

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Техническое перевооружение участка существующей ВЛ 110 кВ г. Уфа в кабельное

Обучающийся

Д.В. Квашенко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2024

Аннотация

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта по переустройству части ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение. Этого требует текущая ситуация активно развивающихся городов.

Главной задачей, является поиск возможностей для освобождения пространства городской черты для возможных инфраструктурных проектов и улучшения условий проживания населения. В рассматриваемой ВКР проводится анализ технического перевооружения участка существующей ВЛ 110 кВ, отражаются ключевые моменты по выбору кабельной продукции, трассы прохождения КЛ и узлов перехода из КЛ в ВЛ.

Результатом выполненной работы станет проект по выбору оборудования кабельного участка, рассмотрение критериев выбора трассы и способа прокладки проектируемого кабельного участка.

В первой части выпускной квалификационной работы представлена текстовая часть, содержащая в себе описание выбора трассы для КЛ 110 кВ и возможных методов прокладки. Описание материалов, элементов и оборудования применяемых для строительства КЛ и её узлов.

Вторая часть отведена выполнению расчётов по выбору оборудования КЛ и её сечений.

Третья часть выпускной квалификационной работы содержит графическую часть, чертежи, входящие в проект КЛ 110 кВ. В чертежах отражены план условной трассы, его профиль. Чертежи узла перехода из КЛ в ВЛ, а также элементы, входящие в состав узла перехода.

Четвёртая часть содержит вывод о проделанной работе.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание объекта проектирования	9
1.1 Предпроектные мероприятия	9
1.2 Начальный этап проектирования.....	10
1.3 Постановка задачи по ВЛ 110 кВ.....	11
1.4 Выполнение проектирования технического перевооружения участка ВЛ 110 кВ.....	12
1.5 Исходные климатические данные и данные энергетической сети для выполнения расчётов:	13
1.6 Выбор варианта исполнения проектируемой ЛЭП 110 кВ.....	14
1.7 Выбор и согласование типа концевой опоры	16
1.8 Выбор способа размещения концевых муфт у опоры 110 кВ	17
1.9 Выбор типа кабелей и разработка схемы кабельного участка	18
1.10 Выбор типа изоляторов в изолирующих гирляндах для провода и троса на КВЛ 110 кВ.....	19
1.11 Выбор концевых, соединительных и транспозиционных муфт	20
1.12 Выбор типа транспозиционных колодцев и коробок для транспозиции экранов кабелей	24
2 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	26
2.1 Определение количества изоляторов в одноцепной.....	26
и двухцепной натяжной гирлянде для провода	26
2.2 Выбор кабеля для проектируемого участка ЛЭП 110	28
2.2.1 Выбор кабеля по экономической плотности тока.....	29
2.2.2 Проверка кабеля по допустимому току в нормальном и ремонтном/послеаварийном режимах.....	30
2.2.3 Проверка кабеля по потере напряжения	32

2.2.4 Проверка кабеля на термическую стойкость и невозгорание при токах КЗ.....	33
2.2.5 Проверка экрана кабеля на термическую устойчивость при двухфазном токе короткого замыкания и выбор сечения экрана кабеля....	37
2.2.6 Расчет тока и потери мощности в экране кабеля, коэффициента уменьшения допустимого тока	37
2.2.7 Описание мероприятий по уменьшению токов в экранах КЛ.....	39
3 Спецификация узлов и материалов проектируемой КЛ 110 кВ.....	43
Заключение	47
Список используемой литературы и используемых источников.....	48

Введение

Темой для выпускной квалификационной работы я выбрал: «Техническое перевооружение участка существующей ВЛ 110 кВ г. Уфа в кабельное исполнение».

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта по переустройству части ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение. Этого требует текущая ситуация активно развивающихся городов. Многие администрации находятся в постоянном поиске возможности расширения транспортной инфраструктуры и оптимизации застройки городской черты. Одним из сдерживающих факторов является прохождение через жилую застройку ВЛ различных напряжений.

Все города нашей страны получили основное развитие в период с тридцатых по семидесятые годы двадцатого века. В этот период были заложены основные транспортные магистрали, жилые районы и промышленные центры городов. Основными целями тех лет было максимально быстрое развитие городов и за счёт этого достичь революционного развития науки и промышленности страны.

Для выполнения таких грандиозных целей требовалось вложение огромного количества промышленных и финансовых ресурсов в сжатые сроки. Также при этом проводилась большая работа по рациональному использованию средств и ресурсов.

Быстрорастущие жилые районы наряду с промышленными центрами требовали бесперебойного и главное качественного электроснабжения. Для этих целей в жилых районах отводились участки для узловых подстанций 110 кВ, понижающих высокое напряжение до средних значений 6/10 кВ, для дальнейшего распределения электрических сетей по потребителям.

Электроснабжение городских подстанций 110 кВ преимущественно выполнялось воздушными линиями. Такой метод был наиболее рациональным по условиям отношения стоимости к трудоёмкости и скорости

строительства. Инженерам тех лет была известна технология выполнения линий электропередач 110 кВ методом кабельных линий, но этот метод был очень трудоёмким и дорогостоящим. Кабельные линии 110 кВ выполняемые в те годы имели бумажную изоляцию токопроводящей жилы, расположенной в свинцовом «трубопроводе» кабеля с заполнением кабельным маслом под давлением. Эта технология имела множество недостатков как в техническом плане, так и в финансовом.

Техническое выполнение требовало герметичности свинцовой оболочки для исключения утечки кабельного масла, так как оно является главным диэлектриком в конструкции кабельной линии. Также кабельное масло подвержено стеканию из-за перепадов местности. Для компенсации этого эффекта, а также микротечей в оболочке кабеля, по трассе кабельной линии требовалось устройство маслonaпорных узлов с расположенными в них баках с кабельным маслом подсоединённых к специальным муфтам, разделяющим свинцовую оболочку кабелей на участки. В процессе эксплуатации КЛ 110 кВ был постоянный расход кабельного масла. Также немаловажным было воздействие кабельного масла на экологию, так как оно является продуктом нефтепереработки.

Производство кабельного масла было более дорогостоящим чем трансформаторного, оно требовало большей очистки и сушки от влаги.

Постройка кабельных линий 110 кВ в те годы выполнялась исключительно открытым способом, что было очень долгим, дорогостоящим и трудоёмким процессом.

В сравнении с кабельными линиями, постройка воздушных линий 110 кВ была отработана лучше, выполнялась в кратчайшие сроки и не несла больших текущих затрат в процессе эксплуатации.

С течением времени города развивались, увеличивалось население, развивалась транспортная инфраструктура. Свободного места для строительства оставалось всё меньше и наступил момент, когда ВЛ 110 кВ стали серьёзной помехой для развития города.

Главной задачей, рассматриваемой ВКР является поиск возможностей для освобождения пространства городской черты для возможных инфраструктурных проектов и улучшения условий проживания населения. В сферу ответственности энергетиков входит существующая городская энергосистема. Данной ВКР я проведу анализ технического перевооружения участка существующей ВЛ 110 кВ, постараюсь отразить ключевые моменты по выбору кабельной продукции, трассы прохождения КЛ и узлов перехода из КЛ в ВЛ.

В XX веке основными опорами для ВЛ 110 кВ были свободностоящие металлические решётчатые опоры. Средняя длина самых длинных траверс на подобных опорах составляла 5 м. Исходя из Постановления Правительства №160, охранная зона для ВЛ 110 кВ определяется от крайних неотклонённых проводов по 20 м в каждую сторону. Таким образом полоса земли шириной около 50 м отводится под существующие ВЛ 110 кВ в черте города. Также пересечение ВЛ 110 кВ проезжих частей накладывает ограничение на высоту перевозимых грузов.

В свою очередь для кабельных линий охранная зона назначается на ширину, занимаемую самой кабельной линией и плюс 1 м от крайних кабелей. Таким образом для одноцепной КЛ 110 кВ охранная зона составит около 3 м, а для двухцепной около 4 м, это более 12 раз меньше чем у ВЛ. Существенная разница охранных зон является главным фактором для города.

Развитие технологий по производству кабельных линий и в частности по выполнению изоляции позволило отказаться от маслонаполненных кабелей. Их место заняли кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Кабели подобной конструкции повсеместно применяются на напряжение от 6 кВ.

Строительство кабельных линии 110 кВ остаётся более дорогостоящим чем воздушных линии, но в условиях плотной застройки развивающихся городов-миллионников, КЛ 110 кВ открыли возможность к более гибкому использованию территории населённых пунктов. К тому же технологии прокладки кабельных линий получили два типа бестраншейных работ, таких

как «прокол» и «горизонтально направленное бурение». Данные методы позволяют прокладывать кабельные линии на значительных участках без раскапывания траншей и тем самым избегать затрат на благоустройство территории.

Подобные технические перевооружения существующих ВЛ 110 кВ невозможны без выполнения проектных работ. В проекте требуется выполнить выбор сечения и материала жил кабелей, чтобы они не ограничивали пропускную способность воздушного участка. Не маловажным является расчёт термической стойкости кабелей к токам короткого замыкания, выбор способа укладки кабелей для уменьшения потерь в медных экранах кабелей. Все эти проектные расчёты позволят выбрать оптимальный кабель для строительства и исключить перерасход средств. Также проектом определяется трасса прохождения кабельного участка 110 кВ на основании инженерных изысканий. Для КЛ 110 кВ обязательно выполняются продольные профили по всей длине. Это позволяет определить необходимый способ прокладки КЛ с учётом пересекаемых городских коммуникаций.

Техническое перевооружение участков, существующих ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение позволяет освободить значительные территории для расширения дорожной сети городов. Расширение транспортных артерий в городе с населением от 1 миллиона человек становится одной из главных задач, это позволяет избежать пробок, улучшить и ускорить транспортные потоки, что положительно влияет на комфортность жизни населения и транспортную логистику для предприятий.

Исключение ВЛ 110 кВ из жилой застройки позволяет уменьшить риск людей быть поражёнными электрическим током, а также убрать из городских районов не добавляющие эстетики опоры воздушных линий.

