

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 Проектирование системы электроснабжения загородного жилищного массива

Обучающийся

Н.Н. Буюшин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Консультант

к.п.н., доцент Т.С. Якушева

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

Тольятти 2023

Аннотация

Объектом проектирования выпускной квалификационной работы является система электроснабжения загородного жилищного массива, расположенного в селе Старый Буян Красноярского района Самарской области.

Цель работы заключается в проектировании системы электроснабжения, способной качественно и надёжно обеспечивать всех потребителей электроэнергии, расположенных на территории жилищного массива.

К задачам работы относятся:

- составление характеристики проектируемого объекта;
- вычисление показателей электрических нагрузок жилищного массива;
- производство светотехнического расчёта уличного освещения;
- определение местоположения КТП;
- расчёт и выбор кабелей;
- расчёт токов короткого замыкания;
- определение параметров автоматических выключателей и их последующий выбор.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 72 с., включает 21 рисунок, 9 таблиц и 6 чертежей формата А1.

Abstract

The object of designing the graduation work is the power supply system of a suburban housing estate located in the village of Stary Buyan, Krasnoyarsk district Samara region.

The purpose of the work is to design a power supply system that can provide high-quality and reliable power to all consumers of electricity located on the territory of a residential area.

The work tasks include:

- drawing up the characteristics of the designed object;
- calculation of indicators of electrical loads of a housing estate;
- product of lighting calculation of street lighting;
- determination of the location of the PTS;
- calculation and selection of cables;
- calculation of short circuit currents;
- determination of the parameters of circuit breakers and their subsequent selection.

The graduation work is done on 72 pages, includes 21 drawings, 9 tables and 6 A1 sheets.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика проектируемого объекта электроснабжения	7
1.1 Определение загородного коттеджного посёлка	7
1.2 Требования, предъявляемые при проектировании систем электроснабжения	8
1.3 Разработка системы электроснабжения.....	9
1.4 Описание проектируемого объекта.....	10
1.5 Схемы электроснабжения и особенности их выбора	13
1.6 Проектирование линии электропередач 10 кВ	16
2. Проектирование системы электроснабжения загородного жилищного массива села Старый Буян.....	22
2.1 Расчёт электрических нагрузок	22
2.2 Расчёт параметров уличного освещения и выбор осветительных приборов.....	25
2.3 Выбор трансформаторов КТП с учётом компенсации реактивной мощности	29
2.4 Определение места расположения КТП 10/0,4 кВ	37
2.5 Расчет значения токов короткого замыкания.....	39
2.6 Выполнение заземления КТП.....	50
2.7 Выбор и проверка выключателей нагрузки КТП на стороне 10 кВ	52
2.8 Выбор и проверка предохранителей на стороне 10 кВ.....	57
2.9 Выбор и проверка гибких шин и токопроводов ВЛ-0,4 кВ и ВЛ-10 кВ.....	58
2.10 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 0,4 кВ.....	61
2.11 Выбор автоматического выключателя на стороне 0,4 кВ.....	63
2.12 Выбор аппаратов защиты в РУ – 0,4 кВ КТП	64
Заключение	68
Список используемой литературы	70

Введение

В нынешнее время у рядовых граждан серьёзно повысился интерес к приобретению загородного жилья. Это вызвано тем, что при проживании в городской застройке имеется большое количество недостатков и неудобств, которые сильно отражаются на психическом, физиологическом и эмоциональном состоянии человека.

К числу таких проблем можно отнести: затруднённую экологическую обстановку, которая вызвана работой заводов, фабрик и других промышленных предприятий, а также работы транспорта, выбрасывающих в атмосферу большое количество вредных веществ, которые разрушительно влияют на здоровье человека; уровень шума, который объясняется работой крупных промышленных объектов и предприятий, а также большого количества транспорта, проезжающего в течение дня в интенсивном городском трафике; более высоким уровнем цен на продукты и товары по сравнению с сельской местностью, а также высоким уровнем плотности заселения городов.

