

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и
СИСТЕМ
(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему Реконструкция электроснабжения села Тимофеевка

Студент

А.А. Капитанова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент В.А. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Оценка электроснабжения села Тимофеевка.....	7
1.1 Мировые тенденции в кабельной промышленности.....	7
1.1.1 Сверхпроводимость кабелей.....	7
1.1.2 Гибридные кабели.....	9
1.1.3 Нанотехнологии в кабельной промышленности.....	10
1.1.4 Как устроен сверхпроводящий кабель.....	11
1.2 Общие сведения по применению и использованию кабельных линий.....	12
1.3 Сеть датчиков контроля и определения места повреждения для подземных распределительных линий.....	15
1.4 Существующее электроснабжение села Тимофеевка.....	19
1.4.1 Ситуации, требующие реконструкции электроснабжения села Тимофеевка.....	24
1.4.2 Задачи, которые решает реконструкция электрических сетей села Тимофеевка.....	26
1.4.3 Результаты грамотного подхода к реконструкции электрических подстанций села Тимофеевка.....	29
Вывод по разделу 1.....	32
2 Комплексное решение реконструкции электроснабжения села Тимофеевка.....	34
2.1 Реконструкция электроснабжения села Тимофеевка.....	34
2.2 Технические решения для реконструкции электроснабжения села Тимофеевка.....	37
2.3 Расчет контурного заземляющего устройства.....	39
2.4 Разработка компоновки СРП-6 кВ.....	44
2.5 Выбор сечения проектируемого кабеля 6 кВ.....	51
2.6 Расчет токов КЗ.....	53

2.7 Выбор уставок УРЗА.....	56
2.7.1 Ячейки № № 2,3,10,11 (фидера 6 кВ) в проектируемой РП-6 кВ.....	57
2.7.2 Ячейка № 6 (СВ) в проектируемой РП-6 кВ.....	62
2.7.3 Ячейки № 5 и № 8 (ввода) в проектируемой РП-6 кВ.....	65
2.7.4 Ячейки № 118 и № 351 (фидера) пс 110/6 кВ «ГПП-2 «Фосфор» ».....	69
Вывод по разделу 2.....	77
3 Полный расчет финансовых затрат по реконструкции электроснабжения села Тимофеевка.....	78
3.1 Смета по КЛ-6 кВ от ПС «Фосфор» до села Тимофеевка.....	78
3.2 Смета по архитектурным решениям реконструкции электроснабжения села Тимофеевка.....	89
3.3 Смета по СРП-6 кВ села Тимофеевка.....	94
Вывод по разделу 3.....	98
Заключение.....	99
Список используемых источников.....	101

ВВЕДЕНИЕ

Множество загородных поселков, кооперативов и садовых товариществ проектировались еще в середине прошлого века, когда инженеры не имели понятия о сложной технике, включающей в себя насосы, нагревательные приборы, газонокосилки, а также строительные инструменты и домашние станки. В результате в настоящее время существующее трансформационное и распределительное оборудование не способно обеспечить необходимые характеристики электрического тока. Для восстановления их нормального уровня производится реконструкция или строительство новых сетей электроснабжения поселков.

Многие владельцы загородных домов или участков сталкивались с проблемой, когда их современная бытовая или садовая техника прекращала работу без видимых на то причин, или даже выходила из строя за считанные недели и месяцы. Это является одним из следствий пониженного напряжения, которое оказывает очень сильное негативное влияние на все электрическое оборудование. Особенно сильно страдают электродвигатели, которые не только теряют большую часть своей мощности, но также становятся подвержены перегреву, который сокращает ресурс времени их использования.

Снижение показателя напряжения ниже нормального влияет и на освещение, которое не может полноценно выполнять свои функции. Зимой же оно способно нарушить комфорт во всем строении, так как нагревательные приборы, в том числе и относящиеся к системе отопления, не могут достичь нужной температуры. Для решения таких проблем используются два пути. Первый предусматривает приобретение индивидуальных генераторов на жидком топливе - они позволяют быстро получить приемлемое напряжение и мощность. Однако такая техника очень дорога - как в приобретении, так и в обслуживании, поэтому оптимальным

вариантом является комплексная реконструкция электроснабжения загородных поселков.

В связи с нестабильной экономической ситуацией в стране и невысокими доходами населения многие семьи переезжают на постоянное место жительства в село, так как стоимость жилья ниже, чем в городе. При этом человек имеет в собственности землю, которую может использовать для сельскохозяйственных нужд. В связи с этим в последнее время значительно возросла нагрузка на питающие сети – отопление и освещение жилых домов, водоснабжение, освещение улиц, электрификация строительных работ. Соответственно, возрастают и требования к рациональному расходованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения, к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии, к ее экономному использованию. Состояние электроснабжения сельских территорий остается неудовлетворительным. Любая непогода, в большинстве случаев, приводит к аварийному отключению электроэнергии. Качество электроэнергии низкое. Порой, напряжение в жилых домах падает до 170-180 В. В настоящее время в результате увеличения установленных мощностей бытовых потребителей, связанных с улучшением бытовых условий, возникла проблема перегрузки существующих ТП, КТП, РП, к тому же существующие конфигурации сетей не обеспечивают требуемого качества электроэнергии. В связи с резким увеличением потребления электроэнергии существующие сечения проводов не обеспечивают требования допустимых потерь напряжения, а также надежности электроснабжения. Мощности трансформаторных подстанций не соответствуют подключенным к ним нагрузкам.

«При возрастании нагрузки появляется необходимость замены трансформатора и коммутационной аппаратуры в КТП. При реконструкции или новом строительстве наилучшим решением будет применение КТП киоскового типа или РП» [22].

Данная работа посвящена решению вопросов реконструкции сетей электроснабжения 6 кВ села Тимофеевка для повышения надежности и

уменьшением потерь электрической энергии. Необходимость реконструкции связана с невыполнением требований, предъявляемым к качеству электроэнергии, а также ростом нагрузок жилого сектора.

Целью данного проекта является повышение надежности, качества и уменьшение потерь электроэнергии за счет проведения реконструкции электроснабжения села Тимофеевка.

Для выполнения поставленных целей были сформулированы следующие задачи, которые необходимо решить:

1. Анализ существующих систем электроснабжения села Тимофеевка;
2. Разработка мероприятий по повышению энергетической эффективности систем электроснабжения села Тимофеевка;
3. Экономические расчеты выбранного проекта.

1 Оценка электроснабжения села Тимофеевка

1.1 Мировые тенденции в кабельной промышленности

Сверхпроводящие кабели – на сегодняшний день это одно из главных новшеств. Общепринятые медные кабели могут пропускать ток не более тысячи ампер. Сверхпроводящие же кабели с легкостью передают 5 кА. Тогда как в Китае испытали кабель на 20 кА. В Южной Корее запущена государственная программа развития сверхпроводящих кабельных сетей. Ежегодно около 10 миллионов долларов выделяется на ее развитие. Очевидно, что в будущем в области сверхпроводящих кабельных линиях нас ожидает революция [1].

1.1.1 Сверхпроводимость кабелей

«Можно добиться значительного экономического эффекта с точки зрения рентабельности, при передачи больших мощностей – более 200-300 мегавольт-ампер (МВА) за счет изменения инфраструктуры и высвобождения земли, занимаемыми линиями электропередачи меньшей мощности.

Также есть еще одна значительная возможность для экономии: возьмем генераторное напряжение, вырабатываемое электростанцией, в 20 кВ. Далее электроподстанция повышает его до 110 кВ, энергия передается на высоком напряжении, другая же городская подстанция снижает это напряжение до 20 кВ и передает потребителям. Из-за того, что омические потери энергии в линиях электропередач пропорциональны квадрату силы тока, приходится выполнять повышение напряжения при передаче. Чтобы понизить потери тока, необходимо ток уменьшить, а напряжение увеличить. Сопротивление в сверхпроводящем кабеле практически равно нулю и потерь нет независимо от силы тока, поэтому описанные действия для сверхпроводящего кабеля не

требуются. Передавая ту же самую мощность по сверхпроводящему кабелю на низком напряжении (20 кВ) электростанции в город, мы экономим земельные площади, так как пропадает необходимость в двух подстанциях» [4].

Такая несомненная выгода очень подходит для крупных городов с их дорогостоящими земельными площадями, таких как Москва, Санкт-Петербург, Екатеринбург, Новосибирск, и, конечно, это не подходит для небольших городов.

«В поддержку данной темы можно сказать, что недавно южнокорейская энергетическая компания LS Power и AmericanSuperconductor из США заключили договор о поставке 3 миллионов метров сверхпроводящих материалов, полностью избавленных от сопротивления электрическому току. В ближайшие годы из них корейцы планируют произвести 50 километров сверхпроводящих кабельных линий.

Стоит отметить, что сверхпроводящие кабели – это не только линии электропередачи, так же низкотемпературные сверхпроводящие кабели применяют в сверхпроводящих магнитах, также в магнитных установках ускорителей элементарных частиц. По мнению специалистов, в производстве таких кабелей наша страна находится среди лидеров» [4]. Строительство первого термоядерного реактора является примером в применении НТСП (низкотемпературных сверхпроводящих) кабелей, произведенных в России, которые также применяются во многих международных научных проектах. Производство высокотемпературных сверхпроводников в нашей стране началось лишь в нынешнем веке, поэтому российские успехи в производстве высокотемпературных сверхпроводящих кабелей немного скромнее. «С 2005 года, при участии РАО «ЕЭС России», организован специализированный Координационный совет по сверхпроводящим технологиям. Поэтому в 2014 году совместными усилиями Всероссийского института кабельной промышленности (ВНИИКП), Энергетического института им. Г. М. Кржижановского, НТЦ электроэнергетики

и Московского авиационного института Россией была произведена рекордная и крупнейшая на тот момент в Европе 200-метровая кабельная линия электропередачи на основе высокотемпературного сверхпроводника. Наука не стоит на месте, и в 2015 году израильские ученые апробировали новейший тип сверхпроводников, в составе которого волокна, произведенные из монокристаллов сапфира. Их используют в составе инновационных силовых кабелей. С ними появилась возможность передавать более высокие нагрузки, эти проводники не испытывают перегрева, которому могут быть подвержены обыкновенные медные токопроводящие жилы. Этот сверхтонкий проводник на основе сапфира может передавать приблизительно в сорок раз больше электроэнергии, чем медный проводник такого же размера» [1].

1.1.2 Гибридные кабели

«В феврале 2016 года специалисты из Южной Кореи вновь подтвердили, что являются лидерами отрасли. Компания LS Cable&System представила на мировой рынок свой новый продукт – комбинированный силовой кабель 12/20 кВ с вдуваемыми оптическими волокнами. В его конструкции объединены электрический силовой кабель и кабель связи. Этот гибридный кабель необходим для создания объединенных в одну систему эффективных и «умных» сетей энергоснабжения и связи, что является прорывом в электроэнергетике. Особенность комбинированного кабеля в том, что, в отличие от традиционных гибридных кабелей с оптическими волокнами, прокладка этого нового продукта выполняется сжатым воздухом. При этом методе трубка диаметром 3-5 миллиметров вставляется внутрь кабеля, и оптические волокна вдуваются внутрь при помощи воздуха под высоким давлением. Достоинство этого метода в том, что в существующих комбинированных кабелях может быть максимум шестнадцать оптических модулей, а при использовании нового метода

в одной кабельной конструкции можно объединить до 144 оптических модулей. Как отмечают корейские специалисты, комбинированный силовой кабель с вдуваемыми оптическими волокнами можно применять в наращиваемых системах связи, а это очень важно для потребителей, которые хотят модернизировать и расширять свои энергетические системы и сети связи по мере роста спроса на услуги. Также, в отличие от обыкновенных комбинированных кабелей, новая конструкция включает в себя пластмассовую трубку и оболочку для защиты кабеля, что позволяет сократить риск его повреждения, снизить эксплуатационные расходы. Достоинство состоит в том, что оптический кабель может быть использован для анализа температуры и состояния кабелей в режиме реального времени» [5].

1.1.3 Нанотехнологии в кабельной промышленности

«Развитие нанотехнологий - это достижения высокой экономической эффективности при изготовлении кабеля с помощью нанотехнологий. Такое производство ведет к сложностям, но в то же время вызывает большой интерес. В чем же они заключаются? Постараемся ответить на этот вопрос. Первое, эти наноматериалы должны быть совершенно безвредными и экологически безопасными для окружающей среды. Также, у таких материалов совершенно другие физические свойства, которые становятся очевидными только на уровне нанометрических размеров (это касается поверхностной свободной энергии, теплоемкости, электропроводности, механической прочности и т. д.). Все эти выявленные характеристики могут быть использованы для создания «умных кабелей», которые могут реагировать на окружающую среду таким образом, который недоступен традиционным кабелям» [1].

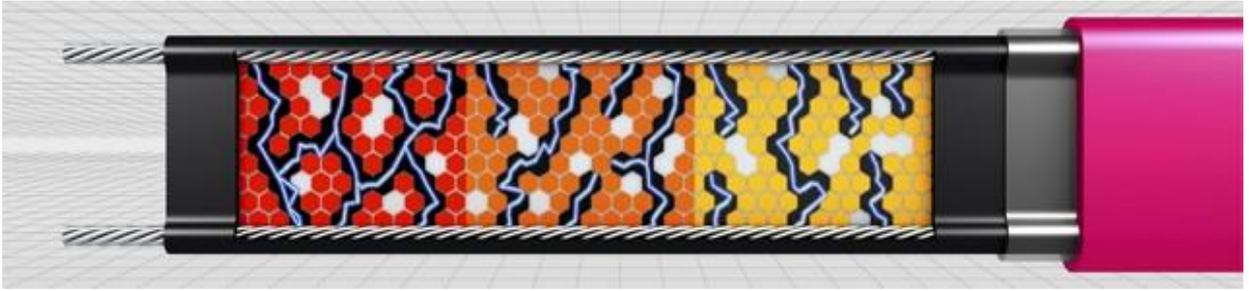


Рисунок 1 - «Умный» кабель

1.1.4 Как устроен сверхпроводящий кабель

Несущим элементом кабеля служат медные провода диаметром около 20 миллиметров, которые находятся в центре кабеля. По окружности на них укладываются сверхпроводящие ленты спиралью. Поверх этого слоя с противоположным направлением скрутки укладывается второй слой сверхпроводящих лент. После этого толщиной от 6 до 12 миллиметров накладывается изоляция. Затем укладывается так называемый сверхпроводящий экран - новые сверхпроводящие ленты. Поверх сверхпроводящего экрана кладется еще медный экран – это защита сверхпроводника. «Кабель укладывается в длинную гибкую трубу из гофрированной нержавеющей стали. Эта труба двойная – внутренняя труба обмотана супер изоляцией, и между двумя трубами откачан воздух (это так называемая высоковакуумная термоизоляция). По внутренней трубе прокачивается жидкий азот» [4]. Ненадежность криогенной системы, которая создает этот жидкий азот и качает его по длинному кабелю, к сожалению, является проблемой сверхпроводящего кабеля.

Таким образом, можно подвести итог и утвердительно сказать, что улучшению экономической эффективности и упрощения технологических процессов при производстве кабельных изделий значительно способствуют нанотехнологии, продвигая вперед совершенствования характеристик кабельных изделий.

Для производства кабелей также используются нанотехнологии, например, для их сшивания. Для огнестойких кабелей в качестве наполнителей применяются углеродные нанотрубки и наноглины. Также, ученые стараются произвести специальные кабели при помощи нанотехнологий. Возможно, они будут способны устранять последствия возникновения повреждений или смогут оставаться чистыми благодаря наличию незагрязняющегося покрытия, или будут способны предупредить потребителей о сбоях и коротких замыканиях в электрических цепях. Это показывает нам, что кабельное производство переживает свое развитие и подъём на новый уровень. Однако, сейчас даже невозможно представить, какими будут кабели будущего. Возможно, они будут способны ремонтировать сами себя, сверхпроводящие, сделанные из наноматериалов. Кабельную промышленность ожидает большое будущее.

1.2 Общие сведения по применению и использованию кабельных линий

В последние годы было установлено значительное количество наземных и подводных кабельных систем для удовлетворения постоянно растущего спроса на электроэнергию. И это будет увеличиваться: общество постоянно требует больше электричества от сети; с сегодняшнего дня до 2050 года потребление электроэнергии увеличится примерно на 140%. Общие европейские сетевые инвестиции, по оценкам, увеличатся еще на 80% к 2050 году.

Хотя подземная прокладка увеличивает первоначальные затраты на передачу электроэнергии и распределение, силовые кабельные системы, как правило, менее подвержены сбоям из-за внешних сил, чем воздушные системы и выполняют эстетические и экологические цели.

Международные исследования установили частоту отказов наземной кабельной системы AC XLPE (от 60 до 500 кВ): для кабелей 8,8% на 100 км в

год, для соединений 0,8% на 100 компонентов в год и для разрывов 1,3% на 100 компонентов в год. Отказ кабельных систем влечет за собой огромные затраты - любое отключение стоит дорого с точки зрения репутации, а также сбоев в обслуживании. Поэтому очень важно установить и эксплуатировать надежную систему силовых кабелей в электросети.

Кабель питания используется для распределения и передачи электроэнергии. Кабельная система состоит из кабеля и его компонентов. Кабельные компоненты (соединения и заделки) предназначены для контроля высокого напряжения для предотвращения разрушения изоляции.

Основанная на системе питания, которую они обслуживают, система силовых кабелей предназначена для применения переменного или постоянного тока. Существует несколько типов кабелей переменного и постоянного тока в зависимости от конструкции кабеля и используемого изоляционного материала.

Изоляция большинства типов кабелей - это экструдированный сшитый полиэтилен (XLPE) и бумага. С 2000 года кабель из сшитого полиэтилена является предпочтительным типом кабеля, (87%) почти для всех установленных кабелей переменного тока. Тенденция к использованию XLPE будет продолжаться, и его использование будет расти в направлении более высоких уровней напряжения.

Как правило, кабели из сшитого полиэтилена состоят из сплошной жилы, металлического экрана и / или металлической оболочки и неметаллической оболочки. Сердцевина кабеля состоит из проводника, внутреннего полупроводящего слоя (экрана проводника), сплошной основной изоляции и внешнего полупроводящего слоя (экрана изоляции). Эти три слоя выдавливаются за один процесс. Проводник силовых кабелей может быть изготовлен из меди или алюминия. Это может быть сплошной или многожильный круглый проводник или сегментированный проводник (проводник Милликена), чтобы уменьшить потери, вызванные скин-эффектом. Кабель может быть спроектирован так, чтобы иметь продольную

блокировку воды с помощью барьерных лент или порошка. Металлический экран или оболочка должны выдерживать ток короткого замыкания в случае отказа.

Опционально может быть оснащен волокнами для контроля температуры. Защитная оболочка защищает кабель во время монтажа, служит антикоррозийным слоем и изолирует экран от земли. При желании его можно наносить с помощью функционального слоя, такого как полупроводниковая оболочка для проведения испытания оболочки после установки, или огнестойкой оболочки для установок в туннелях или зданиях, если это необходимо.

Обоснованием для высоковольтных испытаний является проверка отсутствия дефектов в изоляционных материалах из-за неадекватного проектирования и / или производства, проверка правильного управления электрическим полем при неоднородностях, таких как соединения и заделки, а также для выявления недостатков в общем проекте и сборке. Предполагается, что адекватные высоковольтные диэлектрические испытания представляют собой наиболее возможные напряжения высокого напряжения при эксплуатации.

Например, импульсный тест молнии представляет внешние перенапряжения, которые являются следствием ударов молнии; импульсный тест переключения представляет внутренние перенапряжения, которые вызваны операциями переключения в энергосистеме.

Применение силовых кабелей продолжает увеличиваться по длине цепи, нормальному току и напряжению системы. Однако с более высоким номинальным напряжением и током возникает более высокое напряжение, которое может повлиять на надежность и срок службы.

1.3 Сеть датчиков контроля и определения места повреждения для подземных распределительных линий

«Одной из фундаментальных задач электросетевого хозяйства является обеспечение бесперебойной подачи электроэнергии своим потребителям. Первичная распределительная сеть является важной частью этих средств, поскольку неисправность в ней может затронуть тысячи клиентов. Тем не менее, сложность этой сети возросла из-за нарушения распределенной генерации, типичной для Интеллектуальных сетей (SmartGrid), что значительно усложнило некоторые анализы и делает невозможным применение традиционных методов. Эта проблема усиливается в линиях метро, где доступ ограничен. В качестве возможного решения предлагается развернуть распределенную сенсорную сеть вдоль линий электропередач. Эта сеть предлагает воспользоваться ее распределенным характером для поддержки новых подходов этих анализов. Для этого рассматривается аквакультура предлагаемой сети (адаптированной к электросети) на основе узлов, использующих методы связи по линиям электропередачи и сбора энергии. Были проведены эксперименты для проверки этой технологической адаптации с использованием реального прототипа. Кроме того, помимо простого использования для мониторинга, также предлагается использовать этот подход для решения двух типичных проблем оператора распределительной системы, таких как: определение места повреждения и прогнозирование отказа в силовых кабелях» [35].

В последние несколько лет электрические системы стали одной из опор современного мира. Чтобы позволить себе этот сложный сценарий, была предложена парадигма Интеллектуальных сетей [6,7], добавив новую иерархическую организацию, чтобы сделать возможным ее управление. Общее описание современной традиционной системы доставки электроэнергии может быть разбито по большей части на отдельные компоненты генерации, передачи, подстанции, распределения и потребителя.

Ориентируясь на распределительные сети, она является частью энергосистемы, которая соединяет основные подстанции с потребителями и которая разделена на два уровня; первичная распределительная сеть (при среднем напряжении) и вторичная распределительная сеть (при низком напряжении). В частности, первичная распределительная сеть отвечает за подключение первичных подстанций (от высокого напряжения к среднему напряжению, преобразование) к вторичным подстанциям (от среднего напряжения к низковольтному, преобразование).