1 Описание объекта проектирования

1.1 Предпроектные мероприятия

Город Уфа активно развивается, строятся новые учреждения, проводятся международные встречи и форумы, организуемые правительством Российской Федерации. Для проведения форумов и размещения гостей строятся новые инфраструктурные здания, гостиничные комплексы. Непрерывно модернизируются и расширяются производства. Эти мероприятия привлекают внимание граждан к нашему городу, многие решают приехать и трудиться на производствах и стройках, а также переезжают и становятся жителями растущего города. Для проживания граждан расширяются жилые районы, а также осваиваются новые территории под жилую застройку.

Все выше перечисленные факторы требуют постоянного развития, модернизации транспортной инфраструктуры. Требуется строить новые многополосные автомобильные дороги соединяющие большое количество районов города с минимальным количеством светофоров и выполнением транспортных, многоуровневых развязок. Подобное строительство требует вложения большого количества средств и материалов.

Любое строительство начинается с проектирования. Это позволяет заранее отработать большинство проблемных ситуаций, определить объём работ, тип и количество требуемых материалов, что в свою очередь позволяет получить максимально точную стоимость строительства.

Заказчиком строительства автомобильной дороги выступает Республика Башкортостан с привлечением бюджетных средств. Архитектура города определяет коридор строительства автодороги согласующийся с общим планом застройки городской черты. Заказчиком выполняется техническое задание на проектирование. В техническом задании определяется объект проектирования, его основные параметры и требования к нему. Определяется

стадийность проектирования, количество этапов строительства и объём выполняемых работ для каждого этапа.

На основании технического задания определяется максимальная стоимость работ по проектированию и проводятся тендерные торги, где определяется проектная организация, которая возьмётся за выполнение проекта строительства. Выбранная проектная организация заключает договор с заказчиком на проектирование объекта строительства.

1.2 Начальный этап проектирования

На начальном этапе, в соответствии с [16], [20], специалистами проектной организации проводится обследование выделенной территории города под строительство автодороги. Специалисты на основании проведённого обследования, выполняют предварительный ситуационный план, где определяют границы проектирования, основные инженерные коммуникации с которыми будет пересекаться автодорога. Принимается решение о необходимости переустройства существующих инженерных коммуникаций для освобождения места для строительства. Определяются основные принципиальные способы и методы проведения строительства выносимых коммуникаций.

На основании проведённых предпроектных работ составляется техническое задание на проведение инженерных изысканий. По разработанному заданию определяется организация выполняющая инженерные изыскания. Параллельно с выбором изыскателей у организаций владельцев выявленных инженерных сетей запрашиваются технические условия на выполнение переустройства, пересечение или параллельное следование с проектируемым объектом. Технические условия являются основанием для взаимодействия проектной организации с собственниками инженерных сетей города.

Из полученных технических условий, определяется объём и технические требования к выполняемым проектным решениям, а затем проект в обязательном порядке согласуется с управляющими и эксплуатирующими сети организациями.

Строительство подобного объёма в черте городской застройки влечёт за собой переустройства и выносы из зоны строительства автодороги огромного количества существующих коммуникаций и прилегающей дорожной сети.

Для выноса тепловых сетей, водопроводов, канализационных коллекторов и коллекторов ливневой канализации, газопроводов, сетей связи, городского освещения, дорожной сети, а также кабельных и воздушных линий электропередач напряжением от 0,4 кВ и выше, задействуются целые отделы инженеров-проектировщиков различных специализаций.

Электротехническому отделу поручена часть проекта по обеспечению электроэнергией проектируемого объекта и работы по переустройству существующих ЛЭП.

1.3 Постановка задачи по ВЛ 110 кВ

Данной работой выполним проектирование выноса участка существующей ВЛ 110 кВ из зоны строительства автодороги в кабельное исполнение.

Объектом проектирования является техническое перевооружение участка существующей ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение. В рассматриваемом случае, необходимо выполнить кабельную вставку в существующую ВЛ 110 кВ с целью выноса её из зоны строительства автомобильной дороги.

Для выполнения данной задачи требуется:

- определить климатические условия территории, проектируемой КВЛ 110 кВ;

- разработать трассу, проектируемой КВЛ 110 кВ на топографическом плане;
- определить границы перехода проектируемой КВЛ 110 кВ из кабельного исполнения в воздушное;
- собрать исходные данные по токам в рабочем и послеаварийном режимах, токам КЗ на шинах 110 кВ, времени работы комплекса РЗА и отключения выключателей 110 кВ;
- выполнить расчёт по выбору кабелей для кабельного участка 110 кВ;
- подобрать концевые опоры для воздушного участка КВЛ 110 кВ;
- совместно с заводом изготовителем подобрать концевые, соединительные и транспозиционные муфты;
- выполнить профиль кабельного участка с указанием размещения прямков для прохождения КЛ методом горизонтально направленного бурения (ГНБ);
- совместно со строительным отделом разработать узел перехода из КЛ в ВЛ.

1.4 Выполнение проектирования технического перевооружения участка ВЛ 110 кВ

Проектирование ЛЭП 110 кВ включает в себя:

- изучение полученных от эксплуатирующей ВЛ 110 кВ организации технических условий и данных энергетической сети для выполнения расчётов;
- изучение материалов по проведённым инженерным изысканиям;
- непосредственный выезд на место с проведением обследования существующей трассы ВЛ 110 кВ и определением трассы прохождения проектируемой КЛ 110 кВ;
- определение опор, ограничивающих участок ВЛ 110 кВ попадающий в зону проектирования;

- выполнение предварительного ситуационного плана трассы, проектируемой КЛ 110 кВ с указанием начального и конечного пунктов;
- согласование предварительного ситуационного плана проектируемой КЛ 110 кВ с эксплуатирующей организацией и смежными отделами, выполняющими проектирование коммуникаций в зоне их ответственности;
- выбор типа кабелей и разработка схемы кабельного участка;
- выбор типа изоляторов;
- выбор концевых, соединительных и транспозиционных муфт;
- выбор типа транспозиционных колодцев и коробок для транспозиции экранов кабелей.

1.5 Исходные климатические данные и данные энергетической сети для выполнения расчётов:

На основании отчета по инженерно-гидрометеорологическим изысканиям и в соответствии с ПУЭ 7-е изд. для проектируемой КВЛ 110 кВ, приняты следующие климатические условия:

Таблица 1 – Климатические условия

Климатический показатель	Величина
Район по гололеду (толщина стенки гололеда, мм)	II (15)
Район по ветру (скоростной напор ветра, Па)	IV (800)
Напор ветра при гололеде	Па 200
Минимальная температура воздуха, град. С	минус 48,8
Максимальная температура воздуха, град. С	38
Среднегодовая температура воздуха, град. С	3,5
Температура воздуха при гололеде	минус 5
Среднегодовая продолжительность гроз, ч.	20-40
Нормативная глубина промерзания грунтов, см:	суглинков и глина 169
Район по пляске проводов	I
Степень загрязнения атмосферы	3
Сейсмичность, балл	6

Протяжённость кабельного участка КВЛ 110 кВ: 1,8 км;

Данные энергетической сети для выполнения расчётов:

- номинальное напряжения сети: 110 кВ;
- ток в нормальном и ремонтном/послеаварийном режимах:
- $I_{\text{ддтн}} = 657 \text{ А}$;
- ток трёхфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ: 35,502 кА;
- коэффициент активной и реактивной мощности:
- $\cos\varphi = 0,93$;
- $\sin\varphi = 0,36$.

Полное время отключения с учётом работы защит и времени отключения выключателя 110 кВ на ПС Центральная – 2,585 сек.

1.6 Выбор варианта исполнения проектируемой ЛЭП 110 кВ

Для выноса ВЛ 110 кВ из зоны строительства автодороги применимы два варианта исполнения участка ЛЭП:

- Воздушным исполнением, по новой трассе с применением неизолированных проводов аналогичным существующим, на новых опорах;
- Кабельное исполнение в подземной кабельной канализации.

В городской черте очень стеснённые условия для проведения подобных работ. Исходя из Постановления Правительства №160, охранная зона для ВЛ 110 кВ определяется от крайних неотклонённых проводов по 20 м в каждую сторону. Таким образом полоса земли шириной около 50 м отводится под существующие ВЛ 110 кВ в черте города.

В свою очередь для кабельных линий охранная зона назначается на ширину, занимаемую самой кабельной линией и плюс 1 м от крайних кабелей. Таким образом для одноцепной КЛ 110 кВ охранная зона составит около 3 м, а для двухцепной около 4 м, это более 12 раз меньше чем у ВЛ. Существенная разница охранных зон является главным фактором для города.

Для наглядного сравнения на рисунках 1 и 2 представлены схемы охранных зон для ВЛ и КЛ 110 кВ.