Жизнь за пределами города, несмотря на свои недостатки, позволяет решить большую часть проблем, которые сопровождают рядового гражданина в ходе проживания в городе. Экологическое состояние окружающей среды зачастую более благоприятно для человека ввиду отсутствия крупных производств или их незначительного числа, а также менее серьёзного числа транспорта, передвигающегося по сельской или загородной местности, вызванного малым числом людей, проживающих в загородных жилищных массивах и нерегулярностью его перемещения, связанного с тем, что большая часть населения не проживает на постоянной основе в загородных домах, а приезжает на выходные или в праздничные дни.

Для комфортного проживания людей в загородной застройке необходимо обеспечить бесперебойную подачу электроэнергии до потребителей. В загородной застройке электроэнергией обеспечиваются как

системы водоснабжения и отопления, бытовая техника и внутреннее освещение, присущее квартирам и домам в городах, так и некоторый специфический выбор электрооборудования, характерный для индивидуальной жилищной постройки. К ним можно отнести системы тёплых полов, подогреватели бассейнов, электрические печи для сауны, наружное освещение.

В данной работе будут рассмотрены особенности проектирования системы электроснабжения для загородного жилищного массива, требования, предъявляемые к этим системам электроснабжения, а также спроектирована система электроснабжения на примере одного из загородных коттеджных посёлков.

Цель работы заключается в проектировании системы электроснабжения, способной качественно и надёжно обеспечивать всех потребителей электроэнергии, расположенных на территории жилищного массива.

К задачам работы относятся:

- составление характеристики проектируемого объекта;
- вычисление показателей электрических нагрузок жилищного массива;
- производство светотехнического расчёта уличного освещения;
- определение местоположения КТП;
- расчёт и выбор кабелей;
- расчёт токов короткого замыкания;
- определение параметров автоматических выключателей и их последующий выбор.

1 Характеристика проектируемого объекта электроснабжения

1.1 Определение загородного коттеджного посёлка

«Коттеджный посёлок — пригородный или загородный сельский жилой комплекс, созданный в соответствии с Генеральным планом застройки и состоящий из домовладений, т.е. земельный участок и расположенный на нём дом (дома), пригодный для проживания. На территории коттеджного посёлка могут быть расположены объекты инфраструктуры: магазины, детские центры, медицинские учреждения, спортивные клубы, салоны красоты, развлекательные заведения, рестораны. Коттеджные посёлки располагаются в экологически чистых районах недалеко от крупных городов и дорожных магистралей.

Характерными особенностями домов в коттеджном посёлке являются: индивидуальная планировка, наличие придомового участка, гаража, современная архитектура, наличие современных коммуникаций.

Коттеджный посёлок может примыкать к близ находящему поселению и принять его название. Типы домов в коттеджных посёлках: одно- , двух- и трехэтажные кирпичные дома, таунхаусы, лэйнхаусы, виллы.

Коттеджный посёлок может развиваться стихийно из дачного посёлка, садоводческого товарищества, может строиться по генплану, быть с единой архитектурной концепцией застройки.

Инфраструктура коттеджных посёлков включает: пункт КПП, службу круглосуточной охраны, эксплуатационную службу, контролирующую исправность инженерных сооружений и коммуникаций. Территория посёлка обычно огорожена» [1].

1.2 Требования, предъявляемые при проектировании систем электроснабжения

При проектировании систем электроснабжения необходимо достичь высокой степени надёжности подачи электроэнергии и её бесперебойной подачи до потребителя, поскольку это напрямую влияет на комфорт проживания и обеспечивает условия, сопоставимые с проживанием в городской застройке, поскольку от электроэнергии зависит снабжение бытовой техники, гаджетов, освещения, а также систем водоснабжения и отопления.