Принимая во внимание эту структуру, отключение в одном фидере этого верхнего уровня этой распределительной сети затронет большое количество потребителей, что вызовет неудобства для них и коммунальной компании. Доказательством этой важности является наличие некоторых показателей, задача которых состоит в оценке качества обслуживания оператора системы распределения. В некоторых правительствах нашего мира установлены минимальные правовые требования к качеству поставок, и эти требования могут быть описаны в основном с использованием двух упомянутых показателей или других аналогичных показателей. Это очень важно, чтобы первичные распределительные линии были сенсоризованы и проверены, что позволяет коммунальным предприятиям находить проблемы и решать их как можно скорее. Эта стратегия соответствует одной из основных целей интеллектуальных сетей (SmartGrid - улучшить качество электроэнергии) [8].

В этом смысле необходимо будет увеличить инфраструктуру сети для предоставления новой информации в Систему управления распределением. Таким образом, эта новая система мониторинга должна охватывать техническое обслуживание двумя способами: реактивным и прогностическим:

«(А) С точки зрения реактивного технического обслуживания, он должен уметь находить и выявлять возможные неисправности и инциденты в

энергосистемах. Эта информация важна для системы управления отключениями, чтобы минимизировать их влияние на клиентов.

В то время как обнаружение неисправностей требует специальных систем отключения (для быстрого отключения линий, чтобы минимизировать повреждения в линиях) и традиционно разворачивается на подстанциях, локализация неисправностей является широкой областью исследования, и существует множество примеров методов, которые можно применять в любой ситуации» [35].

Все эти методы следуют парадигме самовосстановления, то есть сама сеть автоматически быстро обнаруживает, выявляет, анализирует, реагирует, а затем восстанавливает источник питания [9]. Эта философия также известна как локализация неисправностей, изоляция и восстановление обслуживания. К сожалению, большинство из этих методов определения местоположения неисправностей обычно не применимы, потому что им обычно не хватает информации или возникают проблемы в сценариях с распределенной генерацией (с двунаправленными потоками мощности). В этом смысле, предлагается использовать преимущества нового подхода, основанного на предлагаемом новом распределенном инструментальном оборудовании, использующем его распределенный характер для решения проблемы определения местоположения неисправности.

(В) С точки зрения профилактического обслуживания, он должен иметь возможность отслеживать старение и деградацию систем снабжения, позволяя оператору системы распределения выявлять критические участки, которые предположительно могут страдать от будущих проблем. Работа и условия окружающей среды играют важную роль в успешном прогнозировании срока службы кабельной линии [10]. Корреляция между факторами окружающей среды и старением изоляции кабеля была представлена в некоторых научных статьях. Были проведены исследования того, как температура влияет на рост деревьев в изоляции эпоксидной смолы, от их появления до стадии разрушения [11]. Были изучены эпоксидные и

другие материалы для сопоставления их прочности на разрыв с температурой [12] (более высокие температуры снижают прочность на разрыв), проанализирована деградация полимерной изоляции из-за влажности и других химических факторов [13], была предложена методология оценки изоляции из сшитого полиэтилена и ПВХ/В с использованием гармонического анализа.

Очевидно, что с обеих точек зрения (реактивный и прогностический подходы) необходима система мониторинга. Идея развертывания дополнительной измерительной инфраструктуры для решения этого типа задач не нова. Один из наиболее распространенных примеров его использования можно увидеть во вторичной распределительной сети, где была развернута усовершенствованная измерительная инфраструктура со смарт-счетчиками для автоматического сбора потребляемой мощности потребителем. Существует множество работ в этой области [14], в которых авторы предлагают использовать беспроводную сенсорную сеть в структуре измерения электрической энергии. Была предложена интегрированная архитектура Интернета вещей для сетей интеллектуальных счетчиков, которые будут развернуты в умных городах (SmartCities) [15]. Обращаясь к системе передачи энергии, мы увидим, как технология беспроводного датчика может использоваться для оценки механического состояния линий электропередачи.

Однако этот тип мониторинга ограничен определенными аспектами, такими как измерение мощности, и он не может выполнить остальные описанные операции, чтобы помочь поддерживать работу электрической системы. Их отсутствие можно решить с помощью сенсорной сети, которая состоит из большого количества сенсорных узлов, которые плотно развернуты либо внутри явления, либо очень близко к нему [16].

Сенсорные сети имеют множество приложений, одним из которых является повсеместный и глубокий мониторинг окружающей среды. Применение технологий сенсорных сетей является новой альтернативой с

многочисленными вкладами за последние несколько лет, как в целом, так и в конкретных областях, таких как мониторинг воздушных линий, мониторинг системы распределенной генерации и управление зарядкой электромобилей.

Как видно, эти типы мониторинга уже доступны в основном для подстанций и воздушных распределительных линий, но не для подземных распределительных линий. В значительной части сенсорные устройства более доступны, и, как правило, находятся на улице, поэтому многие статьи предлагают использовать беспроводную сенсорную сеть. Её применение по подземным линиям потребует использования внешних антенн, поэтому это усложняет развертывание сети с использованием этой технологии.

Однако есть исследования, которые раскрывают идеи для мониторинга подземных распределительных линий. Предлагается метод оценки старения кабеля путем определения местоположения зарождающихся повреждений в подземных распределительных кабелях [17]. Но подходы такого типа требуют быстрых и дорогих приборов, поэтому они не достаточны для развертывания по линиям распределения из-за большого количества требуемых ими измерительных устройств. Также предлагается применение различных методов локации дефектов над подземными первичными распределительными линиями.

Чтобы решить эту проблему, требуется размещение сенсорной сети по подземным линиям первичного распределения. Этот вид развертывания позволяет оператору системы распределения контролировать трехфазные токи каждого подземного фидера, но также учитывается включение дополнительных типов датчиков. Предлагается архитектура сенсорной сети, которая адаптирована к спецификации распределительной сети.

1.4 Существующее электроснабжение села Тимофеевка

Сельское поселение Тимофеевка расположено в центральной части муниципального района Ставропольский. Площадь территории поселения –

1701 га. Численность зарегистрированного населения на 01.01.2018 по данным составляет 8359 чел. Административный центр сельского поселения – село Тимофеевка, расположен в 15 км от г. Тольятти – административного центра муниципального района Ставропольский. Границы сельского поселения Тимофеевка установлены Законом Самарской области № 67-ГД от 28.02.2005 г. [21] «Об образовании сельских поселений в пределах муниципального района Ставропольский Самарской области, наделинии их соответствующим статусом и установлении их границ» [18]. Сельское поселение Тимофеевка муниципального района Ставропольский Самарской области включает в себя 2 населенных пункта: село Тимофеевка и село Русская Борковка. Сельское поселение Тимофеевка граничит:

- с севера – с территорией сельского поселения Выселки, Нижнее Санчелеево муниципального района Ставропольский;
- с востока и юга – с территорией городского округа Тольятти;
- с запада – с территорией сельского поселения Подстепки муниципального района Ставропольский [3].

На данный момент абонентами АО «Самарской Сетевой Компании» являются 3000 человек. Питание жилых домов и хозяйственных построек этих жителей происходит от 6 КТП по ф-25 пс «Северная» и от 3 КТП по ф-53 пс «Северная», которые принадлежат Жигулёвскому производственному отделению филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные электросети». Резервное питание пс «Северная» по фидерам 25, 53 существует по ф-11 пс «Кирпичная» и по ф-20 РП-2 6 кВ. Учитывая возрастающую нагрузку от частного сектора (жилых домов), производств и предприятий, сельскохозяйственных нужд, растёт энергопотребление и по данным фидерам (линиям электроснабжения), особенно в часы максимума и в зимний период. Оборудование устаревшее, требует модернизации и значительных материальных и финансовых вложений. При различной непогоде и значительном перегрузе линий электропередач и КТП, а также форс-мажорных ситуаций (сбивают опоры,

грузовым крупногабаритным транспортом рвут провода, бурильными машинами или экскаваторной техникой рвут питающие кабели и т.д.), к сожалению, происходят частые «аварии» - отказы в работе оборудования, срабатывает защита оборудования. Потребители ПАО «МРСК Волги», а также и потребители АО «ССК» остаются без напряжения, иногда на длительное время, это доставляет массу неудобств. Таким образом, потребители АО «Самарской Сетевой Компании» остаются в «ловушке», зависят от качества и надежности электроснабжения со стороны ПАО «МРСК Волги». Ещё одним минусом является зависимость потребителей АО «Самарская Сетевая Компания» от производства ремонтных работ на ВЛ-6 кВ ф-25 или ф-53 пс «Северная» персоналом ПАО «МРСК Волги»: при необходимости вывести в ремонт линию на какой-либо период времени, зачастую без электроснабжения остаются и потребители АО «ССК». И наоборот, при выводе в ремонт участка линии 6 кВ ф-25, ф-53 пс «Северная» для ремонтных или аварийных работ АО «ССК», страдает от отсутствия электроэнергии большое количество потребителей ПАО «МРСК Волги». При возможности резервного питания линий и подачи резервного включения электроснабжения потребителей, фактически реализация данного действия невозможна, так как техническая возможность оборудования пс «Северная», пс «Кирпичная», РП-2 6 кВ ограничены, мощности не хватает. К сожалению, в селе Тимофеевка не по всем улицам проведен газ, в следствии чего многие потребители не имеют возможность использовать этот ресурс цивилизации, поэтому используют электроэнергию для отопления своих домов. Такие действия местного населения приводят к довольно чувствительному снижению напряжения в сети. Соответственно, жители часто жалуются на регулярные перебои с электроэнергией и её низким качеством: при низком напряжении не работает бытовая техника, выходят из строя дорогие электроприборы, зимой размораживаются электрочотлы при длительном отключении электроэнергии, люди несут значительные материальные убытки и предъявляют жалобы энергоснабжающим организациям.

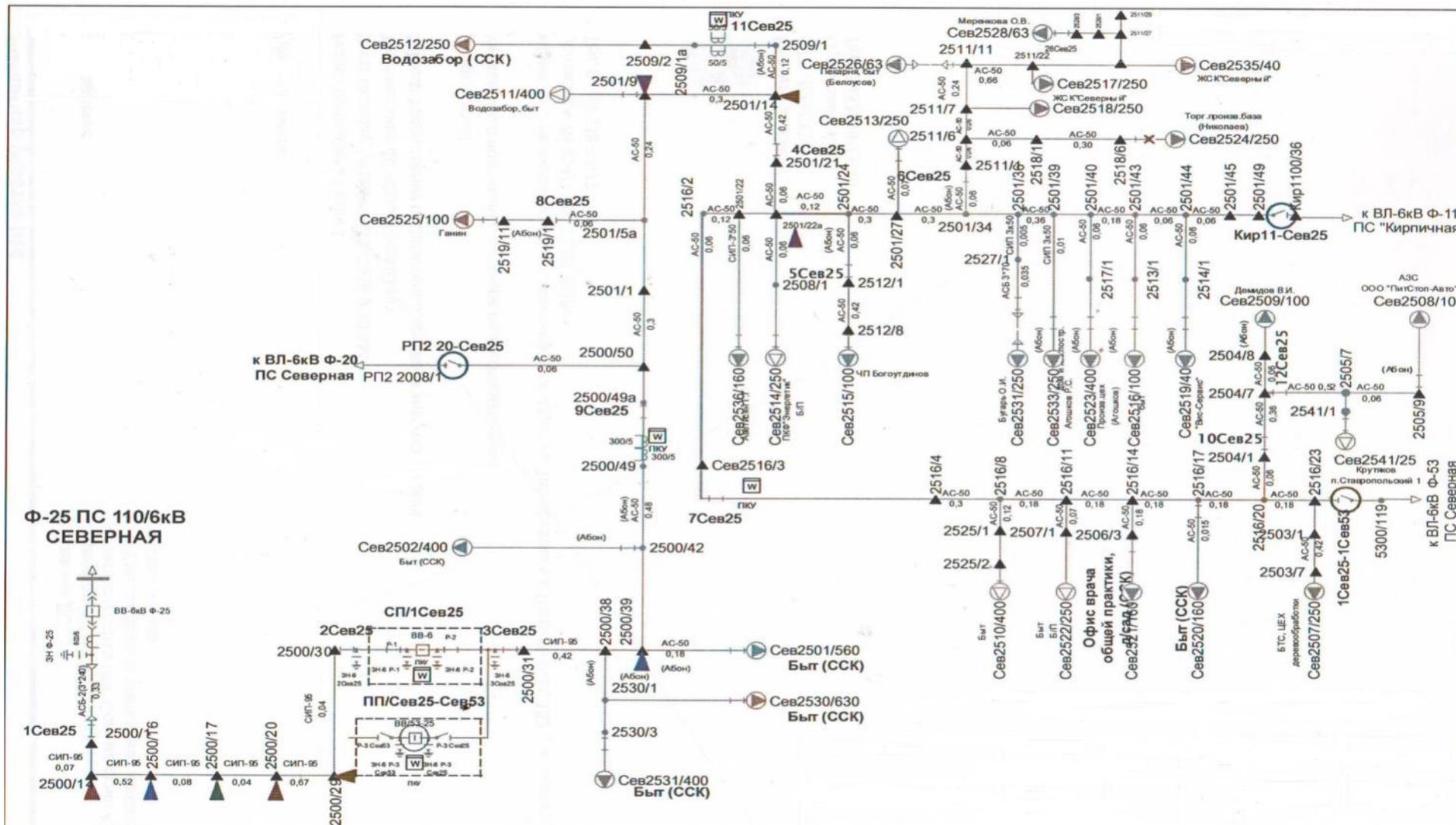


Рисунок 2 - Нормальная схема ВЛ-6кВ ф-25 пс 110/6 кВ «Северная»

1.4.1 Ситуации, требующие реконструкции электроснабжения села Тимофеевка

Хороший отдых требует максимально комфортных условий во всех сферах жизни. Природа – природой, но без элементарных удобств цивилизованной жизни сегодня никуда. Особенно важно обеспечить качественное электроснабжение домов, что избавит от лишних сложностей.

Вместе с тенденцией развития загородных поселков, сельских поселений, расширением их территории и их обрастания новыми потребителями электроэнергии, возрастают и требуемые объемы используемого электричества. Именно по этой причине сегодня электроснабжение загородных поселков, сел, деревень уже на стадии подготовки должно готовиться с запасом и учетом большого числа факторов, и один из которых ни на секунду нельзя упускать из виду.

Необходимо учитывать, что, преимущественно, именно дачные кооперативы дали начало загородным поселкам, сельским поселениям и т.д. Как правило, построены они были недалеко от других поселков или городов, и имели относительно небольшие размеры. Зачастую, не учитываются возможности разрастания потребностей пользователей при проектировании электроснабжения загородных поселков. Но жизнь меняется, число пользователей увеличивается и потребности растут, и, как следствие, это приводит к возникновению постоянных перегрузок, периодически возникают сбои в работе трансформаторов и существенно снижается эффективность их работы.

Конечно, не могут не сказаться на конечных пользователях электричества периодические сбои в сети и ненадежность электроснабжения. Снижение напряжения в сети влечет за собой ряд нарушений и является причиной того, что освещение работает тускло и нестабильно, обогреватели выключаются, нарушается процесс водоснабжения, отопительные насосы

функционируют неправильно. Счетчики электроэнергии также дают ошибочные показания, а электроника может просто сгореть.

Все эти моменты могут быть решены с помощью реконструкции электрических сетей, о чем часто люди не предполагают, попав в такую незавидную ситуацию. Чтобы хоть как-то наладить свой быт, жители загородных поселков покупают дорогие дизельные электростанции и оплачивают довольно дорогостоящую установку и наладку.

Чтобы избежать подобных проблем, совершенно не обязательно устанавливать дорогостоящее при покупке и в эксплуатации оборудование индивидуального обеспечения энергией, а просто более тщательно рассмотреть вопрос обновления существующих электросетей.

Насколько сложным бы не казался это процесс в мыслях, на практике он требует непомерных финансовых затрат. Самое главное в процессе – профессиональная реализация задачи и грамотно составленный план.

Например, случаются ситуации, когда для реконструкции электросети поселка, села, деревни достаточно перебрать распределители, заменить отработавшие свой ресурс токоведущие элементы – и готово.

Но в нашем случае ситуация более глобальная и намного серьезнее, как в масштабах реконструкции электроснабжения, а вернее в новом строительстве электрической сети, так и в финансовом плане.

Реконструкция системы электроснабжения – это настоящая потребность всех существующих объектов, которые потребляют электричество. Вне зависимости от их назначения, функций и размеров. Когда нет стабильного поступления энергии, это приводит к моральным и материальным утратам, которые почти нельзя компенсировать.

К реконструкции в электрических сетях относится комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи, подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах, служебном жилом фонде)

по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние строительных конструкций и сооружений вследствие выработки нормативного срока службы, в силу различных стихийных природных явлений, не соответствующее требованиям санитарных норм и экологии.

При необходимости расширения, технического перевооружения реконструируемого объекта соответствующие работы и затраты включаются в состав проекта реконструкции объекта [23].

1.4.2 Задачи, которые решает реконструкция электрических сетей села Тимофеевка

На данный момент реконструкция системы электроснабжения может понадобиться в различных ситуациях, например:

- при замене устройств, которые принимают ток;
- при необходимости установить новые приборы или оборудование;
- при переоборудовании объекта;
- при устаревшей линии электропередач;
- при капитальном ремонте промышленных или гражданских зданий;
- при вышедшей из строя сети, которая пострадала вследствие природных факторов или катастроф.

Разработка нового или модернизация старого проекта поселковой сети электроснабжения всегда дорогостоящее мероприятие, поэтому возникает вопрос: «А нельзя ли просто заменить трансформатор на подстанции на более мощный и (или) просто добавить несколько новых подключений?»

Ответ таков: можно, но, только в том случае, если старая сеть была спроектирована «с запасом» по пропускной способности линий электропередач.

Но даже в этом случае рекомендуем принять во внимание, что разработка нового проекта - это не только увеличение мощности трансформатора, но ещё и целый комплекс мер по оптимизации всей сети электроснабжения.



Рисунок 4 - Пример монтажа провода СИП на опоре

Вот наиболее актуальные преимущества реконструкции сетей энергоснабжения по новому проекту:

- Значительное повышение общей надёжности (благодаря использованию современных кабелей и систем автоматического контроля);
- Снижение общего энергопотребления посёлка за счёт установки автоматизированных систем распределения электроэнергии (автоматическое управление уличным освещением);
- Снижения потерь в сети, благодаря внедрению более эффективного коммутационного оборудования;

- Снижение потерь, благодаря установке более точных приборов учёта электроэнергии (а также создание возможности для его автоматизации).

Но главное, что даёт новый проект, это минимизация риска аварийных ситуаций и кардинальное улучшение качества питания.

Непрерывное развитие современных энергоснабжающих сетей – это прямое следствие неуклонно растущего спроса на электроэнергию. Спрос, который имеется ввиду, носит разносторонний характер. Он сформирован интересами производственно-промышленного комплекса, а также потребностями инфраструктуры, относящейся к жилищно-коммунальному хозяйству больших городов, а также других населенных пунктов, в том числе и сельских поселений. Рост потребностей населения и предприятий в электрической энергии можно охарактеризовать несколькими причинами.

Среди них:

- увеличение численности населения;
- энергоёмкие технологии и их количественное увеличение;
- для упрощения повседневного быта человека все больше возрастает количество потребителей электрического тока, которые способствуют прямому увеличению расхода электроэнергии.

Электроснабжение жилых объектов и производственных предприятий – это сфера человеческой деятельности, которая остро реагирует на изменение благосостояния основной массы населения. И если этот показатель в последние десятилетия значительно вырос, то вместе с ним вырос и спрос на электроэнергию. А последствия подобных изменений мы можем наблюдать, что называется, воочию.

Например, трансформаторная подстанция стандартного типа обладает мощностью с определенными расчетными показателями. И практически неосуществимой задачей с течением времени становится присоединение к ней дополнительных потребителей. Результат довольно-таки плачевный: многочисленные потребители начинают испытывать дефицит электроэнергии, а энергоснабжающие организации не в состоянии в полном

объеме обеспечить потребности своих клиентов. Проблема – налицо! Необходимо принимать как можно более эффективные меры для ее решения. Реконструкция подстанций, которые уже длительное время находятся в эксплуатации, либо строительство новых (дополнительных) подстанций позволит значительно снизить дефицит электроэнергии.

Существует острый дефицит земельных участков, которые можно было бы отвести под строительство новых объектов электроснабжения, учитывая высокую плотность застройки сельских территорий. Поэтому оптимальным решением для проблемы, связанной с существующим дефицитом электроэнергии, является строительство новой электрической сети в таких условиях. Сильный износ оборудования, используемого в составе действующих электрических подстанций, является очень веской и обоснованной причиной, позволяющей признать реконструкцию вполне оправданным мероприятием.

1.4.3 Результаты грамотного подхода к реконструкции электрических подстанций села Тимофеевка

- повышение общего качества электроснабжения;
- увеличение надежности используемого оборудования, которое находится в составе действующих электрических подстанций;
- разработка проектных решений и применение передового оборудования, которое по своим качествам и рабочим характеристикам соответствует общемировым техническим стандартам;
- увеличение экономической эффективности оборудования, задействованного в работу, которое возникает по причине снижения прямых эксплуатационных затрат;
- использование большего количества ремонтного оборудования;

- внедрение передовых методик эксплуатации энергоснабжающего оборудования;
- обеспечение применения, исполнения требований экологической безопасности и т.д.

Как видно, для того, чтобы реконструируемый объект не только надолго остался «в строю», но и значительно улучшил свои рабочие характеристики, проектирование подстанций, подлежащих ремонту и восстановлению, необходимо осуществлять на высоком профессиональном уровне.

Если район размещения села уже имеет трансформаторную подстанцию, способную обеспечить должное электроснабжение домов, ряда проблем в построении новой ветви электросети можно избежать. Но что делать, если потребность в дополнительной электроэнергии есть? В нашем случае мощности существующей подстанции 110/6 кВ «Северная», принадлежащей ПАО «МРСК Волги», недостаточно, поэтому становится актуальным вопрос возведения местной электросети с целью увеличения ее рабочей способности.