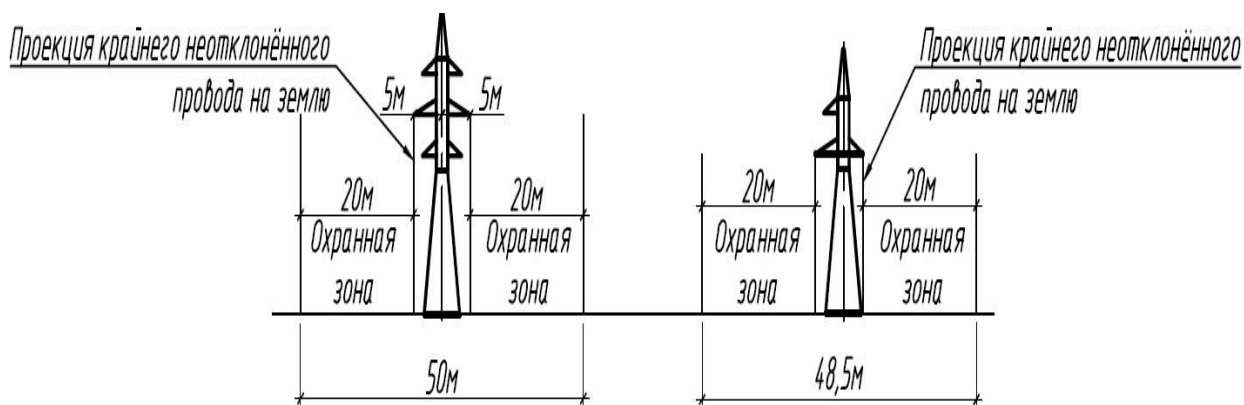


Рисунок 1 – Охранная зона ВЛ 110 кВ

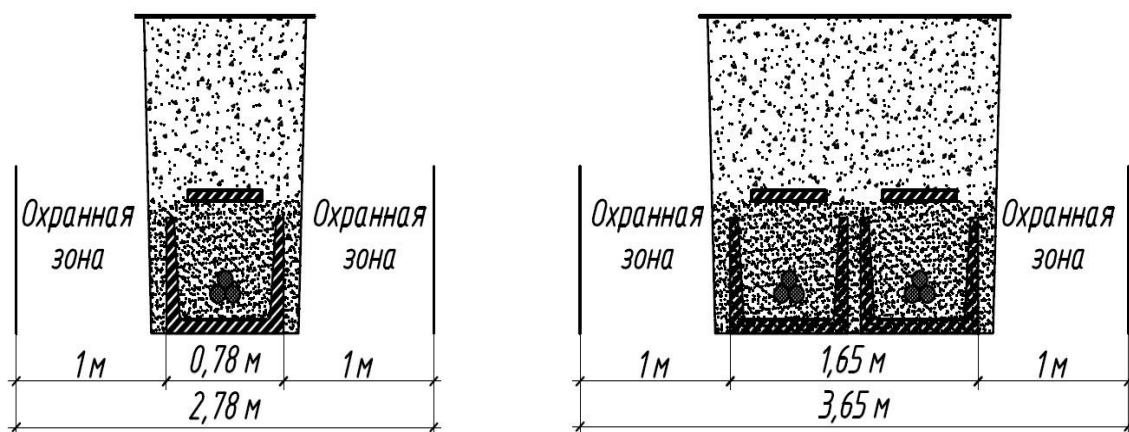


Рисунок 2 – Охранная зона КЛ 110 кВ

Таким образом принимается решение в пользу применения кабельного исполнения проектируемого участка ЛЭП 110 кВ.

1.7 Выбор и согласование типа концевой опоры

Следующим этапом определяем тип опоры, ограничивающей кабельный участок и место расположения концевых муфт и ОПН.

Существующая воздушная линия двухцепная, соответственно по согласованию с эксплуатирующей организацией, выбираем по [17], [18], [19], в качестве концевой, выбираем опору типа У110-2, представлена на рисунке 3.

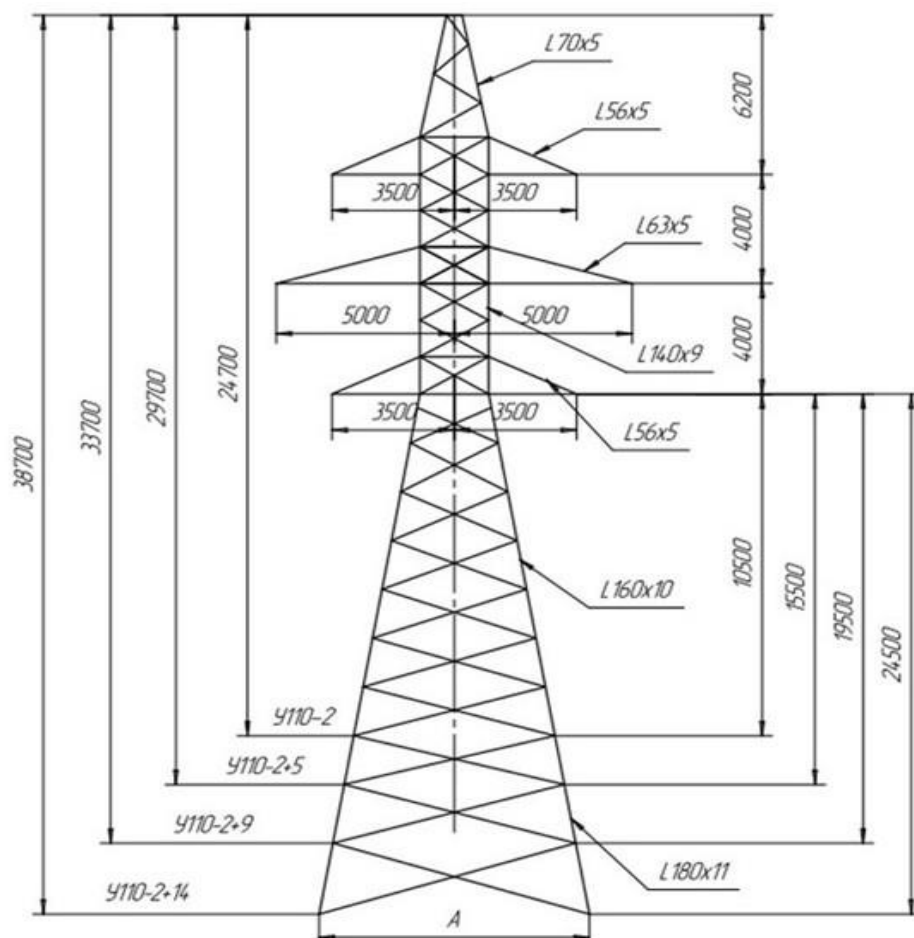


Рисунок 3 - Анкерные опоры У110-2 с подставками +5, +9 и +14 метров

Это металлическая решетчатая опора с выполнением металлоконструкций методом горячей оцинковки типа У110-2 по типовому проекту 3078тм-т10 – Анкерно-угловые опоры.

1.8 Выбор способа размещения концевых муфт у опоры 110 кВ

Для размещения концевых кабельных муфт 110 кВ и ОПН применяются несколько вариантов:

- Размещение концевых муфт и ОПН 110 кВ на траверсах опор;
- Размещение концевых муфт и ОПН 110 кВ на отдельно стоящих металлических стойках на высоте 6 м от земли вокруг опоры;
- Выполнение площадки обслуживания для размещения концевых муфт и ОПН 110 кВ на высоте 6 м от уровня земли.

По согласованию с эксплуатирующей организацией принят вариант с выполнением площадок обслуживания для размещения концевых кабельных муфт и ОПН 110 кВ. Этот вариант предусматривает выполнение металлической площадки у опоры 110 кВ, стоящей на собственных фундаментах, несущих нагрузку от площадки и размещённого оборудования, имеющую ограждение на высоте 6 м для безопасности персонала и ограждение вокруг опоры и площадки для обеспечения защиты от проникновения посторонних лиц к электроустановке и её конструкциям.

Этот вариант принят по причине разделённых эксплуатирующих служб по обслуживанию ВЛ и КЛ. Служба обслуживающая КЛ, не имеет в своём составе лиц, допущенных к верхолазным работам и не смогла бы обслуживать концевые муфты и ОПН 110 кВ при размещении на траверсах опор.

Вариант с размещением концевых муфт и ОПН 110 кВ на отдельно стоящих металлических стойках на высоте 6 м от земли вокруг опоры, был исключён из-за сложности обслуживания сотрудниками службы КЛ и необходимости привлечения для этих целей автовышки с АГП. Возможные варианты выполнения АГП представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Варианты автовышек для подъёма персонала службы КЛ

Применение АГП при выполнении работ по текущему ремонту концевых муфт существенно удорожает процесс ремонта. Потребуется дополнительно обучать персонал на выполнение работ на АГП. Также дополнительных затрат потребует организация подъездных путей к переходному узлу.

1.9 Выбор типа кабелей и разработка схемы кабельного участка

На основании технических условий от эксплуатирующей организации, требуется применять кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, с медными токопроводящими жилами.

После консультаций с заводом изготовителем кабелей на напряжение 110 кВ, для проектируемого кабельного участка ВЛ 110 кВ на участке от ПС Центральная до опоры №10 принимаем кабель одножильный с медными жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена в усиленной полиэтиленовой

оболочке, с водоблокирующими лентами и дополнительной алюмополимерной и водоблокирующей лентой поверх герметизированного экрана, на напряжение ~110 кВ, марки ПвПу2г.

Рассмотрим разработанную согласно [9], [13] схему кабельного участка, представленную на рисунке 5.

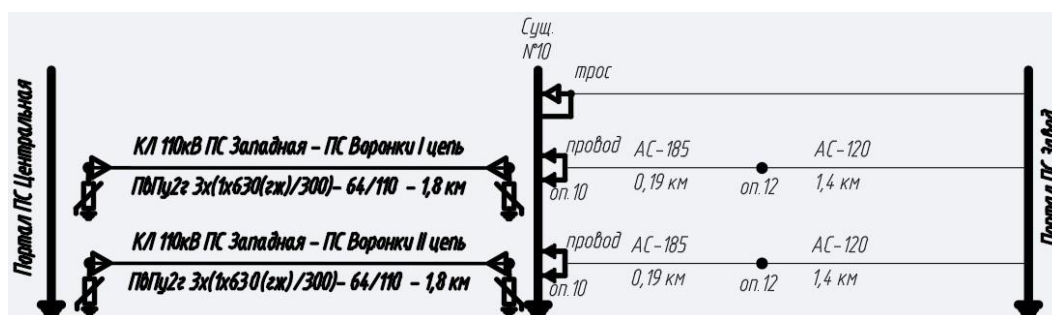


Рисунок 5 – Схема проектируемого кабельного участка

Согласно представленной схеме, проектом предусмотрена прокладка двух взаиморезервируемых кабельных линий протяжённостью 1,8 км от портала ПС Центральная до опоры №10.

На территории ОРУ 110 кВ ПС Центральная, под существующим приёмным порталом, проектом предусматривается установка концевых кабельных муфт с ОПН. Также у опоры №10 при переходе из КЛ в ВЛ 110 кВ, предусматривается установка концевых муфт и ОПН.

1.10 Выбор типа изоляторов в изолирующих гирляндах для провода и троса на КВЛ 110 кВ

Проектируемая КВЛ 110кВ располагается согласно [5] и [10] в III районе загрязнения атмосферы.

Согласно техническим условиям эксплуатирующей организации, для подвесок на опоре №10 в сторону воздушного участка ЛЭП 110 кВ принимаем изоляторы типа: ПСВ 120Б, представлен на рисунке 6.