«Поселки городского типа согласно своду правил СП-42.13330.2016 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» относятся к категории малых городов и в дальнейшем «электрические сети городов и поселков городского типа» именуется «электрические сети городов»» [8].

В случае перебоев в поставке электроэнергии необходимо наличие резервного источника питания. В качестве резерва чаще всего используются бензиновые и дизельные электрогенераторы, иногда можно встретить солнечные батареи и ветряные генераторы.

«Городские электрические сети должны выполняться комплексно, с увязкой между собой электроснабжающих сетей 35 кВ и выше и распределительных сетей 6-20 кВ, с учетом всех потребителей города и прилегающих к нему районов. Электрические сети должны выполняться с учетом обеспечения наибольшей экономичности, требуемой надежности электроснабжения, соблюдения установленных норм качества электроэнергии. При этом рекомендуется предусматривать совместное использование отдельных элементов системы электроснабжения для питания различных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности.

Проектом должна предусматриваться возможность поэтапного развития системы электроснабжения по мере роста нагрузок в перспективе без коренного переустройства электросетевых сооружений на каждом этапе.

Система электроснабжения должна выполняться так, чтобы в нормальном режиме все элементы системы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием их нагрузочной способности.

Применение резервных элементов, не несущих нагрузки в нормальном режиме, может быть допущено как исключение при наличии технико-экономических обоснований.

При реконструкции действующих сетей необходимо максимально использовать существующие электросетевые сооружения. Решение об их ликвидации может быть принято только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Электроустановки должны выполняться, как правило, с применением типовых проектов или решений с учетом максимального применения комплектного электротехнического оборудования заводского изготовления» [9].

1.3 Разработка системы электроснабжения

Проект системы электроснабжения включает в себя текстовую и графическую часть.

«Графическая часть включает в себя:

- принципиальные схемы сетей электроснабжения и освещения;
- схемы заземлений (занулений) и молниезащиты;
- планы сетей электроснабжения, в том числе планы установки светильников и планы установки розеток;
- однолинейную схему;
- спецификации материалов и оборудования» [19].

В текстовой части необходимо дать характеристику источников энергоснабжения загородного жилищного массива, обосновать выбор схемы электроснабжения, перечислить информации о числе приёмников электрической энергии и их мощности, перечислить список мероприятий по заземлению и экономии электроэнергии, а также дать сведения о выбранном освещении и проводке.

Графическая часть будет представлять собой графическо-иллюстративный материал, содержащий в себе:

- план расположения жилищного массива;
- электрическую схему трансформаторной подстанции;
- схему электроснабжения посёлка;
- схему наружного освещения;
- схему системы коммерческого учёта электроэнергии;
- схему электроснабжения частного домовладения.

1.4 Описание проектируемого объекта

Проектируемый объект представляет собой систему электроснабжения загородного жилищного массива, расположенного в селе Старый Буян Красноярского района Самарской области. В состав массива входит около 580 частных домов, расположенных на нескольких улицах. К этим улицам относятся:

- улица Маршала Жуков;
- Грибная улица;
- Юбилейная улица;
- улица Маяковского;
- Крымская улица;
- улица Маршала Будённого;
- Солнечная улица;
- улица Достоевского;

- Школьная улица;
- Красноярская улица;
- Новая улица;
- Кондурчинская улица;
- Дружная улица;
- Звёздная улица;
- улица Победы;
- Весенняя улица;
- Яблонева улица;
- Луговой переулок;
- Дальневосточная улица.

Графическое изображение загородного жилищного массива взято из публичной кадастровой карты РФ. Дома, входящие в его состав, взяты на плане в жёлтый квадрат и представлены на рисунке 1.

Публичная кадастровая карта: г. Тольятти (Самарская область)



Рисунок 1 – Генеральный план жилищного массива

Система электроснабжения жилищного массива предназначена для надёжного и качественного обеспечения электрической энергией потребителей, входящих в состав посёлка. К подобного рода потребителям относятся электроприёмники, используемые непосредственно в самих частных домах жилищного массива (чаще всего бытовые приборы), а также уличное освещение [21].