Для реализации этой задачи понадобится в первую очередь прокладка новых линий электропередач, которые выполняются обычно одним из двух способов – воздушным или подземным (в редких случаях – смешанным, воздушно-подземным). Выбор метода прокладки линии зависит от условий каждой отдельно взятой задачи, с учетом расстояния от жилых помещений до подстанции.

Важно также понимать – каждое сельское поселение возводилось вдали от промышленных районов, на природе. Это означает, что часто для реализации плана электрификации новой жилой территории требуется установка под нее отдельной новой подстанции.

Во-первых, мощность линии электропередачи должна достигать показателя в 6-20 кВт. Во-вторых, в зависимости от ситуации, делается выбор в пользу встроенных либо комплектных подстанций.

Монтаж устройства первого типа допускается в любое здание или сооружение, определенное техдокументацией под его тип. Подстанции же комплектного типа полностью собираются на заводе.

При выборе подстанции важно учитывать:

- Общую стоимость строительства при смете;
- Расчет требуемых энергозатрат для участка;
- Наличие требуемых для установки сооружений и строений.



Рисунок 5 - Оборудование секции шин 6 кВ СРП-6 кВ

В нашем случае проектируется и строится новая линия электропередач из 4-х кабельных линий 6 кВ с установкой блочного комплектного секционного распределительного пункта СРП-6 кВ полной заводской готовности в объемных железобетонных блоках на номинальное напряжение 6 кВс подключением существующих электросетей 6 кВ от РУ-6 кВ ГПП-2

«Фосфор», принадлежащей АО «ССК». Располагаться СРП-6 кВ будет в с.п. Тимофеевка на ул. Пограничная.



Рисунок 6 - Внешний вид СРП-6 кВ

Вывод по разделу 1

Использование подземных кабельных линий в данном проекте более целесообразно, так как дает ряд преимуществ: кабельные линии являются более удобными и надежными коммуникациями, несут меньшие потери при передаче электроэнергии, защищены от воздействия внешней среды, что продлевает срок службы кабелей, прокладка кабельной линии в земле сохраняет внешний вид населенного пункта, что в свою очередь немаловажно.

Выполнив запланированную реконструкцию электроснабжения села Тимофеевка, мы решим колоссальные задачи, накопившиеся за довольно долгое время, повысим уровень напряжения и надежности электроснабжения, а также качество электроэнергии. Это принесет глубокий положительный эффект, который мы хотим достичь. Возрастет в разы бесперебойность работы оборудования и энергоэффективность. Снизятся потери в линии, появится возможность секционирования и резервирования, так как ф-25, ф-53 ПС «Северная», принадлежащие Жигулёвскому производственному отделению филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные электросети», останутся как резервное питание на самый экстренный случай. Соответственно, снизится количество жалоб от жителей села Тимофеевка на несоответствующее качество электроэнергии и претензии на испорченное дорогостоящее оборудование, бытовую технику и электрические приборы, как в адрес АО «Самарская Сетевая Компания», так и в адрес ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные электросети».

2 Комплексное решение реконструкции электроснабжения села Тимофеевка

2.1 Реконструкция электроснабжения села Тимофеевка

Перед нами встали несколько задач по решению повышения качества и надежности электроснабжения потребителей АО «Самарская Сетевая Компания», повышения уровня напряжения, снижения зависимости от поставщика электроэнергетических ресурсов Жигулёвского производственного отделения филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные электросети». Рассмотрим строительство секционного распределительного пункта СРП-6 кВ для реконструкции электроснабжения села Тимофеевка не зависимо от ПАО «МРСК Волги».

Блочный комплектный секционный распределительный пункт СРП-6 кВ полной заводской готовности в объемных железобетонных блоках на номинальное напряжение 6 кВ предназначен для электроснабжения села Тимофеевка с подключением существующих электросетей 6 кВ от ГПП-2 «Фосфор», принадлежащей АО «ССК». СРП-6 кВ размещается в отдельно стоящем модульном здании. Блочный комплектный секционный распределительный пункт СРП-6 кВ состоит из двух модулей габаритами 5500×3000×3000 мм. Каждый из модулей имеет надземную и подземную части в виде объемных железобетонных конструкций со степенью огнестойкости II. На стороне 6 кВ принята двухсекционная с двумя вводами система сборных шин. В качестве распределительного устройства 6 кВ применяются камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-298 с выключателями ВВ/TEL.

Монтаж СРП-6 кВ будет вестись в соответствии с действующими нормативными документами ПУЭ, ПТЭЭП. Мероприятиями, обеспечивающими пожарную безопасность эксплуатации электроустановки, являются:

- исходя из условий окружающей среды и номинального напряжения, применяется соответствующее электрооборудование и электроустановочные изделия;

- согласно требованиям ПУЭ, ГОСТ Р 50571.15-97 выбираются марки и сечения кабелей, а также способы их прокладки;

- для обеспечения срабатывания зонах токов КЗ и перегрузок выбираются уставки защитных аппаратов;

- выполняется защитное заземление электроустановки.

Монтажные работы будут выполнены в соответствии с ПУЭ и СНиП 3.05.06-85 квалифицированным электротехническим персоналом.

В данном проекте предусматривается строительство 4-х кабельных линий 6 кВ от РУ-6 кВ яч. № 118, № 351 ГПП-2 «Фосфор» до проектируемого секционного распределительного пункта СРП-6 кВ. Кабельные линии 6 кВ, прокладываемые по кабельному каналу в РУ-6 кВ ГПП-2 «Фосфор» и по существующим эстакадам, выполняются кабелями марки 4 ААШнг - 10 (3×240) мм². Место спуска с эстакады в траншею выполнить кабелями марки 4 ЦАСБ – 10 (3×240) мм², далее до проектируемого СРП-6 кВ кабельную линию 6 кВ выполнить кабелями марки 4 АСБ – 10 (3×240) мм² проложенными в траншее.



Рисунок 7 - Ситуационный план расположения проектируемой линии и СПР-6 кВ

2.2 Технические решения для реконструкции электроснабжения села Тимофеевка

В данном проекте приняты необходимые технические решения, которые соответствуют противопожарным, санитарно – гигиеническим, экологическим нормативам. Они действуют на территории Российской Федерации и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных разработанными чертежами мероприятий.

СРП-6 кВ представляет собой одноэтажное здание из высокопрочного железобетона, стоящее отдельно от других сооружений. Класс бетона на сжатие - В30 (400 кгс/см²). По морозостойкости марка бетона соответствует - F300. Из двух отдельных частей состоит корпус СРП-6 кВ:

- Оболочка из бетона;
- Кабельное сооружение – кабельный полуэтаж.

В СРП-6 кВ предусмотрена естественная (при мощности трансформатора 1250 – принудительная) приточно – вытяжная вентиляция, происходящая через вентиляционные проемы, которые оснащены защитными жалюзи образца ГОСТ Р 51110. Эти жалюзийные решетки, а также двери выполнены из цинкованного металла. Двери СРП-6 кВ открываются на угол не менее 95° и фиксируются в крайних положениях. Также над дверьми предусмотрены водоотливные козырьки. Вандалозащитное исполнение предусмотрено для дверей, жалюзи и замков. Бетонная оболочка представляет собой стеновой монолитные железобетонный блок. Крыша имеет 2 слоя гидроизоляции – нанесенный предварительно нижний слой битумной мастики и верхний слой, состоящий из кровельного гидроизоляционного наплавленного материала, который позволяет иметь высокий уровень гидроизоляции путем растекания по всем неровностям кровельного ковра.

Конструкция крыши является облегченной за счет уменьшения объема бетона при помощи пенополистирола внутри конструкции. Внутренняя отделка стен выполняется вододисперсионной краской, пол и потолок обеспыливаются грунтовкой глубокого проникновения. Наружная отделка выполняется фасадной защитной краской.

В каждой оболочке в полу выполнены:

1. Для ввода/вывода кабелей проемы к РУ-6 кВ;
2. Для доступа эксплуатирующего персонала в кабельное сооружение, который закрывается металлическим люком, также предусмотрены проемы.

Обслуживание РУ-6 кВ производится из коридора обслуживания.

Эксплуатирующей организации АО «ССК» устанавливаются требования, с учетом которых выполняется цвет и фактура бетонных поверхностей, а также наружная отделка.

У кабельного сооружения наружные поверхности имеют гидроизолирующее покрытие. «Для организации ввода кабелей внутреннего и внешнего подключения (секционные кабельные вставки) в стенах нижнего фундаментного элемента выполнены глухие отверстия с тонкостенной мембраной. Для того, чтобы выполнить ввод кабеля из грунта в отверстие, выбивается мембрана, затем устанавливается асбоцементная труба и вводится кабель. После укладки кабелей данное отверстие заделывается цементным раствором и покрывается гидроизолирующим составом. Резервные прямоугольные глухие отверстия используют при необходимости ввода дополнительных кабелей в условиях ограниченного пространства» [24]. Также предусмотрена съемная лестница для доступа в кабельное сооружение через проем. А наружные лестницы предусмотрены для доступа в отсеки РУ.

Проект фундамента для СРП-6 кВ разрабатываем для грунтов с $R = 2$ кг/см², глубиной промерзания 1,6 м, расчетным уровнем грунтовых вод – 1 м от поверхности земли.

Проект комплектного распределительного пункта из объемных элементов подземной и надземной части разработан для строительства в следующих условиях:

- климатический район строительства – ПВ;
- температура наружного воздуха «- 30° С»;
- расчетное значение веса снегового покрова - 2,4 кПа;
- нормативное значение ветрового давления - 0,38 кПа.

Вокруг здания требуется выполнить асфальтовую отмостку с уклоном 2% от стен подстанции, шириной 1,0 м по подготовке из щебня.

Монолитная железобетонная плита запроектирована из бетона на портландцементе класса В 20. Марка бетона по водонепроницаемости – W4. Нормативная глубина промерзания грунта – 1,6 м.

Необходимо после выполнения всех работ по возведению монолитной плиты и монтажу сборных элементов СРП-6 кВ по наружной поверхности подземной части восстановить гидроизоляцию в местах заделок кирпичом и сколов.

Обратную отсыпку пазух котлована выполнить песчаным грунтом оптимальной влажности с уплотнением слоями по 20 см.

2.3 Расчет контурного заземляющего устройства

1. Расчетное значение удельного сопротивления грунта для вертикальных заземлителей – стержневых электродов длиной $L_B = 3\text{ м}$:

$$A_{p.v.} = A \cdot K_{CB} \cdot K_3 = 70 \cdot 1,25 \cdot 1 = 87,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (2.1)$$

где A – удельное сопротивление грунта, Ом·м; определяется по таблице «Приближенные значения удельных сопротивлений грунтов»;

$$A = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м} \text{ (суглинок)}.$$

K_{CB} – коэффициент сезонности для вертикальных электродов при длине стержней 3 м; определяется по таблице «Коэффициент сезонности для различных климатических зон в зависимости от вида заземлителя»;

$$K_{CB} = 1,25.$$

K_3 – коэффициент, учитывающий состояние грунта при измерениях удельного сопротивления;

$$K_3 = 1,0.$$

2. Сопротивление одиночного стержня в заземлителе из ряда стержней с учетом их взаимного влияния:

$$r_B = \frac{A_{P.B.}}{L_B \cdot \gamma_B} = \frac{87,5}{3 \cdot 0,56} = 52,08 \text{ Ом}, \quad (2.2)$$

где γ_B – коэффициент использования; определяется по таблице «Коэффициент использования вертикальных заземлителей из труб, уголков или стержней, размещенных по контуру»;

$$\gamma_B = 0,56.$$

3. Число вертикальных электродов в заземлителе для получения нормативного значения $R_3 = 4$ Ом:

$$n_B = \frac{r_B}{R_3} = \frac{52,8}{4} = 13,0 \text{ шт.} \quad (2.3)$$

4. Длина горизонтального заземлителя, выполненного из стальной полосы:

$$L_r = 1,05 \cdot n_B \cdot a = 1,05 \cdot 13,0 \cdot 3 = 40,95 \text{ м}, \quad (2.4)$$

где a – расстояние между вертикальными заземлителями, принимаемое как соотношение

$$\frac{a}{L_B} = 1;$$

$$a = 3 \text{ м.}$$

5. Расчетное значение удельного сопротивления земли для горизонтального заземлителя, выполненного из стальной полосы:

$$A_{P.G.} = \rho \cdot K_{CG} \cdot K_3 = 70 \cdot 3,5 \cdot 1 = 245 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (2.5)$$

где K_{CG} – коэффициент сезонности для протяженных электродов по таблице «Коэффициент сезонности для различных климатических зон в зависимости от вида заземлителя»;

$$K_{CG} = 3,5;$$

K_3 = коэффициент, учитывающий стояние грунта при измерениях удельного сопротивления;

$$K_3 = 1,0.$$

6. Сопротивление горизонтального заземлителя, выполненного из стальной полосы, с учетом взаимного влияния вертикальных или горизонтальных заземлителей:

$$r_{\Gamma} = \frac{2 \cdot A_{p,\Gamma}}{L_{\Gamma} \cdot \gamma_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot 245}{40,95 \cdot 0,6} = 19,9 \text{ Ом}, \quad (2.6)$$

где γ_{Γ} – коэффициент использования горизонтального заземлителя при размещении вертикального заземлителя по контуру; определяется по таблице «Коэффициенты использования горизонтального заземлителя (трубы, уголки, полосы и т.д.) при размещении вертикального заземлителя по контуру»;

$$\gamma_{\Gamma} = 0,6.$$

7. Необходимое общее сопротивление стержней:

$$r_{\text{общ}} = \frac{R_3 \cdot r_{\Gamma}}{r_{\Gamma} - R_3} = \frac{4 \cdot 19,9}{19,9 - 4} = 5,0 \text{ Ом} \quad (2.7)$$

8. Уточненное количество вертикальных заземлителей:

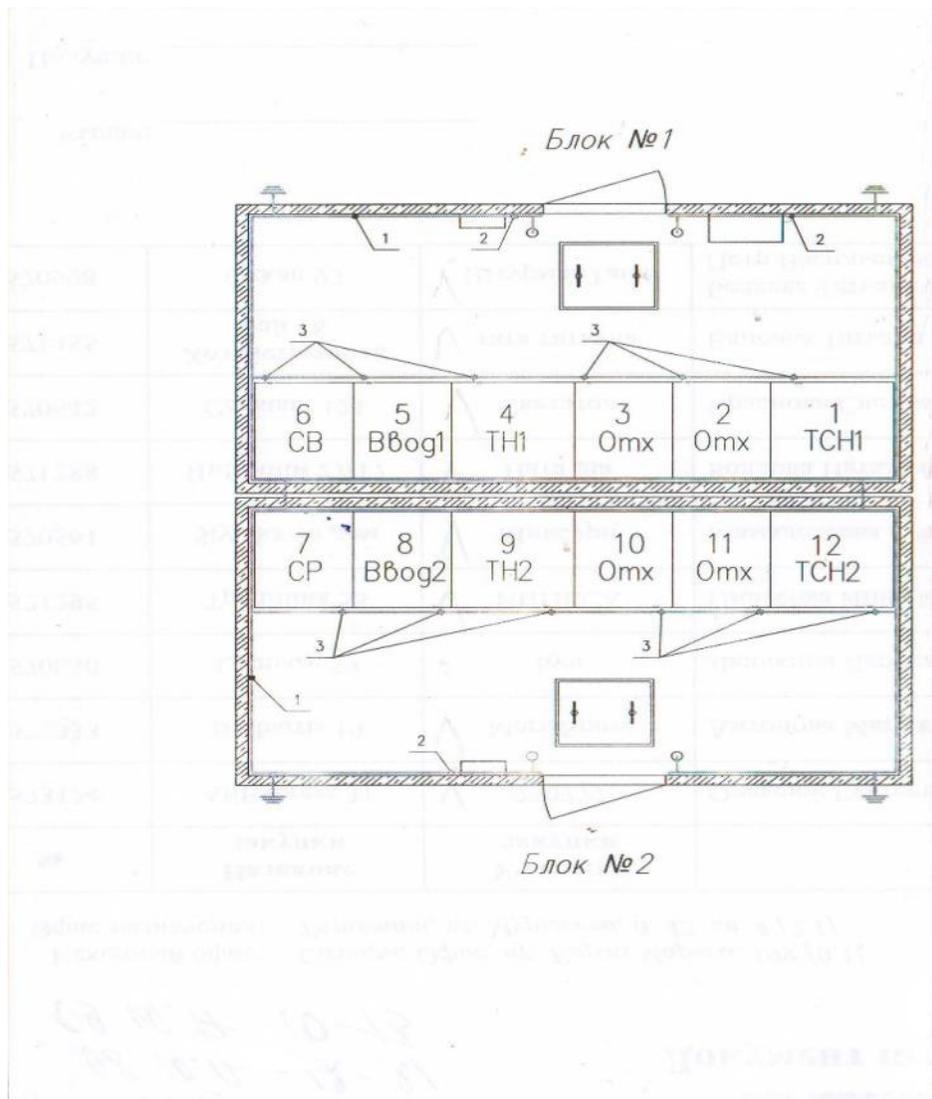
$$n = \frac{r_B}{r_{\text{общ}}} = \frac{52,08}{5,0} = 10,41 \text{ шт.} \quad (2.8)$$

Расчетное количество вертикальных заземлителей увеличиваем до 12 шт.

$$n = 12 \text{ шт.}$$

Результаты расчета:

Заземляющее устройство выполняется вертикальными электродами длиной 3 м в количестве 12 шт., выполненной из круглой стали диаметром 18 мм, соединенными горизонтальными заземлителями из стальной полосы 5×40 мм.



Позиция	Обозначение	Наименование	Количество	Масса, кг/ед.	Примечание
1	Полоса горячекат.	40x4 ГОСТ 103-76	84 м		
2	8ЭН.213.664	Бобышка заземл. М8	3 шт		
3	8ЭН.213.664-01	Бобышка заземл. М12	12 шт		
4		Провод ПВ-3 1x95 Ж/З	5 м		

Условные обозначения:
 - выход контура заземления
 - контур заземления

Сборку металлоконструкций и контура заземления осуществлять в соответствии с СТУ-589421-001-У1

Рисунок 9 - План внутреннего контура заземления

2.4 Разработка компоновки СРП-6 кВ

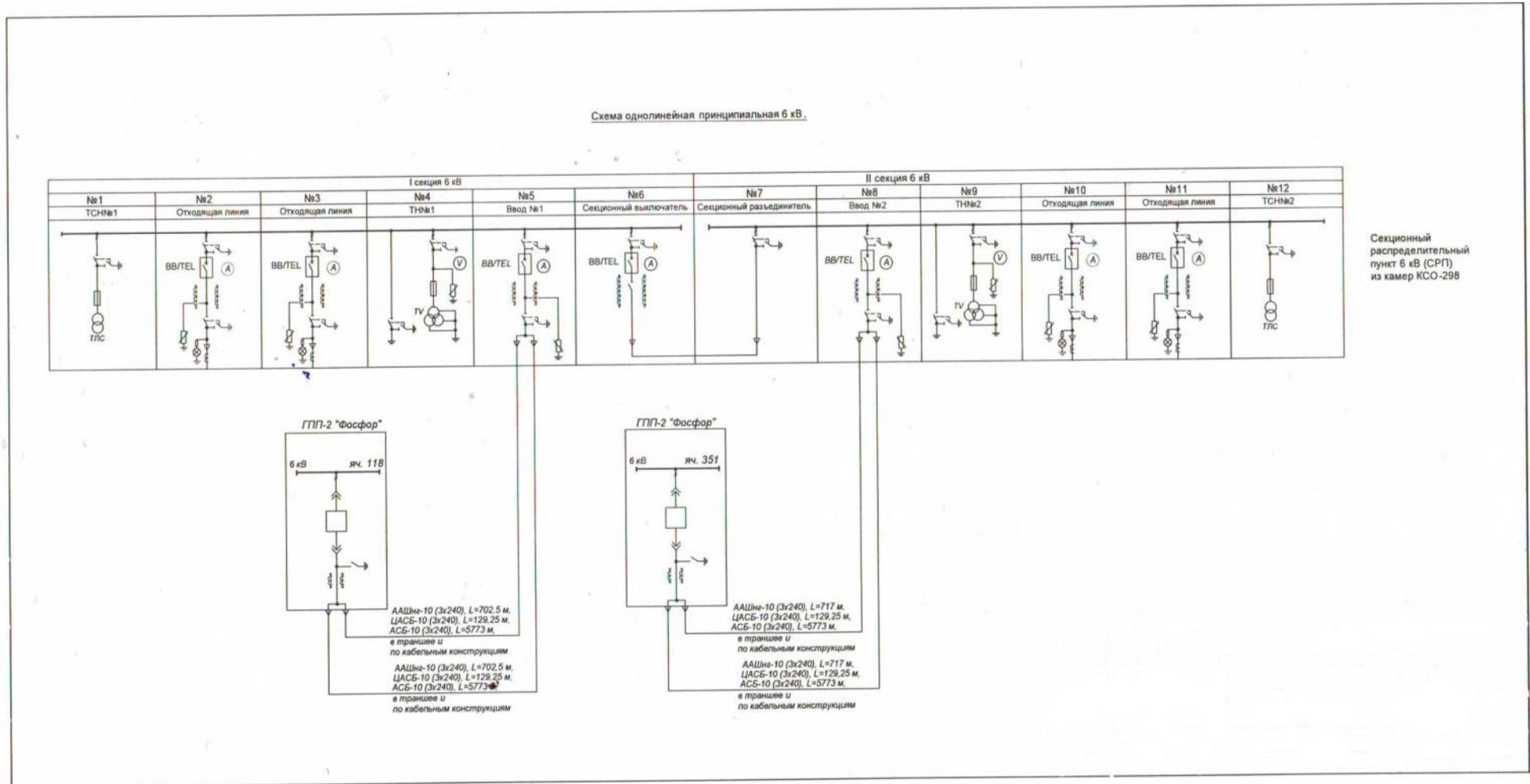
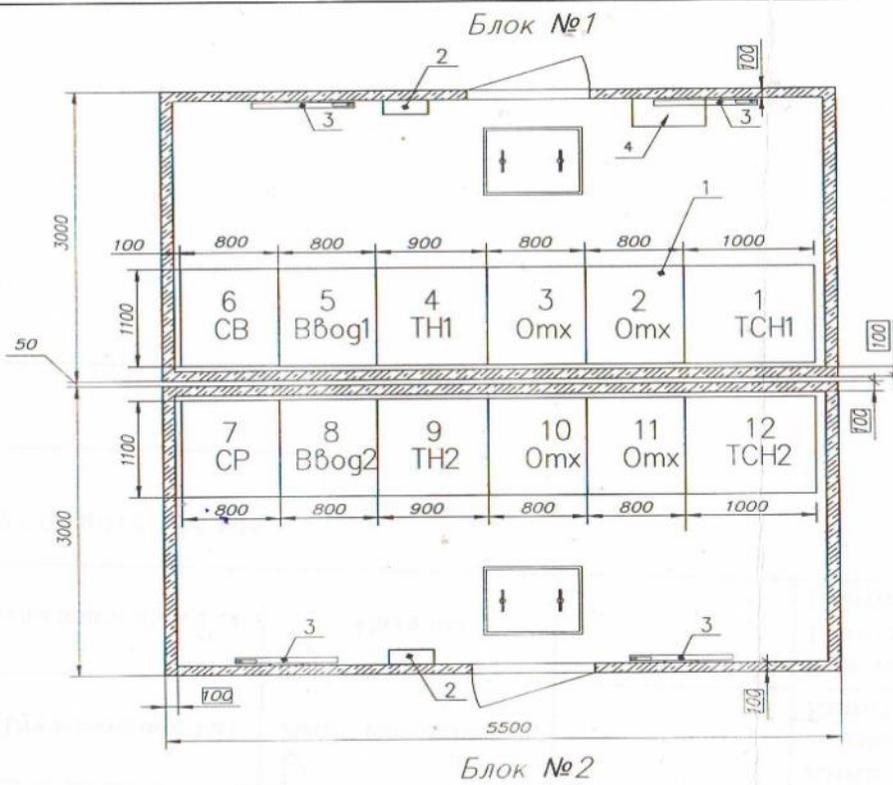