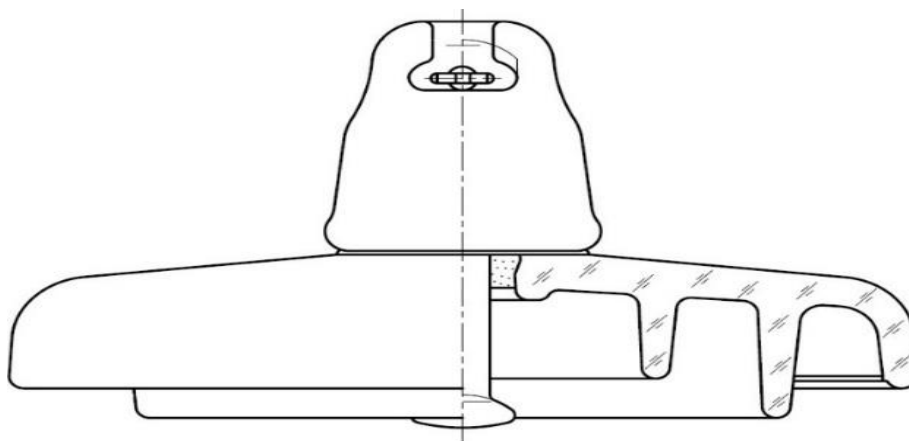


Рисунок 6 - Изолятор линейный подвесной стеклянный тарельчатый с увеличенным вылетом ребра типа PCSB 120Б

Технические параметры изолятора PCSB 120Б:

- минимальная механическая разрушающая нагрузка – 120 кН;
- диаметр $D = 280$ мм;
- строительная высота $H = 127$ мм;
- номинальная длина пути утечки – $L_{и} = 445$ мм.

1.11 Выбор концевых, соединительных и транспозиционных муфт

Для подбора кабельной арматуры на заводы производители направляется ранее собранная исходная информация и марка, сечение и тип кабелей выбранных по результатам расчётов.

Заводы производители анализируют направленную проектным институтом данные и предлагают к применению свои изделия.

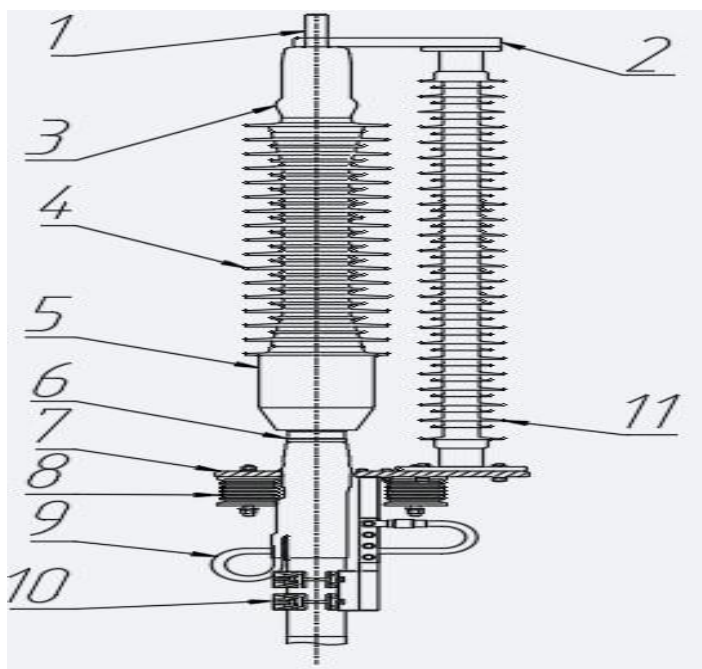
Таким образом, для проектируемой КВЛ 110 кВ совместно с производителем были выбраны необходимые типы муфт.

Концевые муфты сухого типа МКВС 145-Си 630/300-4897В разработаны для соединения высоковольтных кабельных линий с воздушными линиями

или с оборудованием подстанций, предназначены как для внутренней, так и для наружной установки. Муфта МКВС представлена на рисунке 7.

Маркировка концевой высоковольтной муфты сухого типа МКВС:

- МКВС – муфта концевая высоковольтная сухого типа;
- 145 – наибольшее рабочее напряжение;
- Cu – материал жилы;
- 630 – сечение жилы;
- 300 – сечение медного экрана;
- 4897 – минимальная длина пути утечки изолятора;
- В – винтовой наконечник в комплекте.



1 - наконечник, 2 - штанга, 3 - колпак, 4 - изолятор натяжной, 5 - зона выравнивания поля, 6 - коллектор тока утечки, 7 - плита опорная, 8 - изолятор опорный, 9 - вывод экрана, 10 - фиксация кабеля, 11 - изолятор несущий

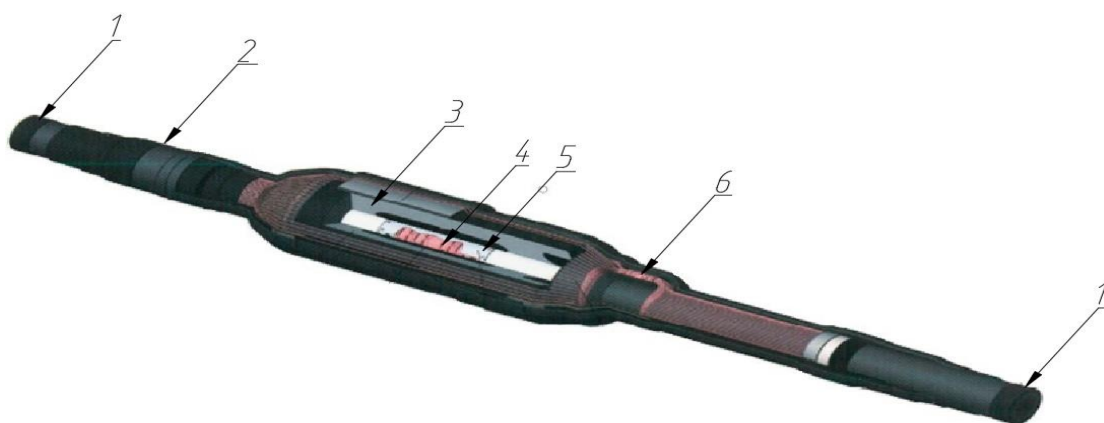
Рисунок 7 - Концевая муфта сухого типа МКВС

Соединительные муфты МСВ 145-Сu 630/Сu300- Сu 630/Сu300 ВАР.

Это предварительно изготовленные силиконовые муфты, предназначенные для соединения высоковольтных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 110/132/220 кВ. Муфта МСВ представлена на рисунке 8.

Маркировка соединительной высоковольтной муфты МСВ:

- МСВ – муфта соединительная высоковольтная;
- 145 – наибольшее рабочее напряжение;
- Сu – материал жилы;
- 630 – сечение жилы;
- Сu300 – сечение медного экрана;
- Сu – материал жилы;
- 630 – сечение жилы;
- Сu300 – сечение медного экрана;
- В – соединение жил винтовым соединителем;
- А – в конструкции муфты предусмотрен алюминиевый водоблокирующий барьер;
- Р – в муфте предусмотрен композитный кожух.

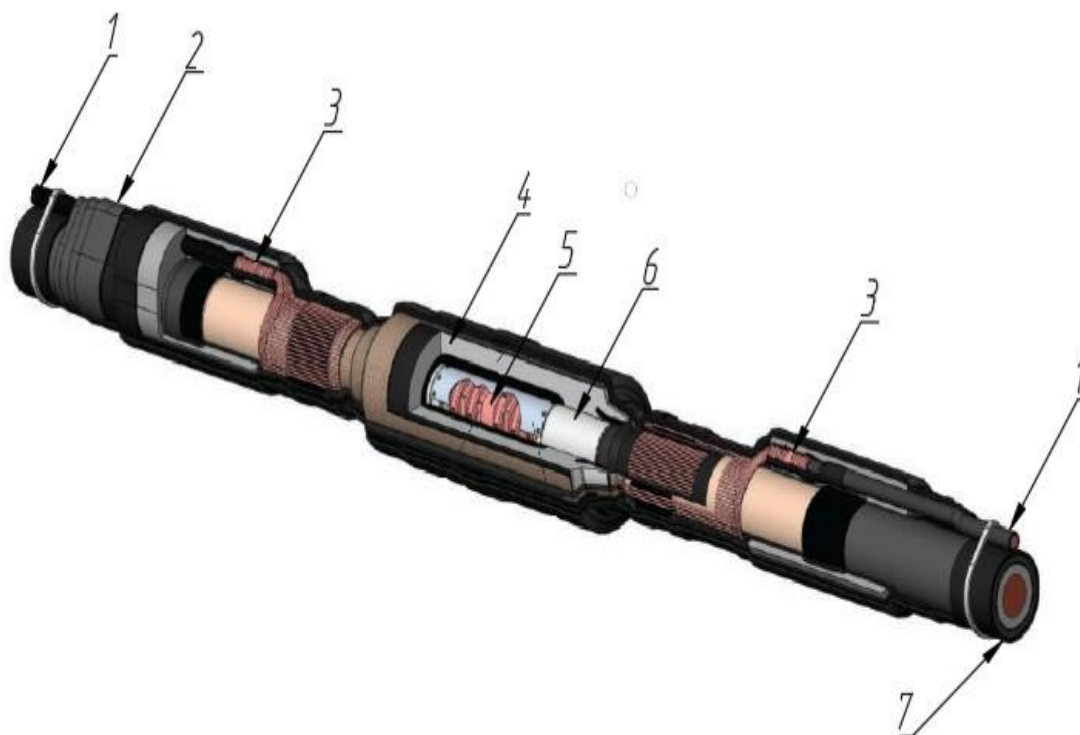


1 - высоковольтный кабель, 2 - термоусаживаемая трубка, 3 - натяжной изолятор, 4 - гильза, 5 – электрод, 6 – гильза экрана

Рисунок 8 – Муфта соединительная высоковольтная типа МСВ

Соединительные транспозиционные муфты МСВ 145 X.

Это предварительно изготовленные силиконовые муфты, предназначенные для соединения высоковольтных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с возможностью перекрёстного соединения проволок экрана. Для этого в конструкциях муфт предусматривается вывод экранов кабелей с обеих сторон проводом транспозиции. Внутри муфты выполняется диэлектрический разрыв экрана кабеля. Муфта МСВ-145-Х представлена на рисунке 9.



