии в сетях 10 кВ, 0,4 кВ, а также в силовых трансформаторах.

Расчётным путём установлено, что при стоимости 1 кВт·ч 3,45 руб. (одноставочный тариф для ХМАО-Югра), суммарная годовая эффективность реконструкции СЭС посёлка, полученная по уменьшению потерь электроэнергии, будет составлять 82525,5 руб. в год.

## **4 Безопасность проекта реконструкции посёлка**

### **4.1 Безопасность жизнедеятельности в системе электроснабжения посёлка**

Охрана труда при выполнении электромонтажных работ в системе электроснабжения рассматриваемого поселка представляет собой комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасных условий труда для работников и минимизацию рисков возникновения производственных травм и аварийных ситуаций. Эти меры включают в себя строгое соблюдение всех нормативов и стандартов, регулирующих электробезопасность и охрану труда в электротехнических работах [8], [9].

Одним из важных аспектов является проведение подготовительных мероприятий, таких как анализ рабочей среды и опасностей, разработка плана безопасности работ, обучение персонала правилам безопасности и применению средств индивидуальной защиты.

Кроме того, осуществляется контроль за исправностью и правильным применением электроинструмента и оборудования, а также за соблюдением правил эксплуатации и технического обслуживания.

Важным аспектом охраны труда является также проведение эффективного контроля за соблюдением правил и инструкций безопасности, регулярная проверка рабочих мест на соответствие нормам и стандартам, а также анализ и учет всех возможных рисков и опасностей при проведении работ.

В случае выявления нарушений или несоответствий требованиям безопасности, немедленно принимаются меры по их устранению и предотвращению возможных последствий.

Таким образом, охрана труда при выполнении электромонтажных работ в системе электроснабжения рассматриваемого поселка основана на системном

подходе, включающем комплекс мероприятий по обеспечению безопасных условий труда, предупреждению производственных травм и минимизации рисков аварийных ситуаций.

Известно, что основную ответственность за обеспечение охраны труда, лежит на директоре организации, которая проводит строительно-монтажные работы всех категорий, включая также электромонтажные работы [9].

Структура службы охраны труда строительного-монтажного предприятия, которое будет осуществлять практические электромонтажные работы на объекте, представлена в форме алгоритма (рисунок 7).



Рисунок 7 – Структура службы охраны труда строительного-монтажного предприятия, которое будет осуществлять практические электромонтажные работы на объекте

Организация процесса обеспечения мероприятий по безопасности труда при выполнении электромонтажных работ включает в себя этапы, представленные в форме схемы (рисунок 8).

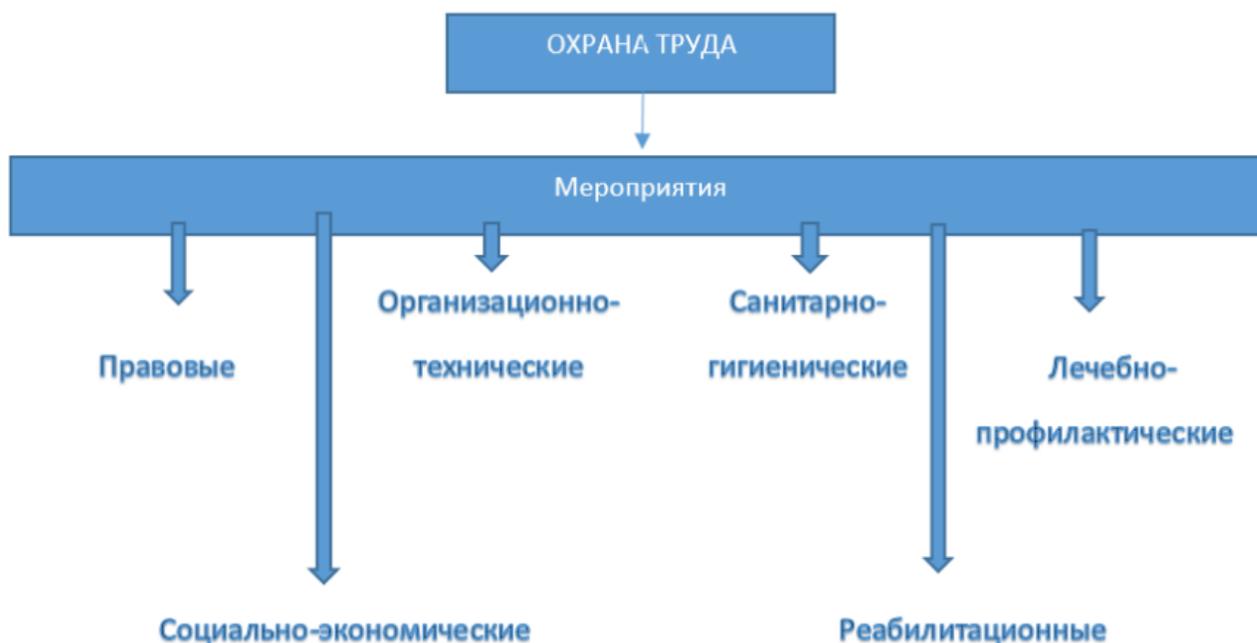


Рисунок 8 – Организация процесса обеспечения мероприятий по безопасности труда при выполнении электромонтажных работ

Известно, что организация процесса обеспечения мероприятий по безопасности труда при выполнении электромонтажных работ предполагает необходимость разработки и строгого соблюдения необходимых инструкций по охране труда.