На территории массива присутствует только жилищная инфраструктура, представленная частными домами, поэтому он обладает третьей категорией надёжности электроснабжения.

Питание загородного жилищного массива будет осуществляться со стороны ПС «Старый Буян» 35/10 кВ. Расположение подстанции относительного посёлка представлено на рисунке 2. Сама подстанция обозначена жёлтым значком.

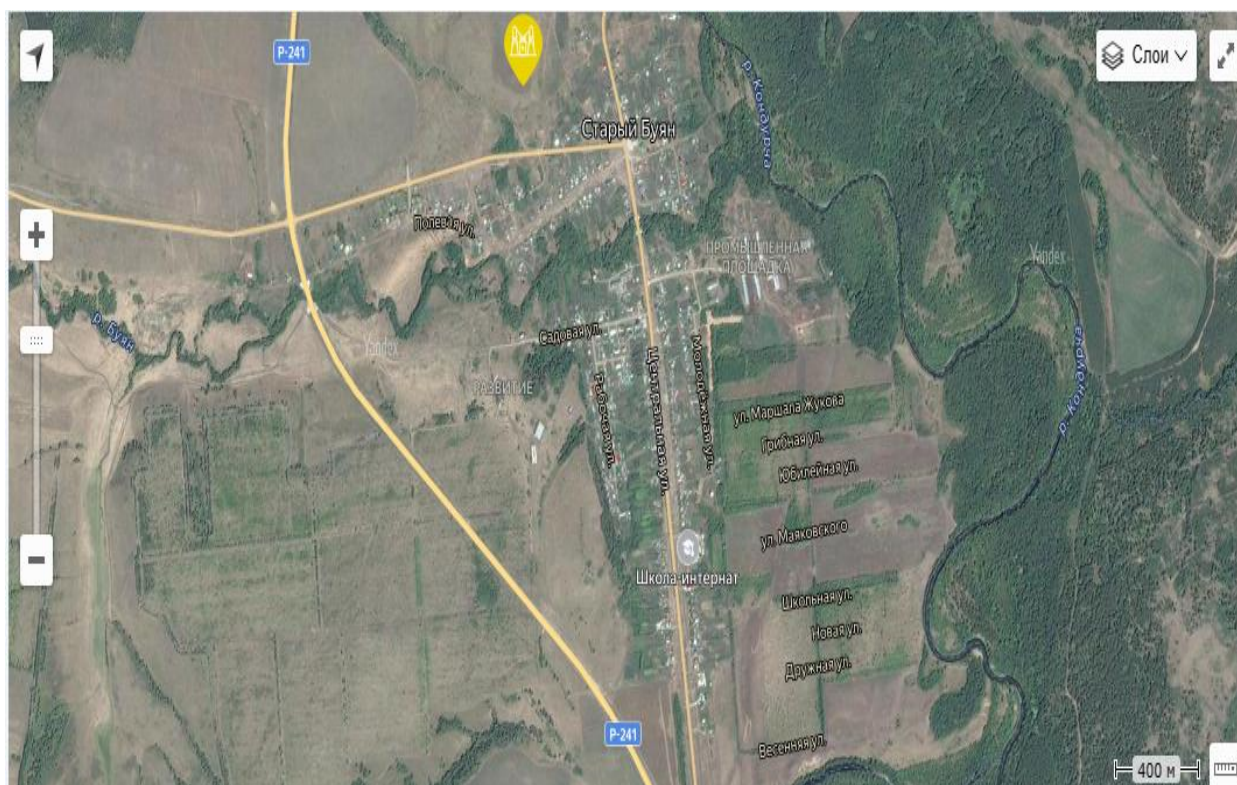


Рисунок 2 – Расположение ПС «Старый Буян» 35/10 кВ

1.5 Схемы электроснабжения и особенности их выбора

Выбор схемы электроснабжения жилищного массива является одним из важнейших пунктов в процессе проектирования всей системы электроснабжения. Это обусловлено тем, что рациональный подход при выборе схемы электроснабжения позволяет достичь наиболее эффективных показателей как с экономической точки зрения, так и с технической [4].