1 – кабель транспозиции, 2 – защитная манжета, 3 – гильза экрана, 4 – изолятор натяжной, 5 – гильза, 6 – электрод, 7 – высоковольтный кабель

Рисунок 9 – Соединительная транспозиционная муфта МСВ

При взаимодействии с заводом изготовителем выбраны все необходимые для строительства кабельной линии, типы муфт

1.12 Выбор типа транспозиционных колодцев и коробок для транспозиции экранов кабелей

Колодец для размещения транспозиционных коробок ПКЭТ-1500

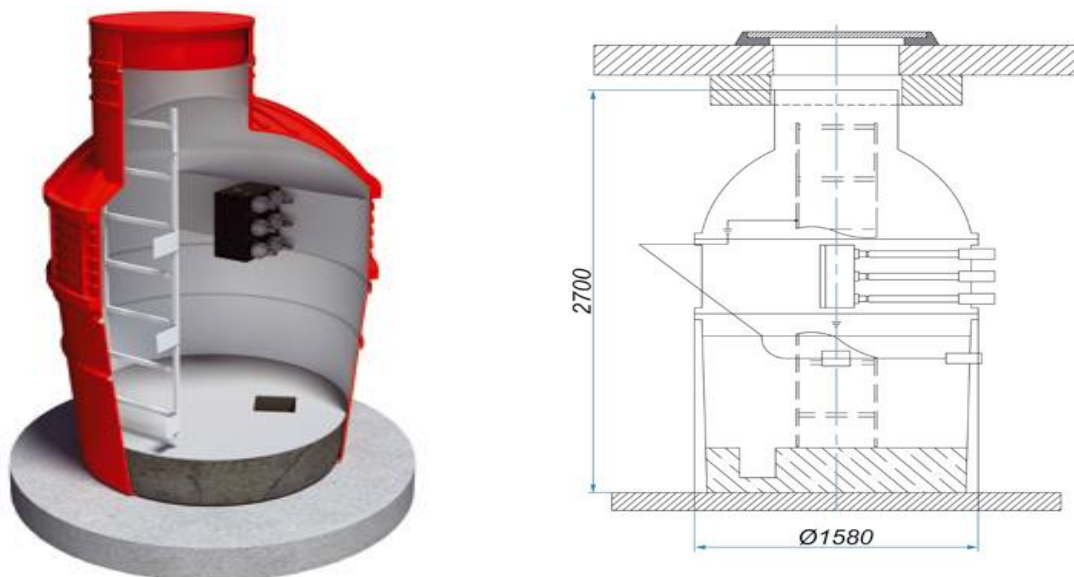


Рисунок 10 – ПКЭТ-1500

Коробки транспозиции однофазные Энерготек КТП-О/ОПН-8,2-550



Рисунок 11 - КТП-О/ОПН-8,2-550

Вывод по разделу 1. В данном разделе были рассмотрены мероприятия, проводимые заказчиком для определения необходимости строительства

автомобильной дороги, способ определения проектной организации для выполнения проектно-изыскательских работ. Показан ориентировочный объём по проектированию выносов существующих сетей. Из общего комплекса работ по реконструкциям данной работой рассмотрен проект по техническому перевооружению участка существующей ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение с целью её выноса из зоны строительства автодороги.

В процессе проектирования перевооружения участка существующей ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение были выполнены:

- сбор исходных данных для проектирования;
- выбран способ прокладки, проектируемой ЛЭП 110 кВ;
- определена трасса прохождения проектируемой КЛ 110 кВ;
- определена длина проектируемой КЛ 110 кВ;
- определены охранные зоны КЛ 110 кВ;
- выбран тип концевой опоры;
- выбран тип кабеля;
- разработана схема кабельного участка;
- выбраны типы изоляторов для выполнения изолирующих подвесок проводов и грозотроса на концевой опоре №10;
- выбраны концевые, соединительные и транспозиционные муфты, а также транспозиционные колодцы и коробки для транспозиции экранов кабелей.

2 Выбор электрических аппаратов и проводников

2.1 Определение количества изоляторов в одноцепной и двухцепной натяжной гирлянде для провода

Количество тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах в районах с 1-2-й СЗ увеличивается на один изолятор в каждой гирлянде и определяется по формулам (П.1.9.13 ПУЭ [10]):

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}}, \quad (1)$$

$$L = \lambda_{\text{э}} \times U \times k, \quad (2)$$

где $L_{\text{и}}$ – длина пути утечки одного изолятора по стандарту или техническим условиям на изолятор конкретного типа, см;

$\lambda_{\text{э}}$ – удельная эффективная длина пути утечки по табл. 1.9.1 ПУЭ [10], см/кВ;

U – наибольшее рабочее междупазное напряжение, кВ по ГОСТ [6];

k – коэффициент использования длины пути утечки.

$$k = k_{\text{и}} \times k_{\text{к}}, \quad (3)$$

где $k_{\text{и}}$ – коэффициент использования изолятора;

$k_{\text{к}}$ – коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями.

Рассчитаем количество изоляторов ПВС 120Б в одноцепной натяжной гирлянде:

$$L_{\text{и}} = 44,5 \text{ см};$$

$$\lambda_{\text{э}} = 2,5 \text{ см/кВ};$$

$$U = 126 \text{ кВ};$$

$$k_{\text{и}} = 1,25 \text{ (табл. 1.9.21 ПУЭ [10])};$$

$$k_{\text{к}} = 1,25 \text{ (таб. 1.9.22 ПУЭ [10])};$$

$$m = \frac{2,5 \times 126 \times 1,25 \times 1,25}{44,5} = 11,06 \text{ шт.}$$

Согласно п. 1.9.12 ПУЭ [10], полученное количество изоляторов округляем до следующего целого числа.

$$m = 12 \text{ шт.}$$

Количество изоляторов ПВС 120Б в двухцепной натяжной гирлянде:

$$L_{\text{и}} = 44,5 \text{ см;}$$

$$\lambda_{\text{э}} = 2,5 \text{ см/кВ;}$$

$$U = 126 \text{ кВ;}$$

$$k_{\text{и}} = 1,25 \text{ (табл. 1.9.21 ПУЭ [10]);}$$

$$k_{\text{к}} = 1,05 \text{ (п. 1.9.50 ПУЭ [10]);}$$

$$m = \frac{2,5 \times 126 \times 1,25 \times 1,05}{44,5} = 9,3 \text{ шт.}$$

Согласно п. 1.9.12 ПУЭ [10], полученное количество изоляторов округляем до следующего целого числа.

$$m = 10 \text{ шт.}$$

Для выполнения изолирующих подвесок проводов и троса монтируемых на концевой опоре №10 проектируемого участка ЛЭП 110 кВ, проектом приняты изоляторы типа ПВС 120Б.

Согласно расчётам, ниже приведено полученное количество изоляторов.

Одноцепные натяжные гирлянды для провода:

– 12 изоляторов ПВС 120Б;

Двухцепные натяжные гирлянды для провода:

– 10 изоляторов ПСВ 120Б в каждой цепи.

2.2 Выбор кабеля для проектируемого участка ЛЭП 110

Проектом предусмотрена прокладка кабельной линии напряжением 110 кВ. Для прокладки КЛ 110кВ в соответствии с существующим проводом на воздушном участке ЛЭП выбран силовой кабель одножильный с медными жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена в усиленной полиэтиленовой оболочке, с водоблокирующими лентами и дополнительной алюмополимерной и водоблокирующей лентой поверх герметизированного экрана, на напряжение ~110 кВ, марки ПвПу2г 1×630(гж)/300-64/110мм²

Технические характеристики проектируемых кабельных линий сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Технические характеристики КЛ 110 кВ

Показатель	ПС Центральная – ПС Завод
Уровень напряжения КЛ, кВ	110
Нагрузка в нормальном режиме, А	657
Нагрузка в ремонтном/послеаварийном режиме, А	657
Тип и сечение применяемого кабеля	ПвПу2г 1×630(гж)/300-64/110 мм ²
Количество цепей в КЛ, шт	2
Допустимый ток в нормальном режиме, А	712
Допустимый ток в ремонтном/послеаварийном режиме, А	893
Длина КЛ, км	1,8
Общая длина кабеля КЛ, км	10,8
Потери напряжения в нормальном режиме, %	0,1
Потери напряжения в ремонтном/послеаварийном режиме, %	0,1

Выбор и проверка кабелей производятся согласно документам [1], [7], [10], [11], [15].

Расчетный ток КВЛ 110кВ:

$$I_{\text{каб.}} = 657 \text{ А}$$

Сечения жил кабелей выбраны по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверены по:

- допустимому току в нормальном и ремонтном/послеаварийном режимах;
- потере напряжения;
- термической стойкости при токах КЗ;

Также проведена проверка экрана кабеля на термическую устойчивость при 2-х фазном токе короткого замыкания и проведен расчет токов и потерь мощности в экране кабеля.

2.2.1 Выбор кабеля по экономической плотности тока

Выбор ведем по нормативному документу [10].

Экономически целесообразное сечение проводника определяется по формуле:

$$S = \frac{I}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (4)$$

где I – расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

$J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²
($J_{\text{ЭК}} = 3,5 \text{ А/мм}^2$, при более 1000 до 3000 часов использования максимума нагрузки в год, [10] табл. 1.3.36).

$$I_{\text{каб}} = 657 \text{ А};$$

$$J_{\text{ЭК}} = 3,5 \text{ А/мм}^2;$$

$$S = \frac{I}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{657}{3,5} = 187,7 \text{ мм}^2.$$

По условиям экономической плотности допустимо применить кабель сечением 240 мм², но для исключения уменьшения пропускной способности сети, выбираем кабель сечением 630 мм².

2.2.2 Проверка кабеля по допустимому току в нормальном и ремонтном/послеаварийном режимах

Проверка ведется [14] по следующим условиям:

$$I_{\text{доп.норм.}} \geq I_{\text{ном.}};$$

$$I_{\text{доп.рем.}} \geq I_{\text{рем.}};$$

Согласно предоставленным данным, длительно допустимый ток нагрузки провода АС 185 при температуре окружающего воздуха -5 °С составляет 657 А. ДДТН провода АС 185 принимается в качестве тока в рабочем и послеаварийном режимах.

$$I_{\text{ном.}} = 657 \text{ А};$$

$$I_{\text{рем.}} = 657 \text{ А};$$

Длительно допустимый ток кабеля марки ПвПу2г 1×630(гж)/300-64/110 мм², равняется 858 А ([12] таб. 10), учитывая:

к1=1,1 - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды +5 градусов;

к2=0,97 - поправочный коэффициент на глубину прокладки кабеля 2 м;

к3=0,93 - поправочный коэффициент на тепловое сопротивление грунта 1,2 Км/Вт;

к4=0,93 - поправочный коэффициент на число цепей КЛ, проложенных в земле (к4=1 в аварийном режиме);

к5=0,9 - поправочный коэффициент на условия прокладки кабелей.