Эти инструкции должны детально охватывать каждый этап электромонтажных операций, предоставляя работникам четкие рекомендации и требования в отношении безопасности.

На основании данных инструкций, предполагается чёткое разделение мероприятий по виду их происхождения и степени влияния на полученный результат. Как видно из рисунка, выделяют шесть основных аспектов данного направления. Кроме того, все работники должны быть обучены и соблюдать требования по предотвращению различных опасностей.

Регулярные проверки знаний и умений являются важными аспектами, направленными на предотвращение потенциальных рисков при работе с опасностями на рабочем месте.

Совершенствование базы знаний является одним из необходимых инструментов, обеспечивающим чёткое понимание и организацию работы в электроустановках системы электроснабжения рассматриваемого посёлка. Этот важнейший аспект способствует повышению навыков работников всех направлений.

Также при рассмотрении вопроса охраны труда следует особое внимание уделить периодичности и качеству проведения инструктажей персонала [8].

Таким образом, при выполнении указанных мероприятий по охране труда значительно повысится эффективность выполняемых работ со стойким снижением аварийности и несчастных случаев в системе электроснабжения рассматриваемого посёлка.

#### **4.2 Расчёт контура заземления ТП-10/0,4 кВ посёлка**

Основными целями и задачами расчёта контура заземления питающей подстанции посёлка являются обеспечение безопасности персонала и оборудования от поражений электрическим током, минимизация рисков возникновения пожаров, обеспечение надёжности и эффективности работы электроснабжения, соблюдение нормативных требований и стандартов в области электробезопасности и электротехники, а также учёт особенностей геологии и климатических условий местности.

Дополнительными целями и задачами расчёта контура заземления питающей подстанции посёлка могут быть оптимизация использования ресурсов земли и материалов, учёт требований экологической безопасности при проектировании и строительстве, обеспечение соответствия техническим стандартам и нормативам, а также оценка эффективности экономических затрат на реализацию проекта заземления.

Кроме того, важно учитывать будущее развитие инфраструктуры посёлка и возможные изменения в потреблении электроэнергии для обеспечения долгосрочной эффективности и устойчивости системы электроснабжения.

«Удельное сопротивление грунта (расчетное)» [10]:

$$\rho_p = k_c \cdot k_l \cdot \rho_{изм}, \quad (74)$$

где « $k_c$ ,  $k_l$  – соответственно, коэффициент сезонности и коэффициент, учитывающий при какой влажности грунта производились измерения;

$\rho_{изм}$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м» [10].

«Сопротивление одного круглого стержня, погруженного вертикально в землю, определяется по формуле» [10]:

$$R_{\sigma} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \left( \ln \frac{2L}{d} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right), \quad (75)$$

где « $L$  – длина электрода, м;

$d$  – диаметр электрода, м;

$t$  – заглубление заземлителя (расстояние от поверхности земли до середины заземлителя), м» [10].

«Расчетное сопротивление растеканию горизонтального электрода» [10]:

$$R_{\sigma} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \ln \frac{L^2}{0,5 \cdot b \cdot t}, \quad (76)$$

где « $L$  – длина всего электрода, м;

$b$  – ширина электрода, м;

$t_z$  – глубина залегания электрода, м» [10].

«Сопротивление группового заземлителя» [10]:

$$R_{zp} = \frac{R_{\epsilon} \cdot R_z}{R_{\epsilon} \cdot \eta_z + n \cdot R_z \cdot \eta_{\epsilon}}, \quad (77)$$

где « $n$  – количество вертикальных электродов;

$\eta_{\epsilon}$  – коэффициент использования вертикального электрода;

$\eta_z$  – коэффициент использования горизонтального электрода» [10].

Проводится расчёт контура заземления ТП посёлка:

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

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

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

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

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

«Расчетное сопротивление группового заземлителя соответствует требованиям ( $R_{гр} \leq 4 \text{ Ом}$ )» [10].

Выводы по разделу.

Описаны мероприятия по безопасности проведения работ в реконструируемой СЭС посёлка. Рассчитан «контурный заземлитель для трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ» [10].

## Заключение

В работе выполнена частичная реконструкция питающей схемы, а также техническое перевооружение системы электроснабжения посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра.

В работе проведено описание исходных данных посёлка Сингапай Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Проведена характеристика климатических и топографических условий объекта исследования.

Описана исходная схема объекта проектирования.