Рисунок 10 - Схема однолинейная принципиальная СРП-6 кВ



Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол. шт.	Масса ед., кг	Примеч.
1		РУВН – КСО 298	12		
2		Ящик собственных нужд	2		1 БАР 2 БРСН
3		Электроконнектор, 2 кВт	4		
4		Щит ШПВ	1		

Рисунок 11 - Компонка оборудования СРП-6 кВ

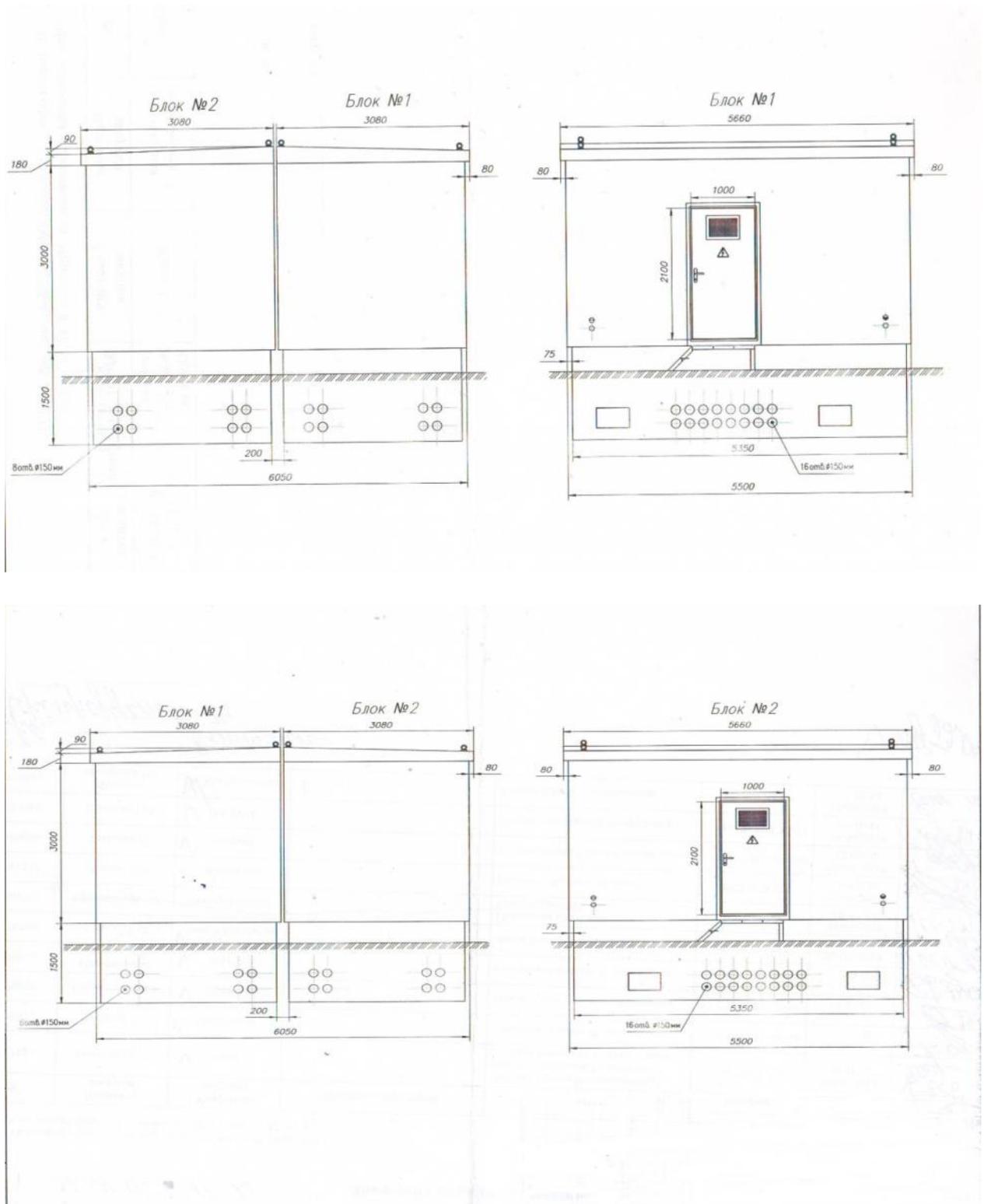
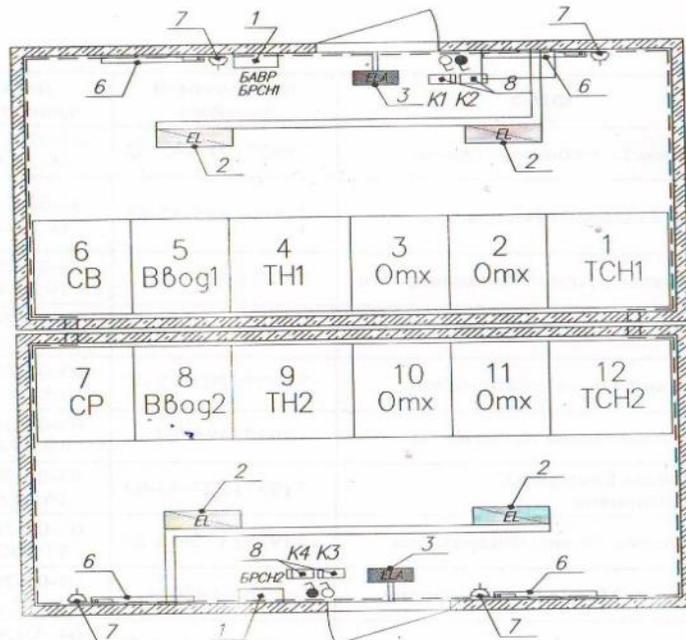


Рисунок 12 - Внешний вид СРП-6 кВ



- — ЯСН
- — Розетка 220В
- ⊗ — Выключатель 220В (рабочее освещение)
- ⊙ — Выключатель 36В (ремонтное освещение)
- — Светильник аварийного освещения
- — Светильник рабочего освещения
- — Клеммник
- — Трасса кабель-канала 100x60

Марка, поз	Обозначение	Наименование	Код, шт	Масса ед, кг	Примечания
1		Ящик собственных нужд	2		БАР, БРСН, БРСН2
2	EL	Светильник светодиодный, 18Вт	4		
3	ELA	Светильник аварийный	2		
4		Светильник НПП, цоколь E27,36В	2		
5		Лампа E27, 36 В	3		
6	EK	Электроконвектор, 2 кВт	4		
7	XS	Розетка 220В	4		
8	K	Клеммная колодка	4		

1. Питание сетей освещения выполняется от ящиков собственных нужд типа ЯСН.
2. Ящики собственных нужд устанавливаются на высоте 1,6 м от уровня пола.
3. Напряжение сети общего освещения ~220В.
4. Напряжение сети ремонтного освещения ~36 В.
5. В соответствии с ПУЭ гл.6, п. 6.1.38 защитное заземление металлических корпусов светильников общего освещения с лампами накаливания осуществляется присоединением к заземляющему винту корпуса светильника РЕ-проводника.
6. Монтаж освещения остсеков выполняется заводом изготовителем, монтаж освещения кабельного сооружения производится заказчиком.
7. Высота установки выключателей Н=1500мм от уровня пола.
8. Высота расположения розеток 220/36В Н=800мм от уровня пола.

Рисунок 13 - План электрического освещения СРП-6 кВ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<u>2. Кабельные изделия.</u>							
2.1	Кабель силовой с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой из негорючего ПВХ пластика с пониженным газо-дымовыделением, 10 кВ, сечением 1x185/35 мм ²	АПВВнг-LS-10 кВ ТУ 16.К71-359-2005			м	45		
2.4	Кабель силовой с медными жилами, с ПВХ изоляцией нераспространяющей горение с пониженным газо-дымовыделением сечением 5x6 мм ²	ВВГнг-LS-0,66			м	55		
2.5	Кабель силовой с медными жилами, с ПВХ изоляцией нераспространяющей горение с пониженным газо-дымовыделением сечением 2x2,5 мм ²	ВВГнг-LS-0,66			м	38		
2.6	Кабель контрольный с медными жилами, с ПВХ изоляцией нераспространяющей горение с пониженным газо-дымовыделением экранированный, сечением 4x1,5 мм ² 5x1,5 мм ² 7x1,5 мм ² 10x1,5 мм ²	КВВГЭнг-LS-0,66			м м м м	40 30 10 10		

Рисунок 15 - Спецификация оборудования, изделий и материалов (лист 2)

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<u>3. Металлы и металлоизделия</u>							
3.1	Сталь круглая $d = 18$ мм, $l = 3000$ мм, Ст.3 ГОСТ 535-88	ГОСТ 2590-88			шт.	12		Электрод заземления
3.2	Шайба 18 (к поз. 3.1)	ГОСТ 6402-70			шт.	12		
3.3	Полоса 5x40, Ст.3 ГОСТ 535-88	ГОСТ 103-91			м	38		Для внешнего контура заземлен.
	<u>4. Защитные средства и средства пожаротушения</u>							
4.1	Ковер диэлектрический	500x500			шт.	4		В комплекте поставки СРП
4.2	Штанга оперативная до 10 кВ	ШО-10У1			шт.	2		В комплекте поставки СРП
4.3	Комплект плакатов (7 шт.)				компл.	2		В комплекте поставки СРП
4.4	Указатель высокого напряжения	УВНУ-2М 6-10кВ			шт.	1		
4.5	Указатель напряжения	ПИН-90М 50-1000В			шт.	1		
4.6	Заземление переносное	ЗПП-15 25кВ мм 5м штанга			шт.	1		
4.7	Заземление переносное	ПЗРУ-1 16кВ мм до 1кВ			шт.	1		
4.8	Перчатки диэлектрические	Латексные. 6кВ			пара	1		
4.9	Боты диэлектрические				пара	1		
4.10	Огнетушитель углекислотный	ОУ-5			шт.	2		
4.11	Очки защитные				шт.	1		
4.12	Фонарь	ФОС 3-5/6 аккумулятор. б/зу			шт.	1		
4.13	Зарядное устройство	АЗУ-6/7.2 к ФОС. ФАГ			шт.	1		

Рисунок 16 - Спецификация оборудования, изделий и материалов (лист 3)

2.5 Выбор сечения проектируемого кабеля 6 кВ

Исходные данные:

$$I_{к.з.маx} = 14,549 \text{ кА}, I_{к.з.миn} = 14,098 \text{ кА};$$

Нагрузка – 4500 кВт;

Напряжение – 6,3 кВ;

Длина кабеля – 6,619 км;

Способ прокладки – в земле.

1. Выбор кабеля по нагреву.

$$\text{Расчетный ток } I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4500}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 412,9 \text{ А} \quad (2.9)$$

Длительно допустимый ток для трехжильного кабеля напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, в свинцовой оболочке, марки АСБ сечением $2(3 \times 240) \text{ мм}^2$, прокладываемого в земле составляет:

$$I_d = I_o \cdot k_m \cdot k_{cp} = 2 \cdot 270 \cdot 0,8 \cdot 1,0 = 432 \text{ А}, \quad (2.10)$$

где I_o – длительно допустимый ток кабеля при нормальных условиях прокладки, А;

k_m – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

k_{cp} – поправочный коэффициент в зависимости от температуры земли.

Следовательно, проектируемый кабель 10 кВ марки АСБ сечением $2(3 \times 240) \text{ мм}^2$ выдерживает проектируемую нагрузку.

2. Выбор кабеля по экономической плотности тока.

$$S = \frac{I_p}{I_{эк}} = \frac{412,9}{1,2} = 344,1 \text{ мм}^2, \quad (2.11)$$

где I_p – расчетный ток, А;

$I_{эк} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока по табл. 1.3.36 ПУЭ изд.7

Условие $2 \times 240 \text{ мм}^2 \geq 344,1 \text{ мм}^2$ выполняется.

3. Проверка кабеля на возгорание при воздействии тока короткого замыкания.

Проверку кабеля выполняем согласно Циркуляра №Ц-02-98 (Э).

«Значение номинальной температуры жилы кабеля до КЗ определяем по формуле:

$$\Theta_n = \Theta_o + (\Theta_{\text{дд}} - \Theta_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}}\right)^2 = 20 + (65-15) \cdot \left(\frac{412,9}{702}\right)^2 = 37,4^\circ\text{C}, \quad (2.12)$$

где Θ_o – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С;

$\Theta_{\text{дд}}$ – значение расчетной длительно допустимой температуры жилы, °С;

$\Theta_{\text{окр}}$ – значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха) 15° С;

$I_{\text{раб}}$ – значение тока перед КЗ, А;

$I_{\text{дд}}$ – значение расчетного длительно допустимого тока, А.

По номограмме для выбора силовых кабелей для допустимой температуры термической стойкости (или температуры возгорания) 400° С и установленного по режимам работы значения Θ_n в точке пересечения горизонтальной и вертикальной линии определяем значение коэффициента $K = 0,9$.

Тепловой импульс определяем по формуле» [32]:

$$B_{\text{тер}} = I_k^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 14,549^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 23,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (2.13)$$

где I_k – ток КЗ на шинах ГПП-2, кА;

$t_{\text{отк}}$ – время отключения тока КЗ, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

По формуле $K = \frac{b \cdot B_{\text{тер}}}{S^2}$ определяем минимальное значение жилы кабеля

$$S = \sqrt{\frac{b \cdot B_{\text{тер}}}{K}} = \sqrt{\frac{45,65 \cdot 23,3}{0,9}} = 34,4 \text{ мм}^2, \quad (2.14)$$

где « $B_{\text{тер}}$ – тепловой импульс от тока КЗ, кА²·с;

b – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы кабеля, равная для алюминия 45,65 мм⁴/кА²·с» [32].

Следовательно, проектируемый кабель 10 кВ марки АСБ сечением 3×240 мм² удовлетворяет условиям не возгорания.

4. Проверка проектируемого кабеля 6 кВ по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r \cdot \cos\varphi + x \cdot \sin\varphi) = 348,7 \text{ В}; \quad (2.15)$$

где I_p – расчетный ток, А;

$L = 6,619$ км – длина кабельной линии, км;

$r = 0,129$ – активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

$x = 0,075$ – индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100 \% = 5,8 \%$$

Проектируемый кабель 10 кВ марки АСБ сечением 2(3×240) мм² удовлетворяет условиям по допустимой величине потерь напряжения.

2.6 Расчет токов КЗ

яч. 118 (яч.351) РУ-6 кВ

ГПП-2 "Фосфор"

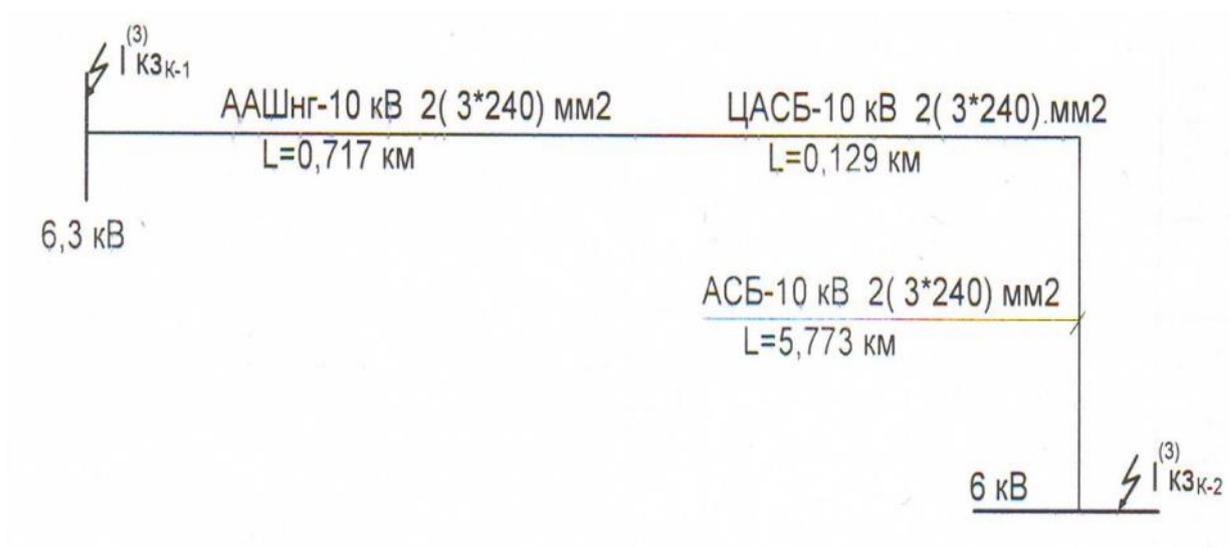


Рисунок 17 - Однолинейная схема проектируемой линии 6 кВ

Исходные данные:

на шинах ГПП-2 "Фосфор": $I_{К3\min}^{(3)} = 14,098$ кА, $I_{К3\max}^{(3)} = 14,549$ кА

$R_{c\min} = 0,008$ Ом; $R_{c\max} = 0,006$ Ом:

$X_{c\min} = 0,258$ Ом; $X_{c\max} = 0,250$ Ом;

КЛ-10кВ: $R_0 = 0,129$ Ом/км; $X_0 = 0,075$ Ом/км

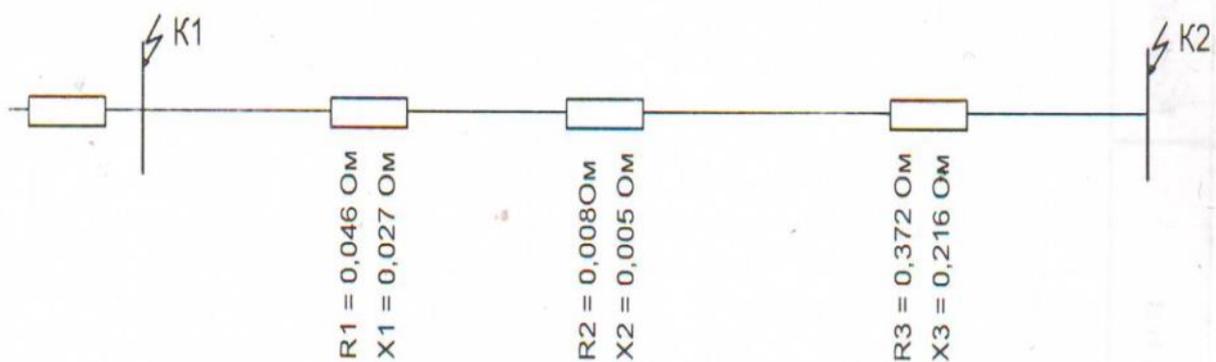


Рисунок 18 - Схема замещения

Ток 3-х фазного короткого замыкания в т. К-2 максимальный:

$$R_1 = R_0 \cdot L = 0,129/2 \cdot 0,717 = 0,046 \text{ Ом} \quad (2.16)$$

$$X_1 = X_0 \cdot L = 0,075/2 \cdot 0,717 = 0,027 \text{ Ом} \quad (2.17)$$

$$R_2 = R_0 \cdot L = 0,129/2 \cdot 0,129 = 0,008 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_0 \cdot L = 0,075/2 \cdot 0,129 = 0,005 \text{ Ом}$$

$$R_3 = R_0 \cdot L = 0,129/2 \cdot 5,773 = 0,372 \text{ Ом}$$

$$X_3 = X_0 \cdot L = 0,075/2 \cdot 5,773 = 0,216 \text{ Ом}$$

$$\Sigma R = R_1 + R_2 + R_3 + R_c = 0,046 + 0,008 + 0,372 + 0,006 = 0,432 \text{ Ом} \quad (2.18)$$

$$\Sigma X = X_1 + X_2 + X_3 + X_c = 0,027 + 0,005 + 0,216 + 0,250 = 0,498 \text{ Ом} \quad (2.19)$$

$$\Sigma Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{0,432^2 + 0,498^2} = 0,66 \quad (2.20)$$

$$I_{K3K-2}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \Sigma Z} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,66} = 5,52 \text{ кА} \quad (2.21)$$