Учитывая коэффициенты, $k = 1,1 \times 0,97 \times 0,93 \times 0,93 \times 0,9 = 0,83$ рассчитаем длительно допустимый ток кабельной линии:

Для кабеля марки ПвПу2Г 1×630(гж)/300-64/110 мм² равняется:

$$I_{\text{доп.норм.}} = 858 \times 0,83 = 712 \text{ А.}$$

Рассчитаем допустимый ток кабельной линии в ремонтном/послеаварийном режиме где $k_{\text{ав}} = 1,17$ коэффициент аварийной перегрузки кабеля согласно рекомендациям по выбору, хранению, прокладке, монтажу и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, ООО «Камкабель» [12]:

Учитывая коэффициенты, $k = 1,1 \times 0,97 \times 0,93 \times 1,0 \times 0,9 = 0,89$ рассчитаем длительно допустимый ток кабельной линии:

Для кабеля марки ПвПу2Г 1×630(гж)/300-64/110 мм² равняется:

$$I_{\text{доп.рем.}} = 858 \times 0,89 \times 1,17 = 893 \text{ А.}$$

Проведем проверку для кабельной линии по приведенным выше условиям с использованием следующих исходных данных:

$$712 \geq 657; 893 \geq 657$$

Согласно [8], аналогичным образом выполним проверку выбранного кабеля в зависимости от температуры окружающей среды, результаты расчётов сведём в таблицу 3.

Таблица 3 - Длительно допустимый ток КЛ 110 кВ в зависимости от температуры окружающей среды

Измеряемая величина	Значение									
Температура окружающего грунта	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
Поправочный коэффициент	1,17	1,13	1,1	1,06	1,03	1	0,97	0,93	0,89	0,86
Длительно допустимый ток КЛ, А	758	732,1	712	686,7	667,3	648	628,4	602,5	576,6	557
Аварийно допустимый ток КЛ, А	953,6	921	893	864	839,5	815	790,6	758	725,4	700

Кабельная линия, выполненная кабелем марки ПвПу2г 1×630/300-64/110 мм², и кабельные линии, проверку по допустимому току в нормальном и ремонтном/послеаварийном режимах проходят.

2.2.3 Проверка кабеля по потере напряжения

Расчет потерь напряжения в нормальном режиме ведется по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \times l \times I_{\text{ном}} \times (\cos \varphi \times r_0 + \sin \varphi \times x_0)}{U_{\text{ном}}} \times 100, \quad (5)$$

где l – длина линии, км;

$I_{\text{ном}}$ – ток в нормальном режиме, А;

$\sin \varphi$, $\cos \varphi$ - коэффициент активной и реактивной мощности, соответственно;

r_0 - активное удельное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 - индуктивное удельное сопротивление линии, Ом/км;

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

Проведем расчет для кабеля по приведенной выше формуле с использованием следующих исходных данных:

$l = 1,8$ км;

$$I_{\text{НОМ}} = 657 \text{ A};$$

$$\cos\varphi = 0,93; \sin\varphi = 0,36;$$

$$r_0 = 0,0283 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,06 \text{ Ом/км};$$

$$U_{\text{НОМ}} = 110000 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,8 \cdot 657 \cdot (0,93 \cdot 0,0283 + 0,36 \cdot 0,06)}{110000} \cdot 100 = 0,1\%.$$

Так как токи в рабочем режиме и в ремонтном/послеаварийном режиме, одинаковы, дополнительный расчёт для послеаварийного режима не требуется.

Согласно [4], [11] в электрических сетях должны быть обеспечены отклонения напряжения, не превышающие $\pm 5\%$ номинального напряжения сети в нормальном режиме и $\pm 10\%$ в послеаварийном режиме.

$$0,1\% \leq 5\%; 0,1\% \leq 10\%;$$

Кабельная линия, выполненная кабелем марки ПвПу2г 1×630/300-64/110 мм², проверку по потере напряжения проходит.

2.2.4 Проверка кабеля на термическую стойкость и невозгорание при токах КЗ

Проверку ведем по [3]. Минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости при КЗ, определяются по формуле:

$$S_{\text{тер.мин}} = \sqrt{\frac{B_{\text{К}}}{(A_{\vartheta_{\text{К доп}}} - A_{\vartheta_{\text{К}}})}}, \quad (6)$$

где $B_{\text{К}}$ — интеграл Джоуля,

$A_{\vartheta_{\text{К доп}}}$ — значение функции, соответствующее предельно допустимой температуре проводника при КЗ (250 °С)

$A_{\vartheta_{\text{К}}}$ — значение функции, соответствующее температуре проводника до КЗ (максимально допустимая температура жилы 90 °С)

Интеграл Джоуля определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{кз}}^{(3)^2} \times (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (7)$$

где $I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах 110 кВ, кА (для ПС Центральная = 35,502 кА);

$t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ параметр ($T_a = 0,01$ с, [3] табл. 3.8).

Расчетная продолжительность КЗ определяется по формуле:

$$t_{\text{откл}} = t_z + t_v, \quad (8)$$

где t_z – время действия основной релейной защиты, в зону которой входят проверяемые проводники

Время действия релейной защиты:

$$t_{\text{ДЗ Центральная}} = 2,5 \text{ с};$$

$$t_{\text{АПВ Центральная}} = 2 \text{ с};$$

$t_v = 0,055$ с (полное время отключения соответствующего выключателя);

$t_{\text{терм}} = 0,03$ с (полное время отключения терминала);

Так как во время действия АПВ аппарат защиты отключен для расчета кабельной линии время действия АПВ не учитывается, [2].

$$t_{\text{з Центральная}} = t_{\text{ДЗ Центральная}}(2,5\text{с}) + t_{\text{терм}}(0,03\text{с}) + t_v(0,055\text{с}) = 2,585 \text{ с}$$

Проведем расчет по приведенным выше формулам с использованием следующих исходных данных:

$$T_a = 0,01 \text{ с};$$

$$A_{\vartheta_{\text{к доп}}} = 37500 \text{ А}^2 \times \text{с} \div \text{мм}^2 \text{ ([3] рисунок 19)}$$

$$A_{\vartheta_{\text{к}}} = 17500 \text{ А}^2 \times \text{с} \div \text{мм}^2 \text{ ([3] рисунок 19)}$$

$$B_{\text{к. Центральная}} = 35,502^2 \cdot (2,585 + 0,01) = 3379 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{\text{тер. min Центральная}} = \sqrt{\frac{3379 \cdot 10^6}{(37500 - 17500)}} = 411 \text{ мм}^2$$

$$411 \text{ мм}^2 < 630 \text{ мм}^2$$

Рассчитаем значения допустимого тока односекундного КЗ с учётом поправочного коэффициента на время работы защиты для выбранного сечения кабеля.

$$I_{\text{доп КЗ}} = 90,1;$$

$$K = \frac{1}{\sqrt{t_{\text{откл.}}}} = \frac{1}{\sqrt{2,595}} = 0,6;$$

$$I_{\text{доп.КЗ}} \cdot K \geq I_{\text{кз}}, \quad (9)$$

$$90,1 \cdot 0,6 = 54 \text{ кА} \geq 35,502 \text{ кА}$$

Кабели проходят проверку по термической стойкости при токах КЗ.

Согласно [3], проводим проверку кабелей на невозгорание. Действие АВР – не учитывается. Определение температуры нагрева жил кабеля током КЗ выполняется по следующим формулам:

$$\Theta_K = \Theta_H \times e^K + a \times (e^K - 1), \quad (10)$$

где Θ_K - температура жилы в конце КЗ, °С;

Θ_H - температура жилы до КЗ, °С;

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °С, равная 228 °С.

$$K = \frac{b \times B_k}{S^2}, \quad (11)$$

где B_k - интеграл Джоуля;

$$b = 19,58 \text{ мм}^2/(\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

S - сечение жилы кабеля, мм^2 .

$$\Theta_n = \Theta_0 + (\Theta_{\partial\partial} - \Theta_{\text{окр}}) \times \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\partial\partial}} \right), \quad (12)$$

где Θ_0 - фактическая температура окружающей среды во время КЗ, 20°C ;

$\Theta_{\text{окр}}$ - значение расчетной температуры окружающей среды (земля) 20°C ;

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

$I_{\text{дд}}$ - значение расчетного длительно допустимого тока, А. 90°C ([15]).

Максимальная температура жил кабеля при коротком замыкании $\Theta_{\text{max}} = 250^\circ\text{C}$

В нормальном режиме:

$$\theta_n = 20 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{657}{858} \right)^2 = 61^\circ\text{C};$$

$$K_{\text{Центральная}} = \frac{19,58 \cdot 3379}{630^2} = 0,16;$$

$$\theta_{\text{к Центральная}} = 61 \cdot 2,71^{0,16} + 228 \cdot (2,71^{0,16} - 1) = 111^\circ\text{C};$$

$$\Theta_K < \Theta_{\text{max}}; 111^\circ\text{C} < 250^\circ\text{C}.$$

В аварийном режиме: так как токи в рабочем режиме и в ремонтном/послеаварийном режиме, одинаковы, дополнительный расчёт для послеаварийного режима не требуется.

Выбранные кабели по невозгоранию проходят.

2.2.5 Проверка экрана кабеля на термическую устойчивость при двухфазном токе короткого замыкания и выбор сечения экрана кабеля

Проверка ведется по методике, описанной в [14] по следующему условию:

$$I_{д.э.} \times K \geq I_{КЗ}^{(2)}, \quad (13)$$

где $I_{д.э.}$ - допустимый ток односекундного КЗ в медном экране, кА;

$I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ;

K – коэффициент учитывающий продолжительность КЗ.

$$I_{КЗ}^{(2)} = 0,87 \times I_{КЗ}^{(3)}, \quad (14)$$

$$I_{д.э.} = 53,4 \text{ кА}$$

S_e - сечение экрана, мм² (300 мм²);

$$I_{КЗ}^{(2)} = 0,87 \cdot 35,502 = 31,4 \text{ кА};$$

$$K = \frac{1}{\sqrt{t_{откл.}}} = \frac{1}{\sqrt{2,595}} = 0,62;$$

$$\text{От ПС Центральная: } 53,4 \cdot 0,62 = 33,1 \text{ кА} \geq 31,4 \text{ кА.}$$

Выборенный экран кабеля сечением 300 мм² удовлетворяет требуемым параметрам.