К таким эффективным показателям можно отнести:

- простота схемы и обусловленные ею комфортные условия эксплуатации;
- достижение наименьшего значения потерь электрической энергии в схеме электроснабжения;
- экономия ресурсов в ходе проектирования системы электроснабжения, сопровождаемая общей минимизацией показателей капиталовложений в проект.

При выборе схемы электроснабжения следует исходить из следующих её разновидностей:

- радиальной схемы;
- магистральной схемы;
- смешанной схемы (радиально-магистральной).

Структура радиальной схемы электроснабжения состоит из «лучей», являющихся отдельными линиями, снабжающих потребителя электрической энергией напрямую от центра питания (рисунок 3).

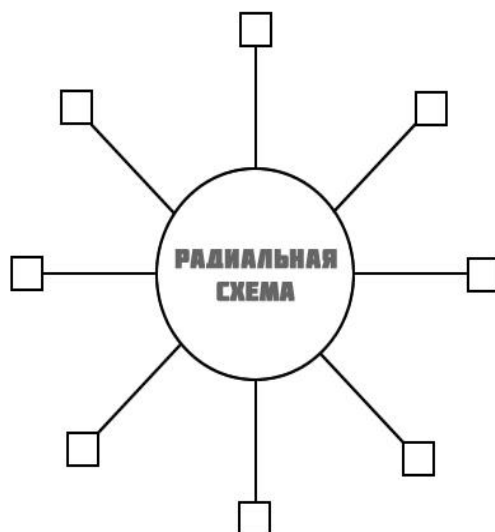


Рисунок 3 – Структура радиальной схемы электроснабжения

Данная разновидность схемы электроснабжения позволяет существенно упростить эксплуатацию, обусловленную её простотой. Также она обеспечивает потребителя надёжной и бесперебойной подачей электроэнергии, поскольку при нарушении нормального режима работы отключаются только те потребители, которые относятся к повреждённой линии, а другие потребители продолжают получать электроэнергию и исправно функционировать. Однако радиальная схема электроснабжения требует серьёзных капитальных вложений, поскольку для каждого отдельного потребителя нужна своя независимая питающая линия. Поэтому подобная конфигурация схемы электроснабжения используется для обеспечения электроэнергией потребителей, обладающих большой мощностью [15].

В случае с магистральной схемой электроснабжения все конечные потребители электроэнергии подключаются к единой питающей линии, именуемой магистралью (рисунок 4).