Ток 3-х фазного короткого замыкания в т. К-2 минимальный:

$$R_1 = R_0 \cdot L = 0,129/2 \cdot 0,717 = 0,046 \text{ Ом}$$

$$X_1 = X_0 \cdot L = 0,075/2 \cdot 0,717 = 0,027 \text{ Ом}$$

$$R_2 = R_0 \cdot L = 0,129/2 \cdot 0,129 = 0,008 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_0 \cdot L = 0,075/2 \cdot 0,129 = 0,005 \text{ Ом}$$

$$R_3 = R_0 \cdot L = 0,129/2 \cdot 5,773 = 0,372 \text{ Ом}$$

$$X_3 = X_0 \cdot L = 0,075/2 \cdot 5,773 = 0,216 \text{ Ом}$$

$$\Sigma R = R_1 + R_2 + R_3 + R_c = 0,046 + 0,008 + 0,372 + 0,008 = 0,434 \text{ Ом}$$

$$\Sigma X = X_1 + X_2 + X_3 + X_c = 0,027 + 0,005 + 0,216 + 0,258 = 0,506 \text{ Ом}$$

$$\Sigma Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{0,434^2 + 0,506^2} = 0,67$$

$$I_{K3K-2}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \Sigma Z} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,67} = 5,43 \text{ кА}$$

2.7 Выбор уставок УРЗА

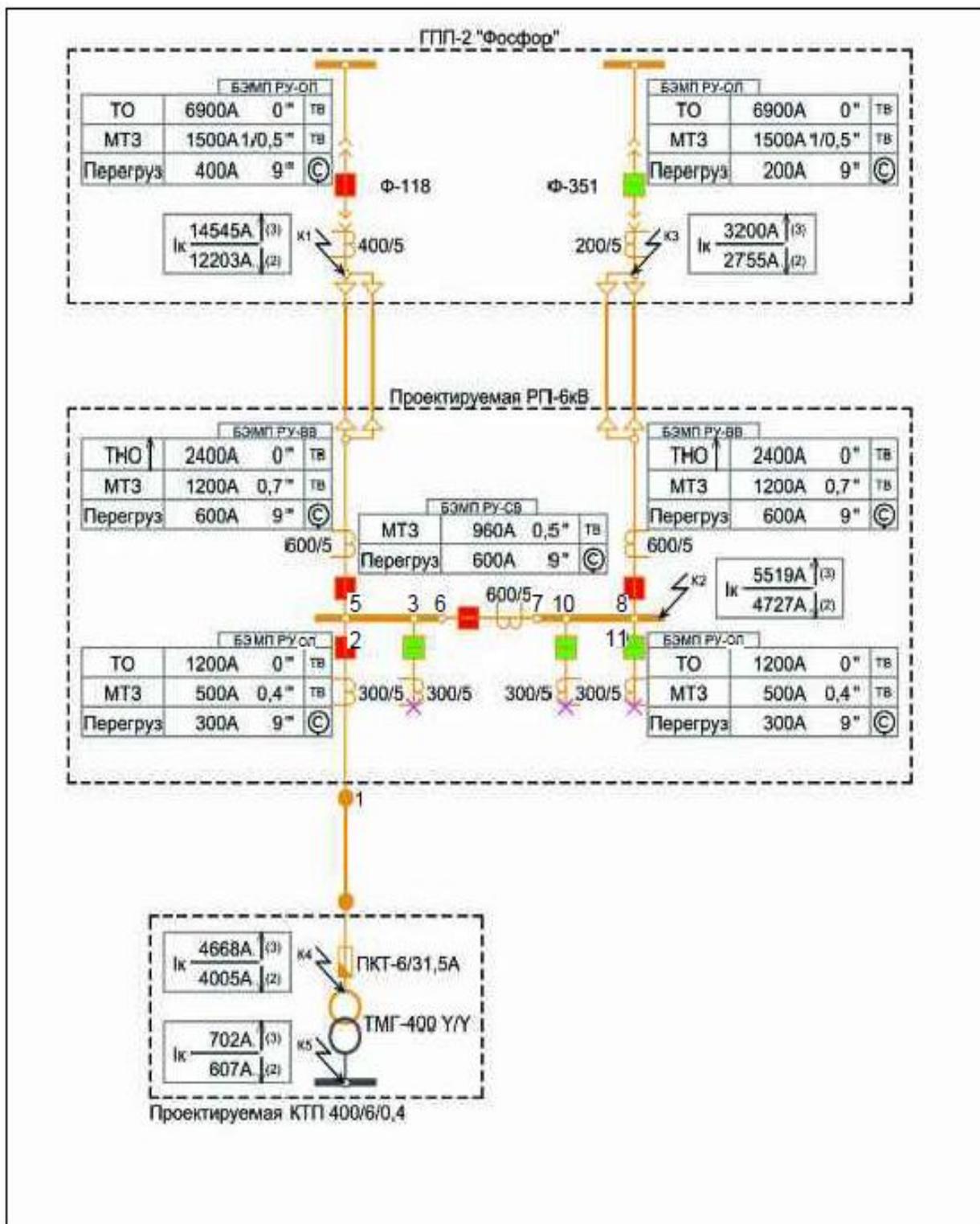


Рисунок 19 - Схема электроснабжения однолинейная

2.7.1 Ячейки № 2, 3, 10, 11 (фидера 6 кВ) в проектируемой РП-6 кВ

Для защиты линии 10 кВ от междуфазных КЗ и ненормальных режимов установлен комплект защиты на микропроцессорном терминале типа «БЭМП РУ-ОЛ» производства ЗАО «ЧЭАЗ». Применена двухступенчатая ненаправленная МТЗ со ступенью «МТЗ-2» в качестве основной защиты (МТЗ). Ступенью «МТЗ-1» в качестве дополнительной защиты (ТО) и «МТЗ-3», действующей только на сигнал при перегрузке ТТ.



БЭМП РУ – ОЛ

Назначение и область применения

Блок предназначен для выполнения функций РЗА следующих присоединений:

- воздушные линии электропередачи 6-10 кВ (в т.ч. с кабельной вставкой);
- кабельные линии электропередачи 6-10 кВ;
- линии электропередач 35 кВ с токовыми защитами;
- линии к трансформатору 6-10 кВ;
- линии к электродвигателю 6-10 кВ;
- электродвигатели 6-10 кВ (без спец. защит);
- прочие электроустановки 0,4-35 кВ.



МП устройства РЗА 6-35 кВ БЭМП



Структура условного обозначения

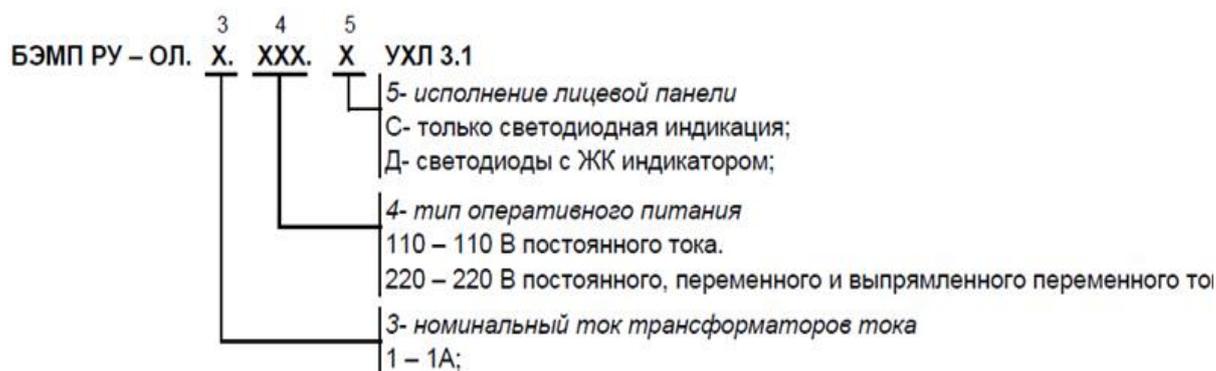


Рисунок 20 - Внешний вид и назначение БЭМП

Таблица 1 – Основные характеристики БЭМП РУ-ОЛ по защите

Степень	УРЗА	Схема защиты	Соединение вторичных обмоток ТТ	Коэффициент трансформации ТТ
МТЗ-1	БЭМП РУ-ОЛ	Двухрелейная на выпрямленном оперативном токе	Неполная звезда	300/5
МТЗ-2				
МТЗ-3				



Рисунок 21 - Разновидность микропроцессорных терминалов

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-1»

1. Отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{сз} \geq (3 \div 5) \cdot I_{\Sigma\text{уст}} = (3 \div 5) \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 110 \div 183 \text{ А}, \quad (2.22)$$

где $I_{\Sigma\text{уст}}$ – суммарный номинальный ток подключенных установок.

2. Отстройка от шин 0,4 кВ проектируемой КТП 400 кВА:

$$I_{сз} \geq k_H \cdot I_{K5max}^{(3)} = 1,25 \cdot 702 = 877 \text{ A}, \quad (2.23)$$

где $I_{K5max}^{(3)}$ – наибольший ток КЗ на шинах 0,4 кВ проектируемой КТП 400 кВА;

k_H – коэффициент надежности отстройки.

3. Выбор уставки по требованиям ПУЭ к чувствительности:

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K2max}^{(3)}}{k_{ч}} = \frac{5519}{1,2} = 4599 \text{ A}, \quad (2.24)$$

где $I_{K2max}^{(3)}$ – наибольший ток междуфазного КЗ в месте установки защиты;

$k_{ч}$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

Уставка ступени «МТЗ-1»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 1200 \text{ A}.$$

Проверка чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{K2max}^{(3)}}{I_{сз}} = \frac{5519}{1200} = 4,6 \geq 1,2 \quad (2.25)$$

Принятый ток срабатывания отсечки отвечает требованиям ПУЭ и действует в качестве дополнительной защиты линии.

Вторичный ток в реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{\eta_{тт}} = \frac{1200 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 20,0 \text{ A}, \quad (2.26)$$

где $\eta_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Поскольку отсечка селективна, она выполняется с минимальной выдержкой:

$$t_{сз} = 0 \text{ с}.$$

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-2»

1. Отстройка от максимально рабочего тока нагрузки:

$$I_{сз} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_B} \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57 \text{ А}, \quad (2.27)$$

где k_H – коэффициент надежности измерительного токового органа УРЗА;

k_B – коэффициент возврата измерительного токового органа УРЗА;

$k_{сзн}$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

S_T – номинальная мощность установленного трансформатора

$U_{ср.ном}$ – среднее номинальное напряжение расчета.

2. Выбор уставки по требованиям ПУЭ к чувствительности:

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K4min}^{(2)}}{k_{ч}} = \frac{4005}{1,5} = 2670 \text{ А}, \quad (2.28)$$

где $I_{K4min}^{(2)}$ – наименьший ток междуфазного КЗ в основной зоне;

$k_{ч}$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K5min}^{(2)}}{k_{ч}} = \frac{607}{1,2} = 506 \text{ А}, \quad (2.29)$$

где $I_{K5min}^{(2)}$ – наименьший ток междуфазного КЗ в резервной зоне;

$k_{ч}$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

Расчет уставки по времени ступени «МТЗ-2»

1. Согласование с предыдущей защитой в зоне ближнего резервирования:

$$t_{сз} \geq t_{сз \text{ пред}} + \Delta t = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ с}, \quad (2.30)$$

где $t_{сз \text{ пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты (вводного автомата) на срабатывание;

Δt – ступень селективности с предыдущей защитой.

Уставка ступени «МТЗ-2»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 500 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{K4min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{4005}{500} = 8,01 \geq 1,5;$$

$$k_{ч} = \frac{I_{K5min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{607}{500} = 1,21 \geq 1,2.$$

Принятый ток срабатывания защиты отвечает требованиям ПУЭ и действует в качестве основной защиты линии 6 кВ и резервной защиты трансформатора проектируемой КТП 400/6/0,4.

Вторичный ток в реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{\eta_{тт}} = \frac{500 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 8,34 \text{ А,} \quad (2.31)$$

где $\eta_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для селективности отключения КЗ за трансформатором:

$$t_{сз} = 0,4 \text{ с.}$$

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-3»

1. Отстройка от максимального рабочего тока ТТ:

$$I_{сз} \approx I_{н.тт} = 300 \text{ А,} \quad (2.32)$$

где $I_{н.тт}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока присоединения.

Уставка ступени «МТЗ-3»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 300 \text{ А.}$$

Вторичный ток в реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{\eta_{тт}} = \frac{300 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 5 \text{ А,} \quad (2.33)$$

где $\eta_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для сигнализации о перегрузе присоединения:

$$t_{\text{сз}} = 9,0\text{с.}$$

2.7.2 Ячейка № 6 (СВ) в проектируемой РП-6 кВ

Для защиты шин и резервирования КЛ-6 кВ от междуфазных КЗ установлен комплект защит на микропроцессорном терминале типа «БЭМП РУ-СВ» производства ЗАО «ЧЭАЗ». Применена одноступенчатая ненаправленная МТЗ со ступенью «МТЗ-2» в качестве основной защиты шин 6 кВ и резервной защиты КЛ-6 кВ (МТЗ) и «МТЗ-3», действующей только на сигнал при перегрузе ТТ.

Таблица 2 - Основные характеристики БЭМП РУ-СВ по защите

Ступень	УРЗА	Схема защиты	Соединение вторичных обмоток ТТ	Коэффициент трансформации ТТ
МТЗ-2	БЭМП РУ-СВ	Трехрелейная на выпрямленном оперативном токе	Неполная звезда	600/5
МТЗ-3				

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-2»

1. Отстройка от максимально рабочего тока нагрузки:

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{В}}} \cdot \frac{S_{\Sigma\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57 \text{ А}, \quad (2.34)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности измерительного токового органа УРЗА;

k_B - коэффициент возврата измерительного токового органа УРЗА;

$k_{сзн}$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$S_{\Sigma T}$ – суммарная мощность установленных трансформаторов;

$U_{ср.ном}$ – среднее номинальное напряжение расчета.

2. Согласование с предыдущими защитами:

$$I_{сз} \geq \frac{k_{нс}}{k_T} \cdot I_{сз \text{ пред}} = \frac{1,2}{1} \cdot 500 = 600 \text{ А}, \quad (2.35)$$

где $I_{сз \text{ пред}}$ – ток срабатывания защит, с которыми производится согласование;

$k_{нс}$ - коэффициент надежного согласования с предыдущими защитами типа БЭМП РУ-ТТ;

k_T - коэффициент токораспределения, показывает количество одновременно питающих линий.

3. Выбор уставки по требованиям ПУЭ к чувствительности:

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K2min}^{(2)}}{k_q} = \frac{4727}{1,5} = 3151 \text{ А}, \quad (2.36)$$

где $I_{K2min}^{(2)}$ – наименьший ток междуфазного КЗ в основной зоне;

k_q – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K3min}^{(2)}}{k_q} = \frac{2755}{1,2} = 2296 \text{ А}, \quad (2.37)$$

где $I_{K3min}^{(2)}$ – наименьший ток междуфазного КЗ в зоне дальнего резервирования;

k_q – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

Расчет уставки по времени ступени «МТЗ-2»

1. Согласование с предыдущей защитой в зоне дальнего резервирования:

$$t_{сз} \geq t_{сз \text{ пред}} + \Delta t = 0,4 + 0,1 = 0,5 \text{ с}, \quad (2.38)$$

где $t_{сз \text{ пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты (МТЗ яч. № 1,2,9,10) на срабатывание;

Δt – степень селективности с предыдущей защитой.

Уставка ступени «МТЗ-2»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 960 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{K2min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{4727}{960} = 4,92 \geq 1,5;$$

$$k_{ч} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{2755}{960} = 2,7 \geq 1,2.$$

Принятый ток срабатывания защиты отвечает требованиям ПУЭ и действует в качестве основной защиты шин 6 кВ и резервной защиты КЛ-6 кВ.

Вторичный ток в реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_{тт}} = \frac{960 \cdot 1}{\frac{600}{5}} = 8,0 \text{ А,} \quad (2.39)$$

где $n_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для селективности отключения КЗ в зоне дальнего резервирования по согласованию с отходящими присоединениями:

$$t_{сз} = 0,5 \text{ с.}$$

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-3»

1. Отстройка от максимального рабочего тока ТТ:

$$I_{сз} \approx I_{н.тт} = 600 \text{ А,}$$

где $I_{н.тт}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока присоединения.

Уставка ступени «МТЗ-3»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 600 \text{ А.}$$

Вторичный ток в реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{\eta_{тТ}} = \frac{600 \cdot 1}{\frac{600}{5}} = 5 \text{ А,} \quad (2.40)$$

где $\eta_{тТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для сигнализации о перегрузе присоединения:

$$t_{сз} = 9,0 \text{ с.}$$

2.7.3 Ячейки № 5 и № 8 (ввода) в проектируемой РП-6 кВ

Для защиты шин и резервирования КЛ-6 кВ от междуфазных КЗ установлен комплект защит на микропроцессорном терминале типа «БЭМП РУ-ВВ» производства ЗАО «ЧЭАЗ». Применена двухступенчатая направленная МТЗ с ненаправленной ступенью «МТЗ-2» в качестве основной защиты шин 6 кВ (МТЗ), направленной ступенью «МТЗ-1» в качестве дополнительной защиты КЛ-6 кВ (ТНО) и «МТЗ-3», действующей только на сигнал при перегрузе ТТ.

Таблица 3 – Основные характеристики БЭМП РУ-ВВ по защите

Ступень	УРЗА	Схема защиты	Соединение вторичных обмоток ТТ	Коэффициент трансформации ТТ
МТЗ-1, РНМ-Р	БЭМП РУ-ВВ	Трехрелейная на выпрямленном оперативном токе	Неполная звезда	600/5
МТЗ-2				
МТЗ-3				

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-1»

1. Выбор уставки по требованиям ПУЭ к чувствительности:

$$I_{сз} \leq \frac{I_{К2max}^{(3)}}{k_{ч}} = \frac{5519}{1,2} = 4599 \text{ А}, \quad (2.41)$$

где $I_{К2max}^{(3)}$ – наибольший ток междуфазного КЗ в месте установки защиты;

$k_{ч}$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

Расчет уставки по углу РНМ ступени «МТЗ-1»

1. Определение $\varphi_{мч}$ при КЗ в начале и конце линии:

$$\varphi_{к} = \arctan\left(\frac{x_{кл}}{r_{кл}}\right) = \arctan\left(\frac{0,248}{0,426}\right) = 30^{\circ}, \quad (2.42)$$

$$\varphi_{мч} = 90^{\circ} - \varphi_{к} = 60^{\circ}, \quad (2.43)$$

где $r_{кл}$, $x_{кл}$ – составляющие сопротивления защищаемой КЛ-6 кВ.

Уставка ступени «МТЗ-1»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 2400 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{К2max}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{5519}{2400} = 2,3 \geq 1,2.$$

Принятый ток срабатывания защиты отвечает требованиям ПУЭ и действует в качестве дополнительной защиты ВЛ.

Вторичный ток в реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{\eta_{тт}} = \frac{2400 \cdot 1}{\frac{600}{5}} = 20,0 \text{ А}, \quad (2.44)$$

где $\eta_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Определение длины «мертвой» зоны РНМ

$$L_{M3} = \frac{U_{c \text{ РНМ}} \cdot \eta_{ТН}}{k_{сх} \cdot \sqrt{r_{уд.КЛ}^2 + x_{уд.КЛ}^2} \cdot I_{К2max}^{(3)}} = \frac{0,5 \cdot \frac{6000}{100}}{\sqrt{3 \cdot [(\frac{0,129}{2})^2 + (\frac{0,075}{2})^2]} \cdot 5519} = 0,04 \text{ км}, \quad (2.45)$$

где $r_{уд.КЛ}$, $x_{уд.КЛ}$ – удельные составляющие сопротивления защищаемой КЛ-6 кВ;

$U_{c \text{ РНМ}}$ – наименьшее вторичное напряжение срабатывания РНМ;

$\eta_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, питающего измерительные органы РНМ;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы включения РНМ на линейные напряжения.

Выдержка времени:

Поскольку селективность отсечки обеспечивается разрешением РНМ от шин РП в КЛ, то отсечка выполняется с минимальной выдержкой:

$$t_{сз} = 0 \text{ с.}$$

Разрешение срабатывания по направлению мощности

$$\varphi_{мч} = 60^\circ, \text{ направленность: РНМ-Р.}$$

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-2»

1. Отстройка от максимально рабочего тока нагрузки:

$$I_{сз} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_B} \cdot \frac{S_{\Sigma T}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot \frac{401,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57 \text{ А}, \quad (2.46)$$

где k_H – коэффициент надежности измерительного токового органа УРЗА;

k_B – коэффициент возврата измерительного токового органа УРЗА;

$k_{сзн}$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$S_{\Sigma T}$ – суммарная мощность установленных трансформаторов;

$U_{ср.ном}$ – среднее номинальное напряжение расчета.

2. Согласование с предыдущими защитами:

$$I_{сз} \geq \frac{k_{нс}}{k_T} \cdot I_{сз \text{ пред}} = \frac{1,2}{1} \cdot 960 = 1152 \text{ А}, \quad (2.47)$$

где $I_{сз \text{ пред}}$ – ток срабатывания защит, с которыми производится согласование;

$k_{нс}$ - коэффициент надежного согласования с предыдущими защитами типа БЭМП РУ-СВ;

k_T - коэффициент токораспределения, показывает количество одновременно питающих линий.