2.2.6 Расчет тока и потери мощности в экране кабеля, коэффициента уменьшения допустимого тока

Расчет проводим по [15]. Для прокладки кабельной линии проектом предусмотрен кабель марки ПвПу2г 1×630(гж)/300-64/110 мм².

Расчет токов ведем по формуле:

$$\frac{I_{\text{Э}}}{I_{\text{Ж}}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_{\text{Э}}^*}{X^*}\right)^2}}, \quad (15)$$

где $I_{\text{Э}}$ – ток, наводящийся в экране жилы, А;

$I_{\text{Ж}}$ – ток жилы, А;

$R_{\text{Э}}^*$ – погонное активное сопротивление экрана;

X^* – индуктивное сопротивление петли экран – жила, Ом.

$$X^* = \omega \times \frac{\mu_0}{2 \times \pi} \times \ln\left(\frac{2 \times s}{d_{\text{Э}}}\right), \quad (16)$$

где $\mu_0 = 3 \times \pi \times 10^7$ – магнитная постоянная, Гн/м;

$\omega = 2 \times \pi \times f$ – угловая частота напряжений и токов, рад/с;

s – среднее расстояние между осями соседних фаз, м;

$d_{\text{Э}}$ – средний диаметр экрана, м.

Расчет отношения потерь мощности в экране к потерям в жиле ведем по формуле:

$$\frac{P_{\text{Э}}}{P_{\text{Ж}}} = \frac{P_{\text{Э}}/P_{\text{Ж}}}{\left[1 + \left(\frac{R_{\text{Э}}^*}{X^*}\right)^2\right]}, \quad (17)$$

где $P_{\text{Э}}$ – потери мощности в экране, Вт;

$P_{\text{Ж}}$ – потери мощности в жиле, Вт;

$R_{\text{Э}}$ – активное сопротивление экрана, Ом;

$R_{\text{Ж}}$ – активное сопротивление жилы, Ом.

Расчет коэффициента уменьшения допустимого тока в жиле ведем по формуле:

$$K_{\text{И}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{P_{\text{Э}}}{P_{\text{Ж}}}}}, \quad (18)$$

Проведем расчет по приведенным выше формулам с использованием следующих исходных данных:

$$I_{\text{ж_каб}} = 594 \text{ А};$$

$$\mu_0 = 4 \times 3,14 \times 10^{-7} = 12,56 \times 10^{-7} \text{ Гн/м};$$

$$\omega = 2 \times 3,14 \times 50 = 314 \text{ рад/с};$$

$$s \approx 0,1 \text{ м};$$

$$d_3 = d - 2 \times (6 \times 10^{-3}) = 0,10289 - 0,012 \text{ м} = 0,09;$$

$$R_3^* = 2 \times 10^{-8} \times \frac{1}{300 \times 10^{-6}} = 0,000066667 \text{ Ом/м};$$

$$R_{\text{ж}}^* = 2 \times 10^{-8} \times \frac{1}{630 \times 10^{-6}} = 0,00003 \text{ Ом/м};$$

$$X^* = 314 \times \frac{12,56 \times 10^{-7}}{2 \times 3,14} \times \ln\left(\frac{2 \times 0,1}{0,09}\right) = 0,00005 \text{ м};$$

$$\frac{I_3}{I_{\text{ж}}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{0,000066667}{0,00005}\right)^2}} = 0,6$$

$$\frac{P_3}{P_{\text{ж}}} = \frac{0,000066667/0,00003}{\left[1 + \left(\frac{0,000066667}{0,00005}\right)^2\right]} = 0,8$$

$$K_{\text{и}} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,8}} = 0,74$$

Расчитанные значения отношения потерь мощности в экране к потерям в жиле и коэффициента уменьшения допустимого тока в жиле, показывают превышение допустимых значений.

2.2.7 Описание мероприятий по уменьшению токов в экранах КЛ

Должно выполняться условие: $\frac{P_3}{P_{\text{ж}}} > 0,2$

$$\frac{P_3}{P_{\text{ж}}} = 0,8 > 0,2$$

Как видно потери мощности в экране кабеля превышают допустимую величину. Для снижения уровня потерь мощности в экране применяется один

полный цикл транспозиции с установкой 2-х транспозиционных колодцев с транспозиционными коробками и ОПН.

$$\frac{I_{\text{Э}}}{I_{\text{Ж}}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{R^*}{X^*}\right)^2}} \times K_{\text{T}}, \quad (19)$$

$$K_{\text{T}} = \frac{\sqrt{[L_1 - 0.5 \times (L_2 + L_3)]^2 + [0.5 \times \sqrt{3} \times (L_2 - L_3)]^2}}{L_{\text{К}}}, \quad (20)$$

$$\frac{P_{\text{Э}}}{P_{\text{Ж}}} = \left(\frac{I_{\text{Э}}}{I_{\text{Ж}}}\right)^2 \times \frac{R_{\text{Э}}}{R_{\text{Ж}}} \times K_{\text{T}}^2, \quad (21)$$

$$K_{\text{T}} = \frac{\sqrt{[540 - 0.5 \times (606 + 517)]^2 + [0.5 \times \sqrt{3} \times (606 - 517)]^2}}{1800} = 0,044$$

$$\frac{I_{\text{Э}}}{I_{\text{Ж}}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{0,000066667}{0,00005}\right)^2}} \times 0,044 = 0,026$$

$$\frac{P_{\text{Э}}}{P_{\text{Ж}}} = (0,026)^2 \times \frac{0,000066667}{0,00005} \times 0,044^2 = 0,000002 < 0,2$$

$$K_{\text{И}} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,000002}} = 0,999999 \approx 1$$

Определим наибольшее напряжение на экране кабеля относительно земли по формуле [15]:

$$U_{\text{Э}} = \frac{X \times I_{\text{Ж}} \times l_{\text{К}}}{3 \times N}, \quad (22)$$

где $U_{\text{Э}}$ – напряжение в экране жилы, А;

$I_{\text{Ж}}$ – ток жилы, А;

$l_{\text{К}}$ – длина кабеля, м;

X^* – индуктивное сопротивление петли экран - жила, 0,00005 Ом/м (рассчитано выше);

N - число полных циклов транспозиции.

Проведем расчет по приведенным выше формулам с использованием следующих исходных данных:

При $I_{ж_каб} = 594$ А – ток жилы в ремонтном/послеаварийном режиме

$$U_{э} \leq 25B$$

$$U_{э} = \frac{0,00005 * 657 * 1800}{3 \times 1} = 19,7 \text{ В}$$

$U_{э} = 19,7 \text{ В} < 25 \text{ В}$, условие выполняется.

При $I_{ж_каб} = I_{кз} = 36087$ А – ток жилы в нормальном режиме.

$$U_{э} \leq 5000B$$

$$U_{э} = \frac{0,00005 * 35502 * 1800}{3 \times 1} = 1083 \text{ В}$$

$U_{э} = 1083 \text{ В} < 5000 \text{ В}$, условие выполняется.

Вывод по разделу 2. В разделе 2 выполнены расчёты изоляции для изолирующих подвесок, монтируемых на опору №10 в сторону существующего участка ВЛ 110 кВ.

Согласно расчётам, ниже приведено полученное количество изоляторов.

Одноцепные натяжные гирлянды для провода:

– 12 изоляторов ПВС 120Б;

Двухцепные натяжные гирлянды для провода:

– 10 изоляторов ПСВ 120Б в каждой цепи.

Одноцепные натяжные гирлянды для грозотроса:

1 изолятор ПВС 120Б.

В данном разделе проведён расчёт сечения жил и экрана силового кабеля для выполнения кабельной линии 110 кВ. Выбранный кабель проверен по допустимому току в нормальном и ремонтном/послеаварийном режимах, по потере напряжения, на термическую стойкость и невозгорание при токах КЗ.

Произведена проверка экрана кабеля на термическую устойчивость при 2-х фазном токе короткого замыкания, выбор сечения экрана кабеля, а также выполнен расчет тока и потери мощности в экране кабеля, коэффициента уменьшения допустимого тока, рассмотрены мероприятия по уменьшению токов в экранах КЛ.

По результатам произведённых расчётов, для проектируемого кабельного участка ВЛ 110 кВ на участке от ПС Центральная до опоры №10 принимаем кабель одножильный с медными жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена в усиленной полиэтиленовой оболочке, с водоблокирующими лентами и дополнительной алюмополимерной и водоблокирующей лентой поверх герметизированного экрана, на напряжение ~110 кВ, марки ПвПу2г 1×630(гж)/300-64/110мм² с применением одного полного цикла транспозиции с заземлением экрана с двух сторон.

3 Спецификация узлов и материалов проектируемой КЛ 110 кВ

В рассматриваемом разделе выполнен подсчёт узлов материалов и материалов, которые потребуются для строительства проектируемого перевооружения участка ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение.

Для выполнения перехода из кабельной линии в воздушную потребуются следующие опоры:

- У110-2+14 – 1 шт.,
- У110-1+14 – 1 шт..

Для строительства принят кабель марки ПвПу2г 1х500(гж)/300-64/110, с учётом запаса на прокладку 6% и все необходимые подъёмы на оборудование ПС и переходные пункты у опор, потребуется 11,5 км кабеля.

Для выполнения перехода кабельной линии в воздушную, а также перехода на гибкую ошиновку ОРУ 110 кВ ПС Центральная, проектом приняты концевые муфты марки МКВС-145-CU500/300-4897ВР в количестве 15 шт.

Соединение кабелей по трассе выполняется соединительными муфтами марки МСВ 145 в количестве 12 шт, а также для выполнения транспозиции применены муфты марки МСВ 145Х в количестве 6 шт.

Потребность в материалах сведена в таблицу 4.