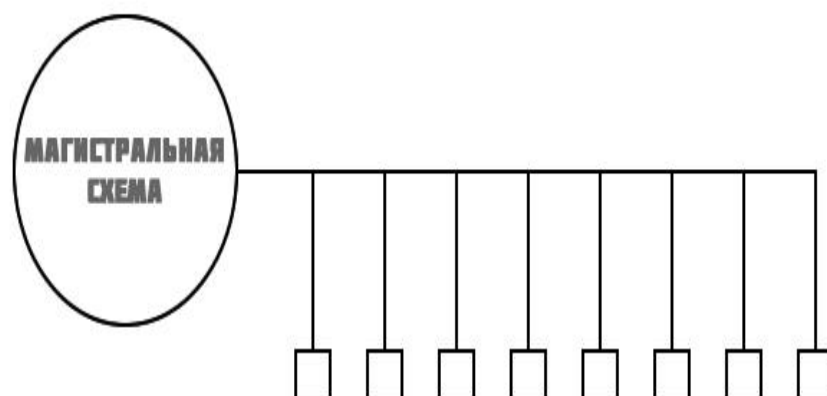


Рисунок 4 - Структура магистральной схемы электроснабжения

Данная схема электроснабжения имеет серьёзное преимущество над радиальной, поскольку магистральная схема гораздо экономичнее, ведь питание потребителей идёт по одной питающей линии (магистрале), что существенно сокращает общую протяжённость сети. Но подобная схема менее надёжная, чем радиальная, поскольку повреждение магистрали повлечёт за собой отключение всех потребителей электроэнергии от питания. Также эта схема становится менее удобной в эксплуатации из-за её усложнения. Магистральная схема электроснабжения пользуется спросом при равномерном распределении нагрузки [10].

Смешанная схема (радиально-магистральная схема) является симбиозом двух вышеописанных схем электроснабжения. Она является самой распространённой схемой электроснабжения, потому что при проектировании системы электроснабжения чаще всего необходимо обеспечить бесперебойную передачу электроэнергии как к мощным потребителям

электроэнергии, так и к более слабым по мощности. При этом стоит также озаботиться вопросом упрощения схемы для её более комфортной и безопасной эксплуатации, ремонта и возможной модернизации. Не стоит обходить стороной и экономическую сторону вопроса [25].

При проектировании системы электроснабжения загородного жилищного массива стоит использовать смешанную схему электроснабжения, поскольку она вбирает в себя лучшие черты двух других схем, что позволяет достичь оптимальных показателей в экономической и технической стороне проектирования [24].

1.6 Проектирование линии электропередач 10 кВ

Следующим важным пунктом при проектировании системы электроснабжения коттеджного посёлка является проектирование линии электропередач (ЛЭП), необходимой для передачи электроэнергии потребителю со стороны производителя, которым чаще всего выступает электрическая подстанция. Сначала необходимо определиться с вариантом выполнения ЛЭП 10 кВ [13].

Выбор исходит из двух основных вариантов выполнения ЛЭП 10 кВ. К ним относятся воздушная линия 10 кВ и кабельная линия 10 кВ.

«Кабельная линия – это линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких кабелей проложенных вместе в земляной траншее, блоках или эстакадах с соединительными, стопорными и концевыми муфтами» [2].

Вариант исполнения кабельной линии 10 кВ представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прокладка кабельной линии 10 кВ

Данный вариант исполнения ЛЭП 10 кВ отличается следующим набором преимуществ, которые выгодно отличают их от воздушных линий. Этими плюсами прокладки кабельных линий электропередачи являются:

- более серьёзный уровень обеспечения надёжности передачи электроэнергии, основанный на том, что данный тип ЛЭП слабо зависит от воздействий атмосферных явлений;
- отсутствие значимого влияния на окружающую среду, вызванный меньшими показателями электромагнитного излучения кабельных линий по сравнению с воздушными;

- компактный способ прокладки линии, обеспечивающий эстетику внешнего вида местности;
- защищённость от актов вандализма за счёт высокой прочности кабелей и способа прокладки кабелей в земле [26].

Однако следует отметить ряд недостатков кабельных ЛЭП, которые могут повлиять на выбор данного исполнения ЛЭП при проектировании системы электроснабжения.

К их числу относятся:

- дороговизна прокладки кабельной линии и серьёзное подорожание её сооружения с повышением напряжения линии;
- сложности при нахождении и устранении нарушения структурной целостности кабеля, а также увеличение общего времени проведения ремонтных работ;
- низкая пропускная способность по сравнению с воздушными линиями.

«Воздушная линия электропередачи (ВЛ) — устройство, предназначенное для передачи или распределения электрической энергии по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к опорам или другим сооружениям (мостам, путепроводам)» [3].

Данный вид исполнения воздушных линий наглядно продемонстрирован на рисунке 6 ниже.