3. Выбор уставки по требованиям ПУЭ к чувствительности:

$$I_{сз} \leq \frac{I_{к2min}^{(2)}}{k_ч} = \frac{4727}{1,5} = 3151 \text{ А}, \quad (2.48)$$

где $I_{к2min}^{(2)}$ – наименьший ток междуфазного КЗ в основной зоне;

$k_ч$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

Расчет уставки по времени ступени «МТЗ-2»

1. Согласование с предыдущей защитой в зоне дальнего резервирования:

$$t_{сз} \geq t_{сз \text{ пред}} + \Delta t = 0,5 + 0,2 = 0,7 \text{ с}, \quad (2.49)$$

где $t_{сз \text{ пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты (МТЗ яч. № 6) на срабатывание;

Δt – ступень селективности с предыдущей защитой.

Уставка ступени «МТЗ-2»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 1200 \text{ А}.$$

Проверка чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{к2min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{4727}{1200} = 3,94 \geq 1,5$$

Принятый ток срабатывания защиты отвечает требованиям ПУЭ и действует в качестве основной защиты шин и КЛ-6 кВ.

Вторичный ток в реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_{гт}} = \frac{1200 \cdot 1}{\frac{600}{5}} = 10,0 \text{ А}, \quad (2.50)$$

где $\eta_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для селективности отключения КЗ в зоне резервирования по согласованию с секционным выключателем:

$$t_{\text{сз}} = 0,7\text{с.}$$

Уставка ступени «МТЗ-3»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{\text{сз}} = 600 \text{ А.}$$

Вторичный ток в реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{СХ}}}{\eta_{\text{ТТ}}} = \frac{600 \cdot 1}{\frac{600}{5}} = 5 \text{ А,} \quad (2.51)$$

где $\eta_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для сигнализации о перегрузе присоединения:

$$t_{\text{сз}} = 9,0\text{с.}$$

2.7.4 Ячейки № 118 и № 351 (фидера) пс 110/6 кВ «ГПП-2 «Фосфор»»

Для защиты КЛ и резервирования шин 6 кВ от междуфазных КЗ установлен комплект защит на микропроцессорном терминале типа «БЭМП РУ-ОЛ» производства ЗАО «ЧЭАЗ». Применена двухступенчатая ненаправленная МТЗ со ступенью «МТЗ-2» в качестве основной защиты КЛ 6 кВ и защиты дальнего резервирования смежной КЛ 6 кВ (МТЗ), ступенью «МТЗ-1» в качестве дополнительной защиты КЛ 6 кВ (ТО) и «МТЗ-3», действующей только на сигнал при перегрузе ТТ.

Таблица 4 – Основные характеристики БЭМП РУ-ОЛ по защите

Ступень	УРЗА	Схема защиты	Соединение вторичных обмоток ТТ	Коэффициент трансформации ТТ
МТЗ-1	БЭМП РУ-ОЛ	Двухрелейная на постоянном оперативном токе	Неполная звезда	400/5 (200/5)
МТЗ-2				
МТЗ-3				

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-1»

1. Отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{сз} \geq (3 \div 5) \cdot I_{\Sigmaуст} = (3 \div 5) \cdot \frac{403}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 111 \div 185 \text{ А}, \quad (2.52)$$

где $I_{\Sigmaуст}$ – суммарный номинальный ток подключенных установок.

2. Отстройка от шин 6 кВ проектируемой РПб кВ:

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{K2max}^{(3)} = 1,25 \cdot 5519 = 6899 \text{ А}, \quad (2.53)$$

где $I_{K2max}^{(3)}$ – наибольший ток КЗ на шинах 6 кВ проектируемой РП 6 кВ;

k_n – коэффициент надежной отстройки.

3. Выбор уставки по требованиям ПУЭ к чувствительности:

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K1max}^{(3)}}{k_{ч}} = \frac{1445}{1,2} = 12120 \text{ А}, \quad (2.54)$$

где $I_{K1max}^{(3)}$ – наибольший ток междуфазного КЗ в месте установки защиты;

$k_{ч}$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

Уставка ступени «МТЗ-1»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 6900 \text{ А}.$$

Проверка чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К1max}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{14545}{6900} = 2,11 \geq 1,2$$

Принятый ток срабатывания отсечки отвечает требованиям ПУЭ и действует в качестве дополнительной защиты КЛ 6 кВ.

Вторичный ток в реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{\eta_{\text{ТТ}}} = \frac{6900 \cdot 1}{\frac{400}{5}} = 86,25 \text{ А}, \quad (2.55)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{\eta_{\text{ТТ}}} = \frac{6900 \cdot 1}{\frac{200}{5}} = 172,5 \text{ А}, \quad (2.56)$$

где $\eta_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Поскольку отсечка селективна, она выполняется с минимальной выдержкой:

$$t_{\text{сз}} = 0 \text{ с.}$$

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-2»

1. Отстройка от максимально рабочего тока нагрузки:

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзН}}}{k_{\text{в}}} \cdot \frac{S_{\Sigma\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot \frac{401,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57 \text{ А}, \quad (2.57)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности измерительного токового органа УРЗА;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата измерительного токового органа УРЗА;

$k_{\text{сзН}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$S_{\Sigma\text{T}}$ – суммарная мощность установленных трансформаторов;

$U_{\text{ср.ном}}$ – среднее номинальное напряжение расчета.

2. Согласование с предыдущими защитами:

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{k_{\text{нс}}}{k_{\text{т}}} \cdot I_{\text{сз пред}} = \frac{1,2}{1} \cdot 1200 = 1440 \text{ А}, \quad (2.58)$$

где $I_{\text{сз пред}}$ – ток срабатывания защит, с которыми производится согласование;

$k_{нс}$ - коэффициент надежного согласования с предыдущими защитами типа БЭМП РУ-ВВ;

k_T - коэффициент токораспределения, показывает количество одновременно питающих линий.

3. Выбор уставки по требованиям ПУЭ к чувствительности:

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K2min}^{(2)}}{k_ч} = \frac{4727}{1,5} = 3151 \text{ А}, \quad (2.59)$$

где $I_{K2min}^{(2)}$ – наименьший ток междуфазного КЗ в основной зоне;

$k_ч$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

$$I_{сз} \leq \frac{I_{K3min}^{(2)}}{k_ч} = \frac{2755}{1,2} = 2296 \text{ А}, \quad (2.60)$$

где $I_{K3min}^{(2)}$ – наименьший ток междуфазного КЗ в зоне дальнего резервирования;

$k_ч$ – коэффициент чувствительности защиты по ПУЭ.

Расчет уставки по времени ступени «МТЗ-2»

1. Согласование с предыдущей защитой в зоне дальнего резервирования:

$$t_{сз} \geq t_{сз \text{ пред}} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с}, \quad (2.61)$$

где $t_{сз \text{ пред}}$ – выдержка времени предыдущей защиты (МТЗ яч. № 4 и № 7) на срабатывание;

Δt – степень селективности с предыдущей защитой.

Уставка ступени «МТЗ-2»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = 1500 \text{ А}.$$

Проверка чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{K2min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{4727}{1500} = 3,15 \geq 1,5$$

$$k_ч = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{2755}{1500} = 1,84 \geq 1,2$$

Принятый ток срабатывания защиты отвечает требованиям ПУЭ и действует в качестве основной защиты КЛ-6 кВ и резервной защиты смежной КЛ 6 кВ.

Вторичный ток в реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{\eta_{\text{ТТ}}} = \frac{1500 \cdot 1}{\frac{400}{5}} = 18,75 \text{ А}; \quad (2.62)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{\eta_{\text{ТТ}}} = \frac{1500 \cdot 1}{\frac{200}{5}} = 37,5 \text{ А}, \quad (2.63)$$

где $\eta_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для селективности отключения КЗ в зоне дальнего резервирования по согласованию с секционным выключателем:

$$t_{\text{сз}} = 1,0 \text{ с.}$$

Для удовлетворения требований ПУЭ к быстродействию, в работу следует ввести автоматическое ускорение защиты при включении (опробовании) КЛ 6 кВ:

$$t_{\text{уск}} = 0,5 \text{ с.}$$

Расчет уставки по току для ступни «МТЗ-3»

1. Отстройка от максимального рабочего тока ТТ:

$$I_{\text{сз}} \approx I_{\text{н.ТТ}} = 400 \text{ А (200 А)}, \quad (2.64)$$

где $I_{\text{н.ТТ}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока присоединения.

Уставка ступени «МТЗ-3»

Первичный ток срабатывания:

$$I_{\text{сз}} = 400 \text{ А (200 А)}$$

Вторичный ток в реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot k_{cx}}{\eta_{тТ}} = \frac{400 \cdot 1}{\frac{400}{5}} = 5 \text{ A}; \quad (2.65)$$

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot k_{cx}}{\eta_{тТ}} = \frac{200 \cdot 1}{\frac{200}{5}} = 5 \text{ A}, \quad (2.66)$$

где $\eta_{тТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих измерительные органы УРЗА;

k_{cx} – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и УРЗА.

Выдержка времени:

Для сигнализации о перегрузе присоединения: $t_{c3} = 9,0 \text{ с}$.

Карта принятых уставок

Присоединение	Ступень	УРЗА	Схема защиты	Соединение вторичных обмоток ТТ	Коэффициент трансформации ТТ	Принятые уставки		
						по току		по времени / ускорение
						первичные	вторичные	
Ф-6кВ №118 ГПП-2 "Фосфор"	МТЗ-1	БЭМП РУ-ОЛ	Двухрелейная на постоянном оперативном токе	Неполная звезда	400/5	6900	86,25	0
	МТЗ-2					1500	18,75	1/0,5
	МТЗ-3					400	5,0	9*
Ф-6кВ №351 ГПП-2 "Фосфор"	МТЗ-1	БЭМП РУ-ОЛ	Двухрелейная на постоянном оперативном токе	Неполная звезда	200/5	6900	172,5	0
	МТЗ-2					1500	37,5	1/0,5
	МТЗ-3					200	5,0	9*
ВВ-6кВ яч. №5, №8	МТЗ-1	БЭМП РУ-ВВ	Трёхрелейная на выпрямленном оперативном токе	Неполная звезда	600/5	2400	20,0	0**
	МТЗ-2					1200	10,0	0,7
	МТЗ-3					600	5,0	9*
СВ-6кВ яч. №6	МТЗ-2	БЭМП РУ-СВ	Трёхрелейная на выпрямленном оперативном токе	Неполная звезда	600/5	960	8,0	0,5
	МТЗ-3					600	5,0	9*
Ф-6кВ яч. №2, №3, №10, №11	МТЗ-1	БЭМП РУ-ОЛ	Двухрелейная на выпрямленном оперативном токе	Неполная звезда	300/5	1200	20,0	0
	МТЗ-2					500	4,0	0,3
	МТЗ-3					300	5,0	9*

Наладку микропроцессорных УРЗА БЭМП РУ произвести в соответствии с данной картой уставок.

Тип характеристики МТЗ: Независимая;

Направленность МТЗ-1: РНМ-Р;

φ_{мч} РНМ-Р МТЗ-1: 60°

* МТЗ-3 — защита от перегруза с действием только на сигнал;

** МТЗ-1 вводов 6кВ — с разрешением от РНМ-Р и "мёртвой" зоной 40м.

Рисунок 22 - Карта принятых уставок

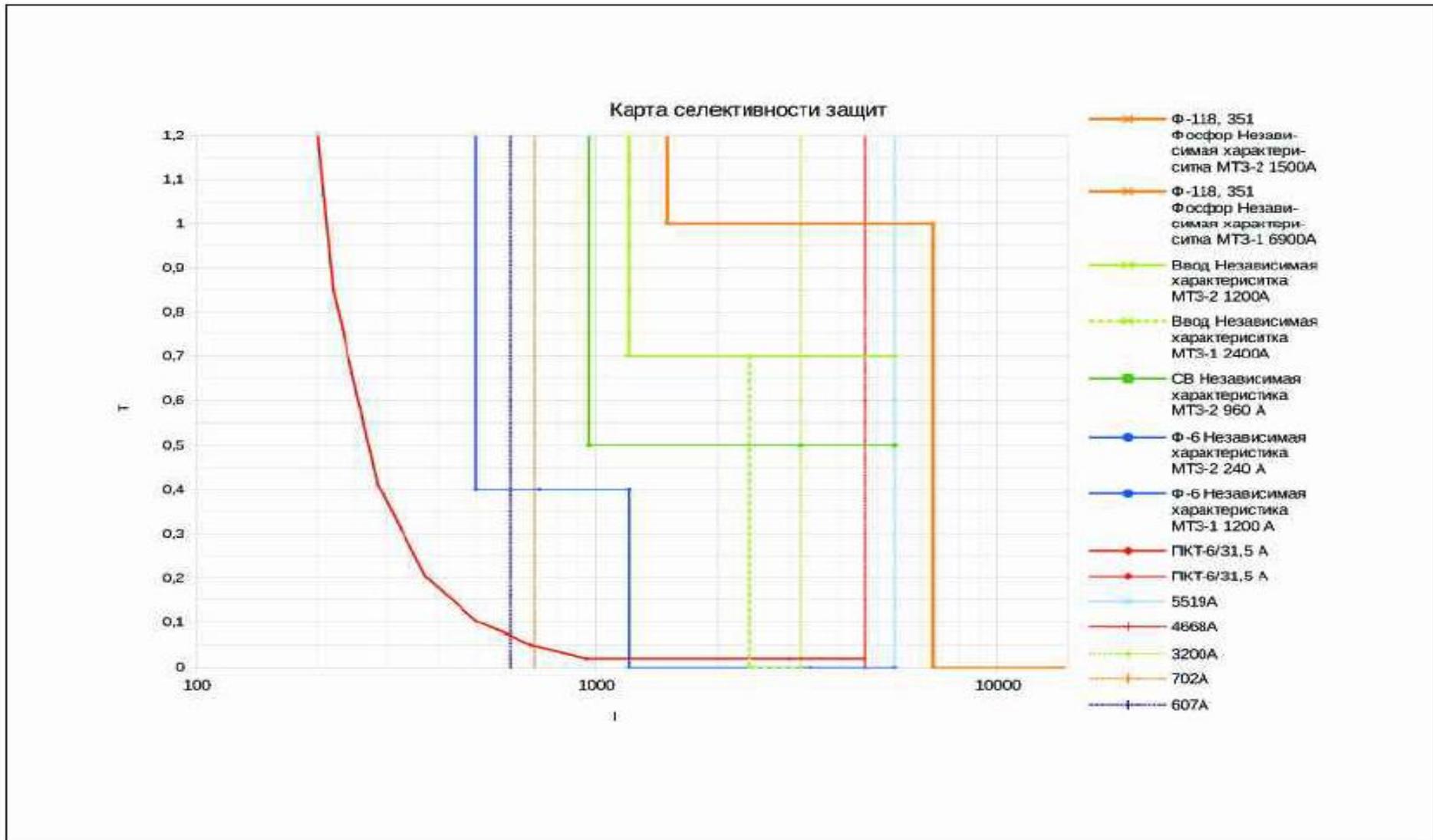


Рисунок 23 - Карта селективности защит

Вывод по разделу 2

Создание систем энергоснабжения для автономных населённых пунктов, предназначенных для постоянного проживания, таких как сельское поселение Тимофеевка, значительно сложнее, чем аналогичные работы для СНТ или районов коттеджной застройки, поскольку проект электроснабжения посёлка муниципального типа должен обеспечивать условия для нормальной работы объектов двух, а иногда и трёх категорий надёжности (от I-й до III-ей). Типовой архитектурный проект муниципального образования включает в себя объекты медицинского назначения, детские дошкольные учреждения и школы, системы газоснабжения и пожарной охраны, поэтому при его электрификации необходима организация резервных источников питания, взаимодействующих с системами аварийного переключения.

3 Полный расчет финансовых затрат по реконструкции электроснабжения села Тимофеевка

3.1 Смета по КЛ-6 кВ от ПС «Фосфор» до села Тимофеевка

Выполнены расчеты локальной сметы материальных затрат при прокладке кабельных линий 6 кВ, которые представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Локальная смета по строительству КЛ-6 кВ

№ п. п.	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во единиц	Стоимость одной единицы, руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда, чел.-ч, <u>рабочих</u> машинистов	
			всего	эксплуатация машин	всего	оплата труда	эксплуатация машин	на одну единицу	всего
			оплата труда	в т.ч. оплата труда					
Подготовительные работы									
1	Расчистка площадей от кустарника и мелколесья вручную при средней растительности, 100 м ²	4,08	<u>50,13</u> 50,13		205	205		<u>4,43</u>	<u>18</u>
2	Сгребание срезанного или выкорчеванного кустарника и мелколесья корчевателями-собира-телями на тракторе мощностью 118 кВт (160 л.с.) с перемещением до 20 м, средние кустарник и мелколесье, 1 га	0,0408	<u>738,27</u>	<u>808,27</u> 109,56	30		<u>33</u> 4	5,84	
3	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: дрова (0,0408га·45м ³ ·0,7т/м ³ =1,285т), 1 т груза	1,285	<u>17,86</u>		23				
4	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 15 т на расстояние: до 50 км. I класс груза, 1 т груза	1,285	25,27		32				
5	Утилизация (Ц=260руб/8,76=29,68руб), т	1,285	<u>30,68</u>		39				
6	Работа на отвале, группа грунтов 2-3, 1000 м ³ грунта	0,9	<u>511,98</u> 38,01	<u>462,2</u> 70,63	461	34	<u>416</u> 64	<u>3,65</u> 3,97	<u>3</u> 4

Продолжение таблицы 5

7	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: грунта растительного слоя (земля, перегной) ($900\text{м}^3 \cdot 1,75\text{т} = 1575$), 1 т груза	1575	<u>4,23</u>		6662				
8	Перевозка грузов автомобилями-самосвалами грузоподъемностью 10т, работающих вне карьера на расстояние: до 50 км, I класс груза, 1 т груза	1575	<u>20,15</u>		31736				
9	Утилизация (грунт) (Ц = 260руб/8,76 = 29,68руб), т	1575	<u>27,78</u>		43754				
10	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: строительного мусора с погрузкой вручную ($470\text{м}^3 \cdot 1,4\text{т}$), 1 т груза	658	<u>41,56</u>		27346				
11	Перевозка грузов автомобилями-самосвалами грузоподъемностью 10 т, работающих вне карьера на расстояние: до 50 км, I класс, 1 т груза	658	<u>20,15</u>		13259				
12	Утилизация (мусор строительный), т	658	<u>27,78</u>		18279				
	Затраты по разделу				141826				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				1242396				
Строительные работы									
13	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, 2 группа грунтов (шурфы). 100 м^3 грунта	0,2	<u>1551,56</u> 1551,56		310	310		<u>154</u>	<u>31</u>
14	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, 2 группа грунтов, 100 м^3 грунта	49,371	<u>1001,56</u> 1001,56		49448	49448		<u>154</u>	<u>76</u> <u>03</u>
15	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: грунта растительного слоя (земля, перегной) $1364,27 \cdot 1,75\text{т} = 2387\text{т}$, 1 т груза	2387	<u>3,03</u>		7233				

Продолжение таблицы 5

16	Перевозка грузов автомобилями-самосвалами грузоподъемностью 10 т, работающих вне карьера на расстояние: до 50 км, 1 класс груза, 1 т груза	2387	<u>20,15</u>		48098				
17	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, 2 группа грунтов, 100 м ³ грунта	35,728	<u>657,7</u> 657,7		23498	23498		<u>97,2</u>	<u>34</u> <u>73</u>
18	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, 2 группа грунтов (шурфы), 100 м ³ грунта	0,2	<u>657,7</u> 657,7		132	132		<u>97,2</u>	<u>19</u>
19	Укладка трубопроводов из полиэтиленовых труб диаметром 100 мм, 1 км трубопровода	14,427	<u>40114,9</u> 2618,48	<u>3223,73</u> 525,78	578738	37777	<u>46509</u> 7585	<u>225,04</u> 30,28	<u>32</u> <u>47</u> <u>43</u> <u>7</u>
20	Устройство бетонных фундаментов общего назначения объемом до 5 м ³ , 100 м ³ бетона и железобетона в деле	0,007	<u>54186,97</u> 4850,08	<u>3159,98</u> 600,5	379	34	<u>22</u> 4	<u>441,28</u> 34,58	<u>3</u>
21	Бетон тяжелый, В15 класс (М200), м ³	0,7	<u>407,8</u>		285				
22	Конструкция сварная (отбойник), 1т	0,3888	<u>681,75</u> 425,36	<u>140,78</u> 3,51	265	165	<u>55</u> 1	<u>36</u> 0,2	<u>14</u>
23	Механизированная забивка вертикальных заземлителей на глубину до 5 м, 1 заземлитель	12	<u>89,15</u> 8,91	<u>100,03</u> 7,97	1070	107	<u>1200</u> 96	<u>0,81</u> 061	<u>10</u> <u>7</u>
24	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: металлических конструкций массой до 1 т, 1 т груза	0,4253	<u>26,7</u>		11				
25	Разгрузочные работы при автомобильных перевозках: металлических конструкций массой до 1 т, 1 т груза	0,4253	<u>26,7</u>		11				
26	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 5 т на расстояние: до 100 км, 2 класс груза, 1 т груза	0,4253	<u>75,87</u>		32				
27	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: труб асбестоцементных и керамических, ПНД, 1 т груза	25,262	<u>12,19</u>		308				
28	Разгрузочные работы при автомобильных перевозках: труб асбестоцементных и керамических, ПНД, 1 т груза	25,262	<u>12,19</u>		308				