Таблица 4 - Спецификация узлов и материалов

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Обозначение	Количество	Масса единицы, кг
ВКЛ 110 кВ Центральная-Завод I, II цепь				
Опоры				
Опора анкерно-угловая двухцепная оцинкованная металлическая	У110-2+14	шт.	1	15212
	т.п. 3078тм - т.10			

Продолжение таблицы 4

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Обозначение	Количество	Масса единицы, кг
Опора анкерно-угловая одноцепная оцинкованная металлическая	У110-1+14	шт.	1	11740
	т.п. 3078тм - т.10			
Провод, кабель, трос				
Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, с водоблокирующими лентами герметизации металлического экрана, с дополнительной алюмо-полимерной лентой поверх герметизированного экрана, бронированный, в усиленной оболочке из полиэтилена	ПвПу2г 1х500(гж)/300-64/110	км	11,5	11213,2 1
	ТУ 16-705-495-2006			
Провод для заземления экранов кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с водоблокирующим слоем медной жилы, в оболочке из полиэтилена	ПТ 1х400	м	120	-
	ТУ 16.К180-066-2018			
Провод сталеалюминевый	АС 185/29	м	680	728
	ГОСТ 839-80			
Провод сталеалюминевый	АС 120/19	м	377	471
	ГОСТ 839-80			
Трос стальной типа МЗ	9.2-МЗ-В-ОЖ-Н-МК-Р	м	225	490
Маркировочная группа 1770 Н/мм2	СТО 71915393-ТУ062-2008			
Материалы				
Концевые муфты наружной установки с композитным изолятором для кабеля из сшитого полиэтилена	МКВС-145- CU500/300-4897BP	шт.	15	-
Зажим аппаратный штыревой на кабельную муфту (диаметр штыря 60 мм)	МКВС-145	шт.	15	
Соединительные кабельные муфты для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в конфигурации с перекрестным соединением экранов различных фаз кабелей (транспозиция экранов)	МСВ 145 X	шт.	6	60
Предварительно изготовленные силиконовые соединительные муфты для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена	МСВ 145	шт.	12	-
Транспозиционный колодец	ПКЭТ-1500	шт.	2	-
	ТУ 2291-001-34311042-2015			

Продолжение таблицы 4

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Обозначение	Количество	Масса единицы, кг
Коробка транспозиции пластиковая однофазная с ОПН рабочим напряжением 8,2 кВ и током пропускной способности 550 А.	ЭНЕРГОТЭК КТП-О/ОПН-8,2-550	шт.	6	-
	ТУ 3599-027-56227313-2017			
Ограничитель перенапряжения	ОПН-110/83-10/900(III) 2 УХЛ1	шт.	15	45
	ТУ 3414-035-06968694-2009			
Датчик тока утечки ОПН	ДТУ-03	шт.	15	1,6
	ТУ 4220-002-70509923-2004			
Устройство контроля тока проводимости ОПН	УКТ-02	шт.	1	2
Зажим аппаратный прессуемый	A4A-185-3Т (Д)	шт.	15	0,42
	ТУ 3449-001-52819896-2010.			
Зажим аппаратный прессуемый	A4A-120-3Т (Д)	шт.	15	0,42
	ТУ 3449-001-52819896-2010.			
Провод одножильный с жилой из алюминиевого сплава, с защитной изоляцией из сшитого полиэтилена, 1х35 мм²	СИП-3 1х50	км.	0,5	160
	ТУ 16-705.500-2006			
Наконечник, изолированный с алюминиевой контактной частью для СИП	СРТА-50	шт.	24	-
Зажим из немагнитного материала	KR 130/160	шт.	24	-
Зажим из немагнитного материала	KR 75/100	шт.	40	-
Труба полиэтиленовая низкого давления	ПНД ПЭ100 SDR 11 D160	м	5600	-
	ГОСТ18595-83			
Знак информационный	-	шт.	5	0,5
Бирка кабельная	У135 d 55 мм	шт.	50	-
	ТУ 36-1440-82			
Вазелин технический	ГОСТ 38.0156-79	кг	500	-
Песок природный строительный	ГОСТ 8736-93	м3	1726	1900
ОГРАКС-ВВ	ГОСТ 12176-89	кг	300	-
Лоток железобетонный	Л5-15	шт.	363	2250
	3.006.1-2.87.1-9			
Железобетонная плита	П10.5	шт.	2172	73
	3.407.1-157.1-15			

Вывод по разделу 3. В разделе 3 представлена спецификация изделий и материалов, требуемых для строительства технического перевооружения участка ВЛ 110 кВ в кабельное исполнение. Все материалы приняты на основании расчётов, при взаимодействии с заводами изготовителями, а также согласованы с заказчиком. Представленное количество материалов необходимо для прокладки двухцепной КЛ 110 кВ протяжённостью 1,8 км с выполнением переходного пункта у опоры №10.

В рассматриваемой спецификации не учтены строительные конструкции для выполнения площадок обслуживания и узлов перехода КЛ в ВЛ 110 кВ. Данные конструкции рассчитываются и конструируются строительным отделом в разрабатываемом данными специалистами разделе проектной документации.

Заключение

В рассмотренной работе выполнено проектирование перевооружения участка воздушной линии 110 кВ в кабельное исполнение.

Проанализированы сложности с выполнением технического перевооружения в городской застройке, рассмотрены объёмы необходимых реконструкций и выносов существующих инженерных коммуникаций. Показано количество инженерных отделов, выполняющих работы по выносу коммуникаций в своей зоне ответственности.

Основная задача проекта - освобождение требуемого городского участка для строительства инфраструктурного объекта, в частности автодороги соединяющей несколько районов города.

Показаны основные ключевые моменты по выбору участка под размещение объекта заказчиком, определение фирмы исполнителя проекта. Ключевые этапы проектирования, от выбора трассы до распределения задач и выполнения проектирования.

В рассмотренной ВКР проведён анализ технического перевооружения участка существующей ВЛ 110 кВ, отражены ключевые моменты по выбору кабельной продукции, трассы прохождения КЛ и узлов перехода из КЛ в ВЛ.

Выполнены инженерные расчёты по выбору изоляторов для изоляционных подвесок провода в сторону воздушного участка реконструируемой ЛЭП 110 кВ. Проведены расчёты по выбору сечения токопроводящей жилы и экрана кабеля 110 кВ. Выполнен расчёт для определения потерь в экране кабеля, выявлена необходимость выполнения одного полного цикла транспозиции для компенсации потерь в экране кабеля и уменьшения напряжения в экране относительно земли. Принятые кабели и их экраны проверены на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Данным проектом выполнен подсчёт изделий и материалов, входящих в конструкцию кабельной линии.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Вахнина В.В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электрон. учеб. метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко; ТГУ; Ин-т энергетики и электротехники; каф. Электроснабжение и электротехника. Тольятти: ТГУ, 2015. 46 с.: ил. Библиогр.: с. 35. Прил.: с. 36-46. ISBN 978-5-8259-0915-8. (дата обращения 21.10.2024).

2. Ваттана А.Б. Электроснабжение металлургических предприятий [Электронный ресурс] : релейная защита силового электрооборудования: учеб. пособие / А.Б. Ваттана, Л.А. Шапошникова. Москва: МИСиС, 2019. 64 с. ISBN 978-5-906953-87-2.(дата обращения 19.10.2024).

3. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания, издание официальное, Федеральное агенство по техническому регулированию и метрологии, Москва 2008. 28 с.

4. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», издание официальное, Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N-55 П от 25 марта 2013 г., Москва 2014. 16 с.

5. ГОСТ 17.2.2.05-97 «Охрана природы. Атмосфера, нормы и методы определения выбросов вредных веществ с отработавшими газами дизелей, тракторов и самоходных сельскохозяйственных машин», издание официальное, Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N 12 от 21 ноября 1997 г.), Москва 1999. 21 с.

6. ГОСТ 721-77 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии», ИЗДАНИЕ (февраль 2002 г.) с Изменениями N 1, 2, 3, утвержденными в апреле 1979 г., декабре 1982 г., марте 1989 г. (ИУС 5-79, 3-83, 6-89). 13 с.

7. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. Н. Ополева. - Москва : Форум : ИНФРА-М, 2018. 416 с. ISBN 978-5-8199-0769-6. (дата обращения 21.10.2024).

8. Письмо филиала ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Башкортостан» №376-61-II-3-192-1861 от 21.07.2011г., стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». 2 с.

9. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. К. Полуянович. Изд. 5-е, стер. Санкт-Петербург : Лань, 2019. 396 с. : ил. (Учебники для вузов. Специальная литература). ISBN 978-5-8114-1201-3. (дата обращения 19.10.2024)

10. Правила устройства электроустановок ПУЭ 7-е и 6-е П68 издания. СПб.: Издательство ДЕАН, 2016. 798 с.

11. РД 34.20.185-94 (с изм. 1999) «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РАО «ЕЭС России». 3 с.

12. Рекомендации по выбору, хранению, прокладке, монтажу и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, ООО «Камский кабель».

13. СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий», издание официальное, Госстрой России, Москва 2004. 30 с.

14. СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии», издание официальное, Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт), Москва 2017. 27 с.

15. СТО 56947007-29.060.20.103-2011 «Силовые кабели. Методика расчета устройств заземления экранов, защиты от перенапряжений изоляции силовых кабелей на напряжение 110 – 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена», стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», утверждён Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.10.2011 N 618. 14 с.

16. СТО 56947007-29.060.20.071-2011 «Силовые кабельные линии напряжение 100-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования», стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.04.2011 N 239. 55 с.

17. Типовая серия 3078_{тм} том 1 «Унифицированные стальные нормальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ». Пояснительная записка.

18. Типовая серия 3078_{тм} том 10 «Унифицированные стальные нормальные опоры ВЛ 35, 110 и 150 кВ». Рабочие чертежи анкерно-угловых опор 110 – 150 кВ.

19. Типовая серия 3.407-115 вып.2 «Унифицированные фундаментные конструкции ВЛ 35-500 кВ. Фундаменты под унифицированные металлические опоры ВЛ 35-330 кВ».

20. Циркуляр № Ц-02-98 (Э) от 16.03.98. ОАО «ЕЭС России», департамент стратегии развития и научно-технической политики, дирекция по научно-технической политике, стандарт организации.