Рисунок 6 – Воздушные линии 10 кВ

Этот вариант характеризуется следующим набором положительных качеств по отношению к кабельным линиям:

- меньший объём капиталовложений в процессе сооружения линии электропередач;
- простота при поиске и ликвидации последствий повреждения ЛЭП за счёт возможности визуального осмотра без проведения земляных работ;
- высокая пропускная способность.

К ряду существенных недостатков воздушных линий относят:

- отсутствие эстетичного внешнего вида, которые вызвано открытым способом прокладки линии;
- слабая защищённость от воздействий как окружающей среды, так и человека;
- высокий уровень параметров электромагнитного излучения, которое плохо влияет на жизнедеятельность всех живых организмов.

Для минимизации влияния негативных сторон воздушных линий необходимо применять при их проектировании самонесущий изолированный провод (СИП). Применение данного типа проводов позволяет:

- внушительно понизить показатели затрат в процессе эксплуатации;
- успешно противодействовать хищениям электроэнергии за счёт затруднения несанкционированных подключений;
- повысить уровень надёжности в плане обеспечения электрической энергии конечного потребителя;
- серьёзно повысить защищённость воздушной линии от воздействия со стороны окружающей среды, например, от гололёда или мокрого снега;
- существенно упростить проведение монтажных работ;
- ускорить процесс ремонтных работ и минимизировать их общий объём;
- производить монтажные работы с проводами внутри фасадов зданий;
- понизить стоимость монтажа линии 0,4 кВ, поскольку для прокладки провода вырубается узкая просека леса.

Таким образом, приоритетным выбором при проектировании системы электроснабжения жилищного массива будет использование при выполнении воздушных линий проводов СИП.

Из разновидностей СИП при монтаже воздушных линий применяются:

- СИП-2 (на напряжение 0,4 кВ) - самонесущий изолированный проводник с изолированной нулевой жилой для магистралей воздушных линий электропередачи (ВЛ) и линейных ответвлений от ВЛ;

- СИП-3 (на напряжение 6-10 кВ) - данный самонесущий провод выполнен на основе жилы из алюминиевого сплава, вокруг которой наложена оболочка из сшитого светостабилизированного полиэтилена. Ниже на рисунке 7 представлен внешний вид проводов СИП, присоединённых к опоре.



Рисунок 7 - Самонесущий изолированный провод на железобетонной анкерной опоре, ЛЭП 0,4 кВ

Вывод: в данном разделе дана характеристика проектируемого объекта и его местоположение на карте; расписаны требования, предъявляемые при проектировании систем электроснабжения в целом и коттеджного посёлка в частности; дана теоретическая база о схемах электроснабжения и особенностях их выбора вместе с информацией о проектировании линии электропередач 10 кВ.

2. Проектирование системы электроснабжения загородного жилищного массива села Старый Буян

2.1 Расчёт электрических нагрузок

На данном этапе проектирования нужно определить электрические нагрузки жилищного массива. Для расчёта этого параметра воспользуемся данными из РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» и СП31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий».

«Расчетная электрическая нагрузка жилых домов микрорайона (квартала), $P_{р.мп.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4кВ ТП, определяется по формуле:

$$P_{р.мп.} = P_{р.ж.д.уд} \cdot S \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где $P_{р.ж.д.уд}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов, Вт/м², приведена в таблице 1;

S – общая площадь жилых домов микрорайона, м²» [16].

Таблица 1 – Удельные расчётные нагрузки жилых домов, Вт/м²

Этажность застройки	Жилой дом с плитами		
	На природном газе	На сжиженном газе или твердом топливе	Электрическими
1-2 этажа	15,0/0,96	18,4/0,96	20,7/0,98
3-5 этажей	15,8/0,96	19,3/0,96	20,8/0,98
Более 5 этажей с долей квартир выше 6 этажа:	-	-	-
20%	15,6/0,94	17,2/0,94	20,2/0,97
50%	16,3/0,93	17,9/0,93	20,9/0,97
100%	17,4/0,92	19,0/0,92	21,8/0,96

«В таблице учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего снабжения и подкачки воды, установленных в ЦТП, или индивидуальных в

каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайонов и не учтены нагрузки электроотопления, электроводонагрева и бытовых кондиционеров воздуха.