В результате анализа исходных данных существующей системы электроснабжения посёлка, установлено следующее:

- все энергопотребители посёлка относятся к 3 категории по надежности;
- электроснабжение посёлка осуществляется от сети трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, питающихся по 2-м фидерам 10 кВ от двух ПС-35/10 кВ «171» и «196» (используется магистральная схема питания). Обе указанные питающие подстанции 35/10 кВ находятся в непосредственной близости от посёлка в Нефтеюганском районе;
- на территории посёлка размещено несколько видов жилой и коммунальной застройки: одно и двухквартирные жилые дома с газовыми плитами, несколько магазинов, медпункт, аптека, детские сады, животноводческие фермы и другие аналогичные объекты. Они получают питание от восьми однострансформаторных понизительных ТП-10/0,4 кВ;
- на сторонах 10 кВ и 0,38/0,22 кВ посёлка используются провода марки А-50, которые установлены на деревянных опорах. Провод и опоры требуют замены, так как не отвечают нормам по надёжности и в последние годы на данных линиях значительно участились аварии;

– планируется строительство новой школы, спортзала, а также водонапорной башни и котельной. Кроме того, планируется ввод в эксплуатацию новых жилых объектов. Все новые потребители планируется подключить на две новых ТП-30п и ТП-31п.

В ходе выполнения работы, были разработаны мероприятия по реконструкции схемы и техническому перевооружению системы электроснабжения посёлка Сингапай Нефтеюганского района ХМАО-Югра в связи с вводом новых потребителей, изношенностью старого оборудования и строительства новых жилых и социальных объектов.

При реконструкции внутреннего электроснабжения 10 кВ осуществлён ввод двух новых ТП-10/0,4 кВ, питающих новые потребители посёлка.

Установлено, что они питают новую нагрузку посёлка на номинальном напряжении 0,4 кВ.

Расчитаны токи короткого замыкания в сети 10 кВ и 0,4 кВ СЭС посёлка. Определены электрические нагрузки. Подробно рассмотрено наружное уличное освещение с применением современных технологий.

В результате пересчёта мощностей на существующих понизительных подстанциях 10/0,4 кВ посёлка, произведена замена некоторых силовых трансформаторов на более рациональные и оптимальные (исходя из нормируемых значений коэффициентов их загрузки).

На всех питающих и распределительных линиях 10 кВ и 0,4 кВ заменены неизолированные провода марки А на самонесущие изолированные провода марки СИП, а деревянные опоры – на железобетонные (типы СВ-95 и СВ-105).

Установлено, что данные мероприятия позволят существенно снизить как технические, так и коммерческие потери.

При модернизации электрической сети все трансформаторные ПС и трассы линий остаются на прежних местах, такое решение справедливо, чтобы избежать дополнительных затрат на отвод земли.

Расчитаны уставки основных токовых защит питающей воздушной линии 10 кВ СЭС посёлка с последующим их согласованием.

Экономическая эффективность проведённой реконструкции СЭС посёлка определяется стоимостью потерь электроэнергии в сетях 10 кВ, 0,4 кВ, а также в силовых трансформаторах.

Расчётным путём установлено, что при стоимости 1 кВт·ч 3,45 руб. (одноставочный тариф для ХМАО-Югра), суммарная годовая эффективность реконструкции СЭС посёлка, полученная по уменьшению потерь электроэнергии, будет составлять 82525,5 руб. в год.

Описаны мероприятия по безопасности проведения работ в реконструируемой СЭС посёлка.

Расчитан контур заземления ТП-10/0,4 кВ.

Все решения подтверждены расчётным путём.

## Список используемой литературы

1. Выключатели автоматические ВА [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elektrokontaktor.ru/produkcija/vyklyuchateli-avtomaticheskie-va> (дата обращения: 24.03.2024).
2. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: Кнорус, 2019. 236 с.
3. Климат. Ханты-Мансийский автономный округ [Электронный ресурс]: URL: <https://ru.weatherspark.com/countries/RU/32> (дата обращения: 24.03.2024).
4. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
5. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
6. Микропроцессорное устройство релейной защиты SEPAM. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elec.ru/library/manuals/mikroprocessornoe-ustrojstvo-sepam-serii-20.html> (дата обращения: 24.03.2024).
7. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
8. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15 декабря 2020 г. № 903н / Приказ от 29 апреля 2022 г. № 279н). Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.
10. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.
11. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения:

24.03.2024).

12. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

13. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2024. 406 с.

14. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2024. 365 с.

15. СИП-2. [Электронный ресурс]: URL: [https://k-  
ps.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyye/dlya-vozdushnyix-linij-peredach/sip-2/](https://k-<br/>ps.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyye/dlya-vozdushnyix-linij-peredach/sip-2/)  
(дата обращения: 24.03.2024).

16. СИП-3. [Электронный ресурс]: URL: [https://k-  
ps.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyye/dlya-vozdushnyix-linij-peredach/sip-3/](https://k-<br/>ps.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyye/dlya-vozdushnyix-linij-peredach/sip-3/)  
(дата обращения: 24.03.2024).

17. СП 440.1325800.2018 Проектирование естественного и искусственного освещения. [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/554819713>  
(дата обращения: 24.03.2024).

18. Трансформаторы ТМ. [Электронный ресурс]: URL: <https://transform74.ru/tr/transformatory-tm/> (дата обращения: 24.03.2024).

19. Фризен В.Э., Назаров С.Л. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2018. 180 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.