Продолжение таблицы 5

29	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 5 т на расстояние: до 100 км, 2 класс груза, 1 т груза	25,262	<u>65,87</u>		1664				
	Затраты по разделу				690690				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				6050444				
Устройство ГНБ (560,5м·3 трубы+560,5м·3 трубы=1121м)									
30	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, 2 группа грунтов, 100 м ³ грунта	2,55	<u>1551,56</u> 1551,56		3956	3956		<u>154</u>	<u>39</u> <u>3</u>
31	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов 2, 100 м ³ грунта	2,55	<u>657,7</u> 657,7		1677	1677		<u>97,2</u>	<u>24</u> <u>8</u>
32	Монтаж машины горизонтального бурения прессово-шнекового типа РВА, 1 машина	17	<u>1088,58</u> 346,75	<u>941,83</u> 91,21	18506	5895	<u>16011</u> 1551	<u>26,51</u> 5,2	<u>45</u> <u>1</u> <u>88</u>
33	Бурение пилотной скважины машиной горизонтального бурения прессово-шнековой с усилием продавливания 203 ТС (2000кН), 100 м бурения скважины	11,21	<u>8192,85</u> 134,2	<u>8053,75</u> 191,59	91842	1504	<u>90283</u> 2148	<u>9,97</u> 10,01	<u>11</u> <u>2</u> <u>11</u> <u>2</u>
34	Полимер для стабилизации буровых скважин EZ MUD, (0,0006т·1121м), т	0,6726	<u>65273,85</u>		43903				
35	Полимер для стабилизации буровых скважин (0,0014т·1121м), т	1,5694	<u>28945,38</u>		45427				
36	Глина бентонитовая, (0,0114т·1121м), т	12,779	<u>615,36</u>		7864				
37	Бурение с предварительным расширением скважины длиной 50 м машиной горизонтального бурения прессово-шнековой с усилием продавливания 203 ТС (2000кН) трехступенчатым методом с одновременным продавливанием отрезков (длиной по 100 м бурения скважины)	11,21	<u>35626,9</u> 1094,93	<u>33995,08</u> 1248,97	399378	12274	<u>381085</u> 14001	<u>83,71</u> 71,78	<u>93</u> <u>8</u> <u>80</u> <u>5</u>
38	Полимер для стабилизации буровых скважин EZ MUD, (0,0006т*1121м), т	0,6726	<u>65273,85</u>		43903				

Продолжение таблицы 5

39	Полимер для стабилизации буровых скважин, (0,0014т·1121м), т	1,5694	<u>28945,38</u>		45427				
40	Бентонитовая глина, (0,0114т·1121м), т	12,779	<u>615,36</u>		7864				
41	Демонтаж машины горизонтального бурения прессово-шнекового типа РВА, 1 машина	17	<u>716,11</u> 181,23	<u>634,88</u> 45,25	12174	3081	<u>10793</u> 769	<u>14,06</u> 2,58	<u>23</u> 9 44
42	Герметизация канала кабельной канализации занятого, 1 канал	68	<u>121,31</u> 6,64		8249	452		<u>0,55</u>	<u>37</u>
43	Установка полиэтиленовых фасонных частей отводов, колен патрубков, переходов (для резервной трубы ПНД), 10 фасонных частей	6,8	<u>289,98</u> 56,64	<u>223,34</u> 45,78	1972	385	<u>1519</u> 311	<u>4,8</u> 2,61	<u>33</u> 18
	Затраты по разделу				732142				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				6413564				
Устройство ввода									
44	Сверление установками алмазного бурения в железобетонных конструкциях горизонтальных отверстий глубиной 200 мм диаметром 125 мм, 100 отверстий	0,04	<u>7990,47</u> 800,64	<u>2439,96</u> 903,6	320	32	<u>98</u> 36	<u>64</u> 60	<u>3</u> 2
	Затраты по разделу				320				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				2803				
Монтажные работы КЛ-6 кВ									
45	Устройство постели при одном кабеле в траншее (2374,5м + 2404,5м), 100 м кабеля	47,79	<u>267,85</u> 66,3	270,22	12801	3168	<u>12914</u>	<u>5,3</u>	<u>25</u> 3
46	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: песка (1364,27м ³ ·1,6т = 2182,83т), 1 т груза	2182,8	<u>2,37</u>		5173				
47	Перевозка грузов автомобилями-самосвалами грузоподъемностью 10 т, работающих вне карьера на расстояние: до 50 км, I класс груза, 1 т груза	2182,8	<u>20,15</u>		43983				

Продолжение таблицы 5

48	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля до 6 кг (ААШВнг 3·240мм ² = 2466м+4%), 100 м кабеля	25,65	<u>443,51</u> 289,87	<u>100,59</u> 3,51	11376	7435	<u>2580</u> 90	<u>31,16</u> 0,2	<u>79</u> <u>9</u> 5
49	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля до 9 кг (ЦАСБ 3·240мм ² = 24м+4%), 100 м кабеля	0,25	<u>604,74</u> 517,01	<u>113,26</u> 3,51	151	129	<u>28</u> 1	<u>41,33</u> 0,2	<u>10</u>
50	Кабель до 35 кВ в проложенных трубах, блоках и коробах, масса 1 м кабеля до 9 кг (ЦАСБ 3·240мм ² = 12м), 100 м кабеля	0,12	<u>417,36</u> 368,29	<u>98,86</u> 3,51	50	44	<u>12</u>	<u>29,44</u> 0,2	<u>4</u>
51	Труба стальная по установленным конструкциям, по фермам, колоннам и другим стальным конструкциям, диаметр до 100 мм, 100 м	0,12	<u>1217,1</u> 718,1	<u>315,19</u> 26,49	146	86	<u>38</u> 3	<u>58,72</u> 1,51	<u>7</u>
52	Снятие с кабеля верхнего джутового покрова, масса 1 м кабеля до 9 кг, 100 м кабеля	0,09	<u>1,08</u> 15,76		1	1		<u>1,26</u>	
53	Огнезащитное покрытие составом <Нортекс-К> толщиной слоя 0,8 мм кабелей и проводов диаметром более 50 мм, 100 м ² обрабатываемой поверхности	0,0162	<u>18429,59</u> 425,86	<u>17,9</u> 1,2	299	7		<u>38,4</u> 0,08	<u>1</u>
54	Снятие с кабеля верхнего джутового покрова, масса 1 м кабеля до 9 кг, 100 м кабеля	0,18	<u>16,87</u> 16,55		3	3		<u>1,32</u>	
55	Огнезащитное покрытие составом <Нортекс-К> толщиной слоя 0,8 мм кабелей и проводов диаметром более 50 мм, 100 м ² обрабатываемой поверхности	0,0325	<u>18429,59</u> 425,86	<u>17,9</u> 1,2	599	14		<u>38,4</u> <u>0,08</u>	<u>1</u>
56	Кабель до 35 кВ в готовых траншеях без покрытий, масса 1 м до 9 кг (ЦАСБ 3·240мм ² = 269 + 8%), 100 м кабеля	2,92	<u>654,25</u> 220,18	<u>367,91</u> 34,03	1910	643	<u>1074</u> 99	<u>17,6</u> 1,94	<u>51</u> 6

Продолжение таблицы 5

57	Кабель до 35 кВ в проложенных трубах, блоках и коробах, масса 1 м кабеля до 9 кг (ЦАСБ $3 \cdot 240\text{мм}^2 = 166\text{м}$), 100 м кабеля	1,79	<u>417,36</u> 368,29	<u>98,86</u> 3,51	747	659	<u>177</u> 6	<u>29,44</u> 0,2	<u>53</u>
58	Кабель до 35 кВ в готовых траншеях без покрытий, масса 1 м до 9 кг (АСБ $3 \cdot 240\text{мм}^2 = 9232\text{м} + 8\%$), 100 м кабеля	99,7	<u>654,25</u> 220,18	<u>367,91</u> 34,03	65229	21952	<u>36681</u> 3393	<u>17,6</u> 1,94	<u>17</u> <u>55</u> 19 3
59	Покрытие кабеля, проложенного в траншее, 100 м кабеля	23,745	<u>357,99</u> 71,81	<u>324,74</u> 33,68	8500	1705	<u>7711</u> 800	<u>5,74</u> 1,92	<u>13</u> <u>6</u> 46
60	Покрытие кабеля, проложенного в траншее плитами каждого последующего, 100 м кабеля	71,235	<u>200</u> 34,78	<u>173,52</u> 16,14	14247	2478	<u>12361</u> 1150	<u>2,78</u> 0,92	<u>19</u> <u>8</u> 66
61	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: кирпич строительный (плиты ПЗК) (7440шт·3,5кг= 26040кг), 1 т груза	26,04	<u>17,52</u>		456				
62	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 15 т на расстояние: до 100 км, I класс груза, 1 т груза	26,04	<u>38,11</u>		992				
63	Разгрузочные работы при автомобильных перевозках: кирпича строительного (плиты ПЗК), 1 т груза	26,04	<u>17,52</u>		456				
64	Кабель до 35 кВ в проложенных трубах, блоках и коробах, масса 1 м кабеля до 9 кг (АСБ $3 \cdot 240\text{мм}^2 = 11694\text{м} + 8\%$), 100 м кабеля	126,3	<u>417,36</u> 368,29	<u>98,86</u> 3,51	52713	46515	<u>12486</u> 443	<u>29,44</u> 0,2	<u>37</u> <u>18</u> 25
65	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля до 9 кг (АСБ $3 \cdot 240\text{мм}^2$), 100 м кабеля	0,4	<u>570,12</u> 492,39	<u>113,26</u> 3,51	228	197	<u>45</u> 1	<u>39,36</u> 0,2	<u>16</u>
66	Полка кабельная, устанавливаемая на стойках, масса до 0,4 кг, 100 шт	16,1	<u>25,04</u> 21,67	<u>2,21</u> 0,18	403	349	<u>36</u> 3	<u>1,73</u> 0,01	<u>28</u>
67	Полка кабельная, устанавливаемая на стойках, масса до 0,7 кг, 100 шт	0,66	<u>28,50</u> 23,65	<u>2,21</u> 0,18	19	16	<u>1</u>	<u>1,89</u> 0,01	<u>1</u>
68	Стойка сборных кабельных конструкций (без полок), масса до 2,4 кг, 100 шт	8,05	<u>393,16</u> 298,44	<u>123,89</u> 0,18	3165	2402	<u>997</u> 1	<u>23,86</u> 0,01	<u>19</u> <u>2</u>

Продолжение таблицы 5

69	Металлические конструкции (швеллер), 1 т	12,449	<u>9518,82</u> 817,03	<u>406,48</u> 30,52	118500	10171	<u>5060</u> 380	<u>65,31</u> 1,74	<u>81</u> <u>3</u> 22
70	Кожух защитный для эпоксидных муфт, 1 шт	24	<u>34,2</u> 12,47	<u>8,85</u> 0,7	821	299	<u>213</u> 17	<u>1</u> 0,04	<u>24</u> 1
71	Герметизация канала кабельной канализации занятого, 1 канал	196	<u>121,31</u> 6,64		23777	1302		<u>0,55</u>	<u>10</u> 8
72	Установка полиэтиленовых фасонных частей отводов, колен, патрубков, переходов (для резервной трубы ПНД), 10 фасонных частей	19,6	<u>219,98</u> 56,64	<u>213,34</u> 45,78	4312	1111	<u>4181</u> 897	<u>4,8</u> 2,61	<u>94</u> 51
73	Муфта соединительная эпоксидная для 3-4- жильного кабеля напряжением до 10 кВ, сечение жил до 240 мм ² , 1 шт	188	<u>202,89</u> 140,11	<u>2,21</u> 0,18	38143	263414	<u>415</u> 34	<u>11,2</u> 0,01	<u>21</u> <u>06</u> 2
74	Муфта соединительная эпоксидная для 3-4- жильного кабеля напряжением до 10 кВ, сечение жил до 240 мм ² , 1 шт.	24	<u>209,9</u> 147,12	<u>2,21</u> 0,18	5038	3531	<u>53</u> 4	<u>11,76</u> 0,01	<u>28</u> 2
75	Заземлитель горизонтальный из стали полосовой сечением 160 мм ² , 100 м	0,95	<u>300</u> 213,17	<u>73,86</u> 3,86	285	203	<u>70</u> 4	<u>17,43</u> 0,22	<u>17</u>
76	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: изделий металлических - полки, стойки, швеллер (0,32кг·1610шт + 0,69кг·66шт + 2,09 кг·805шт + 12449кг), 1 т груза	14,692	<u>10,39</u>		153				
77	Разгрузочные работы при автомобильных перевозках: изделий металлических (армокаркасы, заготовки трубные и др.) Полки, стойки, швеллер, 1 т груза	14,692	<u>10,39</u>		153				
78	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 5 т на расстояние: до 100 км, II класс груза, 1 т груза	14,692	<u>75,87</u>		1115				
79	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: прочих материалов, деталей (с использованием погрузчика), 1 т груза	189,87	<u>17,3</u>		3285				

Продолжение таблицы 5

80	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 5 т на расстояние: до 100 км, III класс груза (7,48кг·520м+7,53кг·23060м+4,346·2840м), 1 т груза	189,87	<u>98,23</u>		18651				
	Затраты по разделу				590727				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				5174769				
Монтажные работы внутри ГПП-2									
81	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кА-беля до 6 кг (ААШВнг 3·240мм ²), 100 м кабеля	1,19	<u>443,51</u> 389,87	<u>100,59</u> 3,51	528	464	<u>120</u> 4	<u>31,16</u> 0,2	<u>37</u>
82	Герметизация проходов при вводе 4кабелей во взрывоопасные помещения уплотнительной массой, 1 проход кабеля	4	<u>18,89</u> 4,75		75	19		<u>0,38</u>	<u>2</u>
	Затраты по разделу				603				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				5282				
Монтажные работы внутри ТП									
83	Муфта концевая эпоксидная для 3-жильного кабеля напряжением до 10 кВ, сечение одной жилы до 240 мм ² , 1 шт	8	<u>866,01</u> 104,08	<u>757,74</u> 124,01	6928	833	<u>6062</u> 992	<u>8,32</u> 7,07	<u>67</u> 57
	Затраты по разделу				6928				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				60689				
Благоустройство									
84	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, 2 группа грунтов, 100 м ³ грунта	38,23	<u>1551,56</u> 1551,56		59316	59316		<u>154</u>	<u>58</u> <u>87</u>
85	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: грунта растительного слоя (земля, перегной) (3823м ³ . 1,4т=5352т), 1 т груза	5352	<u>3,63</u>		19428				

Продолжение таблицы 5

86	Перевозка грузов автомобилями-самосвалами грузоподъемностью 10 т, работающих вне карьера на расстоянии: до 30 км, I класс груза, 1 т груза	5352	<u>17,06</u>		91305				
87	Подготовка почвы для устройства партерного и обыкновенного газона с внесением растительной земли слоем 15 см вручную, 100 м ²	191,16	<u>3480</u> 413,2		665237	78988		<u>40</u>	<u>76</u> <u>46</u>
88	На каждые 5 см изменения толщины слоя добавлять или исключать к расценкам с 47-01-046-01 по 47-01-046-04, 100 м ²	191,16	<u>1112,11</u> 56,51		212591	10803		<u>5,47</u>	<u>10</u> <u>46</u>
89	Посев газонов партерных, мавританских и обыкновенных вручную, 100 м ²	191,16	<u>516,42</u> 65,89	<u>216,91</u> 41,26	98719	12595	<u>41465</u> 7887	<u>5,99</u> 2,74	<u>11</u> <u>45</u> <u>52</u> 4
	Затраты по разделу				1146596				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				10044181				
Материалы									
90	Кабель ААШнг-10 кВ, сечением 3·240мм ² , м	2840							
91	Кабель ЦАСБ-10кВ, сечением 3·240мм ² , м	520							
92	Кабель АСБ-10кВ, сечением 3·240мм ² , м	23000							
93	Муфта термоусаживаемая концевая ЗКВтп-10-150/240, шт	8							
94	Муфта термоусаживаемая соединительная ЗСтп-10-150/240, шт	212							
95	Кожух защитный КСР-2У2, шт	24	<u>3812,03</u>		91489				
96	Песок природный для строительных работ средний, т	2182,8	<u>591,53</u>		1291192				
97	Плита ПЗК 480х480х16, шт	7440							
98	Труба полиэтиленовая ПЭ ф110 мм, м	17790							
99	Заглушка для трубы ПНД, ф 110мм, шт	264	<u>156,5</u>		41316				
100	Уплотнительное кольцо, шт	264	<u>32</u>		8448				
101	Стойка кабельная К1153У1, шт	805	<u>289,49</u>		233039				
102	Полка кабельная К1161У1, шт	1610	<u>53,19</u>		85636				

Продолжение таблицы 5

103	Полка кабельная К1163УЗ, шт	66	<u>140,17</u>		9251				
104	Хомут С440, шт	3510	<u>61,69</u>		216532				
105	Сталь полосовая 5x40 (95м),т	0,1492	<u>57289</u>		8548				
106	Уголок 50x50x5 (60м),т	0,2262	<u>57289</u>		12959				
107	Труба стальная водогазопроводная 100x4,0, м	12	<u>455,08</u>		5461				
108	Труба стальная водогазопроводная 100x4,5, м	32	<u>455,08</u>		14563				
109	Швеллер стальной горяче-катанный №20 (12,449т), м	532	<u>981,92</u>		522381				
	Затраты по разделу				2540815				
Пусконаладочные работы									
110	Фазировка электрической линии или трансформатора с сетью напряжением свыше 1 кВ, 1 фазировка	12	<u>20,97</u> 20,97		252	252		<u>1,62</u>	<u>19</u>
111	Испытание кабеля силового длиной до 500 м напряжением до 10 кВ, 1 испытание	12	<u>52,45</u> 52,45		629	629		<u>4,86</u>	<u>58</u>
112	За каждые последующие 500 м испытания силового кабеля напряжением до 10 кВ добавлять к расценке 01-12-027-01, 500 м кабеля	39,66	<u>18,61</u> 18,61		738	738		<u>1,45</u>	<u>58</u>
113	Измерение сопротивления растеканию тока заземлителя, 1 измерение	12	<u>17,31</u> 17,31		208	208		<u>1,22</u>	<u>15</u>
	Затраты по разделу				1827				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				16005				
	Итого по смете				31550948				

3.2 Смета по архитектурным решениям реконструкции электроснабжения села Тимофеевка

Выполнены расчеты локальной сметы по архитектурным решениям реконструкции электроснабжения села Тимофеевка, которые предоставлены в таблице 3.

Таблица 6 – Локальная смета по архитектурным решениям реконструкции

№ п. п.	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во единиц	Стоимость одной единицы, руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда, чел.-ч, рабочих машинистов	
			всего	эксплуатация машин	всего	оплата труда	эксплуатация машин	на одну единицу	всего
Строительные работы									
1	Разработка грунта вручную в траншеях шириной более 2 м и котлованах площадью сечения до 5 м ² с креплениями, глубина траншей и котлованов до 3 м, 2 группа грунтов (8,95·9,5·2,33 = 198,1м ³), 100 м ³ грунта	1,98	<u>3126,4</u> 3126,4		6190	6190		<u>296</u>	<u>58</u> <u>6</u>
2	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: грунт растительным слоем (земля, перегной) (198м ³ · 1,75т = 513,46т), 1 т груза	346,5	<u>3,63</u>		1258				
3	Перевозка грузов автомобилями-самосвалами грузоподъемностью 10 т, работающих вне карьера на расстояние: до 30 км, I класс груза, 1 т груза	346,5	<u>19,06</u>		6604				
4	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов 2, 100 м ³ грунта	1,078	<u>907,7</u> 907,7		979	979		<u>97,2</u>	<u>10</u> <u>5</u>
5	Уплотнение грунта пневматическими трамбовками, группа грунтов 1-2, 100 м ³ грунта уплотненного	1,078	<u>380,18</u> 128,96	<u>254,22</u> 35,73	410	139	<u>274</u> 39	<u>12,53</u> 3,04	<u>14</u> <u>3</u>
	Затраты по разделу				15441				<u>70</u> <u>5</u> <u>3</u>

Продолжение таблицы 6

21	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: кирпич строительный(105,6шт·3,86кг = 407 кг), 1т груза	0,407	<u>20,52</u>		8				
22	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 15т на расстояние: до 100 км, 1 класс груза, 1т груза	0,407	<u>45,11</u>		18				
23	Разгрузочные работы при автомобильных перевозках: кирпич строительный, 1т груза	0,407	<u>20,52</u>		8				
24	Укладка трубопроводов из хризотилцементных безнапорных труб диаметром 150 мм, 1 км трубопровода	0,104	<u>43019,2</u> 3710,8	<u>99</u> 6,84	4474	386	<u>10</u> 1	<u>306</u> 0,39	<u>32</u>
25	Погрузочные работы при автомобильных перевозках: трубы асбестоцементные и керамические, (15,2кг·104 м = 1581кг), 1т груза	1,581	<u>19,19</u>		30				
26	Разгрузочные работы при автомобильных перевозках: труб асбестоцементных и керамических, 1т груза	1,581	<u>19,19</u>		30				
27	Перевозка грузов автомобилями бортовыми грузоподъемностью до 5т на расстояние: до 100 км, 2 класс груза, 1т груза	1,581	<u>80,87</u>		150				
28	Герметизация проходов при вводе кабелей во взрывоопасные помещения уплотнительной массой, 1 проход кабеля	96	<u>20,86</u> 5,75		2003	552		<u>0,38</u>	<u>36</u>
	Затраты по разделу				35057				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				307099				
Материалы									
29	Щебень из природного камня для строительных работ, фракция 20-40 мм (10,062 м ³ * 1,31т), т	13,18	<u>1430,38</u>		18852				
30	Песок природный средний для строительных работ (4,644 м ³ ·1,6т), т	7,43	<u>671,52</u>		4989				

Продолжение таблицы 6

31	Горячекатаная арматурная сталь, диаметром 14 мм, т	0,3106	<u>55350</u>		17192				
32	Горячекатаная сталь арматурная, диаметром 6 мм, т	0,0576	<u>55350</u>		3188				
33	Кирпич керамический одинарный, размером 250·120·65мм, марка 100, шт	105,6	<u>19,33</u>		2041				
Затраты по разделу					46262				
Площадки обслуживания 2 шт									
34	Копание ям вручную без крепления для стоек и столбов с откосами глубиной до 1,5 м, группа грунтов 2, 100 м ³ грунта	0,0208	<u>1661,56</u> 1661,56		35	35		<u>154</u>	<u>3</u>
35	Устройство бетонной подготовки/прим/бетонирование стоек, 100 м ³ бетона, бутобетона и железобетона в деле	0,0051	<u>41022,2</u> 1895,2	<u>2287,93</u> 385,72	209	10	<u>12</u> 2	<u>180</u> 18	<u>1</u>
36	Бетон тяжелый. Крупность заполнения более 40 мм. Класс В15 (М200), м ³	0,5202	<u>479,74</u>		250				
37	Установка столбов металлических высотой до 4м с погружением в бетонное основание, 100 столбов	0,04	<u>4115,26</u> 405,25	<u>3589,76</u> 353	165	16	<u>144</u> 14	<u>35,64</u> 21,67	<u>1</u> 1
38	Сталь угловая 63·63мм, т	0,0497	<u>5150,04</u>		256				
39	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов 2, 100 м ³ грунта	0,0157	<u>957,7</u> 957,7		15	15		<u>97,2</u>	<u>2</u>
40	Монтаж площадок с настилом и ограждением из листовой. Рифленной, просечной и круглой стали, 1т конструкций	0,0814	<u>1210,15</u> 457,21	<u>723,14</u> 80,02	99	37	<u>59</u> 7	<u>39,13</u> 4,72	<u>3</u>
41	Сталь угловая 63·63 мм, т	0,0156	<u>5150,04</u>		80				
42	Сталь полосовая 40·4 мм, кипящая, т	0,0058	<u>5040,6</u>		29				
43	Окраска металлических огрунтованных поверхностей эмалью ПФ-115, 100 м ² окрашиваемой поверхности	0,0824	<u>1292,08</u> 91,38	<u>12,32</u> 0,26	106	8	<u>1</u>	<u>7,66</u> 0,02	<u>1</u>
Затраты по разделу					2488				
Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08					21795				

Продолжение таблицы 6

Внутренняя лестница									
44	Монтаж лестниц прямолинейных и криволинейных, пожарных с ограждением, 1т конструкций	0,012	<u>1103,55</u> <u>39,89</u>	647,86 99,09	13	5	<u>8</u> 1	<u>32,37</u> 5,64	
45	Конструкции стальные индивидуальные решетчатые сварные массой до 0,1 т, т	0,012	<u>9385,42</u>		113				
	Затраты по разделу				126				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				1104				
Устройство отмостки (27 м²)									
46	Устройство оснований толщиной 12 см под тротуары из кирпичного или известнякового щебня, 100 м ² дорожек и тротуаров	0,27	<u>558,65</u> 268,64	<u>303,61</u> 45,46	151	73	<u>82</u> 12	<u>26,24</u> 3,17	<u>7</u> <u>1</u>
47	Щебень известняковый для строительных работ марки 600 фракции 10-40 мм, м ³	4,698	<u>99,01</u>		465				
48	Розлив материалов вяжущих (0,3 кг), 1т	0,0081	<u>1686,61</u>	36,65 9,29	14	1		0,66	
49	Устройство асфальтобетонных покрытий дорожек и тротуаров однослойных из литой мелкозернистой асфальтобетонной смеси толщиной 3 см, 100 м ² покрытия	0,27	<u>2660,54</u> 182,65	<u>57,15</u> 0,74	718	49	<u>15</u>	<u>15,12</u> 0,05	<u>4</u>
	Затраты по разделу				1348				
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				11808				
	Итого по смете				523331				

3.3 Смета по СРП-6 кВ села Тимофеевка

Выполнены расчеты локальной сметы по строительству СРП-6 кВ в селе Тимофеевка, которые предоставлены в таблице 7.

Таблица 7 – Локальная смета по строительству СРП-6 кВ

№ п. п.	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во единиц	Стоимость одной единицы, руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда, чел.-ч, рабочих машинистов	
			всего	эксплуатация машин	всего	оплата труда	эксплуатация машин	на одну единицу	всего
			оплата труда	в т.ч. оплата труда					
Строительные работы									
1	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без крепления с откосами, 100м ³ грунта	0,1104	<u>1150,20</u> 1150,20		127	127		<u>154</u>	<u>17</u>
2	Засыпка вручную траншей, пазух, котлованов, ям, 100м ³ грунта	0,1104	<u>628,3</u> 628,3		69	69		<u>97,2</u>	<u>11</u>
3	Рытье ям вручную глубиной 1,5м под электрод заземления с обратной засыпкой, 1 электрод заземления	12	<u>960,35</u> 49,50		11524	594		<u>6,61</u>	<u>79</u>
4	Натрий технический хлористый, т	-0,6	<u>15256</u>		-9154				
	Затраты по разделу				2566				107
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				22478				
Монтажные работы									
5	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 1000 кВ·А, 1 подстанция	2	<u>869,70</u> 421,17	<u>557,38</u> 152,1	1739	842	<u>1115</u> 304	<u>42,3</u> 9,87	<u>85</u> 20
6	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля до 1 кг, 100 м кабеля	1,83	<u>177,82</u> 101,07	<u>43,27</u> 2,6	325	185	<u>79</u> 5	<u>9,28</u> 0,2	<u>17</u>

Продолжение таблицы 7

7	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля до 2 кг, 100 м кабеля	0,45	<u>215,42</u> 139,07	<u>47,6</u> 2,6	97	63	<u>21</u> 1	<u>12,32</u> 0,2	<u>6</u>
	Затраты по разделу				2161				<u>10</u> 8 20
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				18930				
Пусконаладочные работы									
8	Трансформатор напряжения измерительный однофазный напряжением до 11 кВ, 1 шт	2	<u>123,08</u> 123,08		246	246		<u>9,9</u>	<u>20</u>
9	Трансформатор напряжения измерительный трехфазный напряжением до 11 кВ, 1 шт	2	<u>197,03</u> 197,03		394	394		14,4	<u>29</u>
10	Трансформатор тока измерительный выносной напряжением до 11 кВ, с твердой изоляцией, 1 шт	14	<u>47,95</u> 47,95		671	671		<u>4,5</u>	<u>63</u>
11	Трансформатор тока измерительный нулевой последовательности без подмагничивания, 1 шт	4	<u>17,18</u> 17,18		69	69		<u>1,8</u>	<u>7</u>
12	Трёхполюсный выключатель напряжением до 1 кВ с электромагнитным, тепловым или комбинированным расцепителем, номинальный ток до 50 А, 1 шт	43	<u>14,90</u> 14,90		641	641		<u>1,8</u>	<u>77</u>
13	Трёхполюсный разъединитель напряжением до 20 кВ	20	<u>65,77</u> 65,77		1315	1315		<u>5,4</u>	<u>10</u> 8
14	Выключатель масляный напряжением до 20 кВ, 1 шт	7	<u>218,41</u> 218,41		1529	1529		<u>18</u>	<u>12</u> 6
15	Схема вторичной коммутации воздушного выключателя с полюсным электромагнитным или пневматическим приводом, напряжение выключателя до 35 кВ, 1 схема	7	<u>485,54</u> 485,54		3399	3399		<u>36</u>	<u>25</u> 2
16	Схема электромагнитной блокировки коммутационных аппаратов, количество блокируемых аппаратов до 10, 1 схема	2	<u>485,54</u> 485,54		971	971		<u>36</u>	<u>72</u>

Продолжение таблицы 7

17	Максимальная токовая защита транзисторная типа ЗЗТ, 1 компл.	7	<u>278,76</u> 278,76		1951	1951		<u>19,44</u>	<u>13</u> <u>6</u>
18	Защита от замыкания на «землю» с реле УСЗ-1, УСЗ-2, УСЗ-3, 1 компл.	4	<u>185,83</u> 185,83		743	743		<u>12,24</u>	<u>49</u>
19	Дуговая защита секций комплектных распределительных устройств (КРУ), 1 компл.	2	<u>597</u> 597		1194	1194		<u>42,48</u>	<u>85</u>
20	Устройство АВР со схемой восстановления напряжения, 1 устройство	2	<u>304,52</u> 304,52		609	609		<u>20,88</u>	<u>42</u>
21	Устройство АЧР без последующего АПВ для одной очереди, 1 устройство	2	<u>574,94</u> 574,94		1150	1150		<u>34,56</u>	<u>69</u>
22	Устройство комплектное для питания цепей электромагнитных приводов высоковольтных выключателей без аппаратуры контроля, регулирования и сигнализации, 1 устройство	1	<u>238,54</u> 238,54		239	239		<u>17,28</u>	<u>17</u>
23	Вторичная цепь трансформатора напряжения трехфазного, 1 система	2	<u>93,03</u> 93,03		186	186		<u>7,92</u>	<u>16</u>
24	Функциональная группа управления релейно-контакторная с общим числом внешних блокировочных связей до 10, 1 шт.	3	<u>174,89</u> 174,89		525	525		<u>13,5</u>	<u>41</u>
25	Схема образования участка сигнализации (центральной, технологической, местной, аварийной, предупредительной и др.), 1 участок	1	<u>305,32</u> 305,32		305	305		<u>23,49</u>	<u>23</u>
26	Сбор и реализация сигналов информации устройств защиты, автоматики электрических и технологических режимов, 1 сигнал	21	<u>14,55</u> 14,55		306	306		<u>1,22</u>	<u>26</u>
27	Измерение сопротивления растеканию тока контура с диагональю до 200 м, 1 измерение	1	<u>44,95</u> 44,95		45	45		<u>3,24</u>	<u>3</u>
28	Проверка наличия цепи между заземлителями и заземленными элементами, 100 точек	0,15	<u>193,78</u> 193,78		229	229		<u>12,96</u>	<u>2</u>

Продолжение таблицы 7

29	Измерение переходных сопротивлений постоянному току контактов шин распределительных устройств напряжением до 10 кВ, 1 измерение	54	<u>9,65</u> 9,65		521	521		<u>0,82</u>	<u>44</u>
30	Снятие характеристик коммутационных аппаратов временных, 1 характеристика	14	<u>21,97</u> 21,97		308	308		<u>1,62</u>	<u>23</u>
31	Испытание сборных и соединительных шин напряжением до 11 кВ, 1 испытание	6	<u>88,63</u> 88,63		532	532		<u>7,29</u>	<u>44</u>
32	Испытание первичной обмотки трансформатора измерительного, 1 испытание	18	<u>27,75</u> 27,75		499	499		<u>2,43</u>	<u>44</u>
33	Испытание вторичной обмотки трансформатора измерительного, 1 испытание	32	<u>20,15</u> 20,15		645	645		<u>1,62</u>	<u>52</u>
34	Испытание кабеля силового длиной до 500 м напряжением до 10 кВ, 1 испытание	6	<u>63,45</u> 63,45		381	381		<u>4,86</u>	<u>29</u>
35	Присоединение с количеством взаимосвязанных устройств до 2 шт., 1 присоединение	1	<u>427,89</u> 427,89		428	428		<u>25,92</u>	<u>26</u>
	Затраты по разделу				20031				15 25
	Итого по разделу Индекс изменения сметной стоимости на сентябрь 2017 г. СМР 8,76, Прочие 15,08				175472				
Оборудование Заказчика									
36	СРП, компл.	1							
Материалы									
37	Сталь круглая 18 мм (36 м·2 кг = 72 кг), кг	72	<u>56,35</u>		4057				
38	Сталь полосовая Б-2 40·5 (38м·1,57кг = 59,66кг), кг	59,66	<u>77,29</u>		4611				
39	Кабель АПВнг-LS1·185/35, м	45							
40	Кабель ВВГнгLS 5·6, м	55							
41	Кабель ВВГнгLS 2·2,5, м	38							
42	Кабель КВВГЭнгLS 4·1,5, м	40							
43	Кабель КВВГЭнгLS 5·1,5, м	30							
44	Кабель КВВГЭнгLS 7·1,5, м	10							
45	Кабель КВВГЭнгLS 10·1,5, м	10							
	Затраты по разделу				8668				

Продолжение таблицы 7

Защитные средства и средства пожаротушения									
46	Указатель УВНУ-2М 6-10 кВ, шт	1	<u>1326,27</u>		1326				
47	Указатель напряжения ПИН-90М 50-1000В, шт	1	<u>216,1</u>		216				
48	Заземление ЗПП-15 25кВ 5м штанга, шт	1	<u>4027,97</u>		4028				
49	Заземление ПЗРУ-1 16кВ мм до 1кВ, шт	1	<u>2494,92</u>		2495				
50	Перчатки диэлектрические латексные 6кВ, пара	1	<u>410,17</u>		410				
51	Боты диэлектрические, пара	1	<u>693,22</u>		693				
52	Огнетушитель ОУ-5, шт	2	<u>2482,2</u>		4964				
53	Очки защитные, шт	1	<u>74,58</u>		75				
54	Фонарь ФОС 3-5/6 аккумуля б/зу, шт	1	<u>2774,58</u>		2775				
55	Зарядное устройство азу-6/7.2 к фагфос, шт	1	<u>467,8</u>		468				
	Затраты по разделу				17450				
	Итого по смете				222998				

Вывод по разделу 3

Всего предполагается затратить на материалы, монтажные, подготовительные и пуско-наладочные работы 31 550 948 руб. (без учета налогов и прочих расходов). При этом оплата труда составит 696164 руб., эксплуатация машин и прочей специализированной техники 1 337 495 руб. Также на командировочные расходы будет потрачено 1 679 000 руб. Итого общая расчетная сумма составляет 35 263 607 рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе мы постарались выполнить поставленные перед нами задачи, то есть проанализировать существующее состояние систем электроснабжения села Тимофеевка относительно части абонентов АО «Самарская сетевая компания», выявить причины сложившейся ситуации и предложить пути их решения, а также просчитать экономическую стоимость предложенного решения. Как ранее уже говорилось, создание систем энергоснабжения для автономных населённых пунктов, предназначенных для постоянного проживания, таких как с.п. Тимофеевка, значительно сложнее, чем аналогичные работы для СНТ или районов коттеджной застройки, поскольку проект электроснабжения поселка муниципального типа должен обеспечивать условия для нормальной работы объектов двух, а иногда и трёх категорий надёжности (от I-й до III-ей). Типовой архитектурный проект муниципального образования включает в себя объекты медицинского назначения, детские дошкольные учреждения и школы, системы газоснабжения и пожарной охраны, поэтому при его электрификации необходима организация резервных источников питания, взаимодействующих с системами аварийного переключения. Также мы выяснили, что в данном проекте использование кабельных линий более целесообразно, так как дает ряд преимуществ: кабельные линии являются более удобными и надежными коммуникациями, несут меньшие потери при передаче электроэнергии, защищены от воздействия внешней среды, что продлевает срок службы кабелей, прокладка кабельной линии в земле сохраняет внешний вид населенного пункта.

Выполнив запланированную реконструкцию электроснабжения села Тимофеевка, мы решаем многие задачи, в том числе повышаем уровень напряжения и надежности электроснабжения, а также качество электроэнергии. Возрастает в разы бесперебойность работы оборудования и энергоэффективность. Снижаются потери в линии, появляется возможность

секционирования и резервирования, так как ф-25, ф-53 пс «Северная», принадлежащие Жигулёвскому производственному отделению филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные электросети», останутся как резервное питание на самый экстренный случай. Соответственно, снижается количество жалоб от жителей села Тимофеевка на несоответствующее качество электроэнергии и претензии на испорченное дорогостоящее оборудование, бытовую технику и электрические приборы.

Просчитав экономическую стоимость проекта, а это сумма в 35 263 607 рублей, мы понимаем, что цифра материальных затрат довольно таки внушительная. Но, принимая во внимание все убытки и негативные последствия от ненадежной работы сетей электроснабжения села Тимофеевка, будет целесообразно реализовать эти капитальные затраты на реконструкцию электроснабжения. Также финансирование данного проекта можно выполнять поэтапно, дабы снизить одномоментную финансовую нагрузку.

Список используемых источников

1. Обухов А.А., Биль Э.В., Кличко Е.В. [и др.] Новые разработки в кабельной промышленности // Молодежный научный форум: Технические и математические науки: электр. сб. ст. по мат. ЛП междунар. студ. науч.-практ. конф. № 12(52). URL: [https://nauchforum.ru/archive/MNF_tech/12\(52\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/MNF_tech/12(52).pdf)
2. Об электроэнергетике. Федеральный закон РФ от 26.03.2003 № 35-ФЗ.
3. Электронный ресурс: <http://timofeevka.stavrsp.ru/index.php/o-selskom-poselenii/istoricheskaya-spravka>
4. Фридрих Б. Газета «Энергетика и промышленность России» /№ 05 (193) март 2013г.
5. Электронный ресурс: <https://cable.ru/news/id-3601.php>
6. Farhangi, H. The path of the smart grid. IEEE Power Energy Mag. 2010, 8, 18–28. [CrossRef]
7. Kezunovic, M.; McCalley, J.D.; Overbye, T.J. Smart Grids and Beyond: Achieving the Full Potential of Electricity Systems. Proc. IEEE 2012, 100, 1329–1341. [CrossRef]
8. Personal, E.; Guerrero, J.I.; Garcia, A.; Peña, M.; Leon, C. Key performance indicators: A useful tool to assess Smart Grid goals. Energy 2014, 76, 976–988. [CrossRef]
9. Amin, S.M.; Giacomoni, A.M. Smart Grid—Safe, Secure, Self-Healing. IEEE Power Energy Mag, 10, 33–40. [CrossRef]
10. Packa, J.; Vary, M.; Lelak, J.; Saly, V. Degradation of 230/400 v distribution cables with PVC insulation. In Proceedings of the 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE 2017), KoutynadDesnou, Czech Republic, 17–19 May 2017
11. Du, B.X.; Xue, J.S.; Su, J.G.; Han, T. Effects of ambient temperature on electrical tree in epoxy resin under repetitive pulse voltage. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2012, 24, 1527–1536. [CrossRef]

12. Park, J.-J. Long-term and short-term AC treeing breakdown of epoxy/micro-silica/nano-silicate composite in needle plate electrodes. *Trans. Electr. Electron. Mater.* 2012, 13, 252–255. [CrossRef]
13. Kruizinga, B.; Wouters, P.A.A.F.; Steennis, E.F. Fault development upon water ingress in damaged low voltage underground power cables with polymer insulation. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 24, 808–816. [CrossRef]
14. De Souza, R.W.R.; Moreira, L.R.; Rodrigues, J.J.P.C.; Moreira, R.R.; de Albuquerque, V.H.C. Deploying wireless sensor networks–based smart grid for smart meters monitoring and control. *Int. J. Commun. Syst.* 2018, 31. [CrossRef]
15. Lloret, J.; Tomas, J.; Canovas, A.; Parra, L. An Integrated IoT Architecture for Smart Metering. *IEEE Commun. Mag.* 2016, 54, 50–57. [CrossRef]
16. Akyildiz, I.F.; Su, W.; Sankarasubramaniam, Y.; Cayirci, E. Wireless sensor networks: A survey. *Comput. Netw.* 2002, 38, 393-422. [CrossRef]
17. Herrera-Orozco, A.R.; Bretas, A.S.; Orozco-Henao, C.; Iurinic, L.U.; Mora-Flórez, J. Incipient fault location formulation: A time-domain system model and parameter estimation approach. *Int. J. Electr. PowerEnergy Syst.* 2017, 90, 112–123. [CrossRef]
18. Закон Самарской области №67-ГД от 28.02.2005 г. «Об образовании сельских поселений в пределах муниципального района Ставропольский Самарской области, наделении их соответствующим статусом и установлении их границ».
19. Капитанова А.А., Ахтямов Р.Ф., Бурусов В.В. Использование реклоузеров как автоматизированное управление распределительными сетями 6-10 кВ / *Международный научно-практический журнал «Экономика и социум»* №11(54) 2018 - ISSN 2225-1545.
20. Ахтямов Р.Ф., Капитанова А.А., Бурусов В.В. Системы уличного освещения в умных городах / *Международный научно-практический журнал «Экономика и социум»* №11(54) 2018 - ISSN 2225-1545.

21. Закон Самарской области №133-ГД от 28.12.2015 г. «О внесении изменений в Закон Самарской области «Об областном бюджете на 2015 г. и на плановый период 2016 и 2017 годов».
22. Квашнин С.А. Реконструкция ВЛ-10 кВ с устройством КТП и ВЛИ-0,4 кВ / Магистерская диссертация, ТГУ, 2018г., 80 с.
23. Решение Управления Федеральной антимонопольной службы по Ульяновской области от 14 мая 2018 г. № 14.
24. Строительные нормы и правила СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», актуализированная редакция СП 76.13330.2011.
25. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г.: утв. приказом №204 от 08.07.2002 г. М., 2007. 488 с.
26. Бессонов Л.А., Зевеке Г.В. Теоретические основы электротехники. М.: Высш. Школа, 1978. с. 51625. и др. Основы теории цепей. Энергоатомиздат, 1989. 487 с.
27. Найфельд М.Р. Заземление и другие защитные меры: изд. 3-е, перераб. и доп. М., изд-во Энергия, 2010.
28. МРСК Волги [Электронный ресурс]: сайт компании «МРСК Волги». <http://www.mrsk-volgi.ru/>.
29. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (с изменениями на 13 сентября 2018 года). Утверждены приказом Минэнерго России от 13 января 2003 года N 6 <http://docs.cntd.ru/document/901839683>.
30. ГОСТ Р 50571.5.52-2011. Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки.
31. ГОСТ Р 51110-97 Средства защитные банковские. Общие технические требования.

32. Циркуляр №Ц-02-98 (Э) от 16.03.98 г. О проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания. Электронный ресурс <http://gostrf.com/normadata/1/4293828/4293828958.pdf>
33. Территориальные сметные нормативы, предусмотренные для применения на территории Самарской области: Выпуск 1. Утверждены Приказом Минстроя России от 12.11.2014 №703 и внесены в федеральный реестр сметных нормативов от 14.11.2014 №215. Электронный ресурс: http://www.smetaplus.com/bases/index.php?ELEMENT_ID=4137.
34. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н. Электронный ресурс: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156148/b3ff40cееa8ae665280131c2b50f9892cb958415/.
35. Капитанова А.А., Ахтямов Р.Ф. Сеть датчиков контроля и определения места повреждения для подземных распределительных линий / Сборник ТГУ: Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019) / ТГУ, 2019г., с.75-80. Электронный ресурс: <http://elibrary.ru>