Удельные нагрузки определены исходя из средней общей площади квартир 70 м² в зданиях по типовым проектам и 150 м² - для квартир повышенной комфортности (элитных) в зданиях по индивидуальным проектам и относятся к расчетному сроку концепции (схемы) развития.

В знаменателе приведены значения коэффициента мощности.

При определении электрических нагрузок в существующих или проектируемых районах со средней площадью квартир 55 м² величины удельных нагрузок, приведенных в таблице 1, умножаются на коэффициент 1,3» [16].

В расчёт электрических нагрузок необходимо внести показатель летнего максимума электрических нагрузок, поскольку в жилых домах практически повсеместно используются кондиционеры воздуха (рисунок 8).

При застройке 1-2 этажа, с расчётной температурой от 33 до 37 °С показатель летнего максимума электрических нагрузок равняется 1,3.

Возьмём в качестве средней расчётной площади жилого здания значение в 70 м². Значит, что при последующем расчёте нагрузки надо применить умножение на коэффициент 1,3. Это вызвано тем, что площадь дома превышает значение в 55 м².

Таким образом, значение расчётной удельной электрической нагрузки одного из домов загородного жилищного массива с учётом вышеописанных коэффициентов $P_{р.ж.д.уд.уч}$, рассчитываемое по формуле 2, равняется:

$$P_{р.ж.д.уд.уч} = P_{р.ж.д.уд.} \cdot 1,3 \cdot 1,3, \quad (2)$$
$$P_{р.ж.д.уд.уч} = 15 \cdot 1,3 \cdot 1,3 = 25,35 \text{ кВт}.$$



Рисунок 8 – Система кондиционирования в частном доме

Далее идет расчёт площади всех жилых домов. Учитывая, что в жилищном массиве расположено 580 домов (обозначается N), а средняя расчётная площадь одного дома $S_{\text{дома}}$ равна 70 м^2 , то площадь всех жилых домов по формуле 3 равна:

$$S = N \cdot S_{\text{дома}}, \quad (3)$$

$$S = 580 \cdot 70 = 40600 \text{ м}^2.$$

Значение удельной расчётной нагрузки всего загородного жилищного массива равна:

$$P_{p.мр.} = 25,35 \cdot 40600 \cdot 10^{-3} = 1029,21 \text{ кВт} = 1,029 \text{ МВт}.$$

Таким образом, итоговая расчётная нагрузка массива приблизительно равна 1,029 МВт.

2.2 Расчёт параметров уличного освещения и выбор осветительных приборов

При выборе осветительных приборов необходимо учитывать достаточно большое количество параметров. Самыми главными из них являются показатели светоотдачи, срока службы, освещённости и светового потока. Не менее важны при выборе светильников особенности условий среды и размер освещаемой поверхности [5].

Исходя из данных СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*», улицы, находящиеся на территории жилой застройки за пределами города, преимущественно выполняют функцию обеспечения транспортных и пешеходных связей в пределах жилой застройки. Легковой транспорт по данному типу улиц перемещается со скоростью до 60 км/ч.

Уличное освещение жилищного массива необходимо для обеспечения пешеходов и водителей транспорта возможностью наблюдения за состоянием дорожного полотна и наличии препятствий на пути в тёмное время суток или при пасмурной погоде, когда показатели естественного освещения значительно ухудшаются и необходимо включение уличного освещения [23].

В качестве светильников выбираем Lumier Spark Optic 90 (консольный светодиодный светильник).

Параметры выбранного консольного светодиодного светильника Lumier Spark Optic 90 представлены ниже в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики светильника Lumier Spark Optic 90

Характеристики Lumier Spark Optic 90	
Ресурс работы	100000 часов
Потребляемая мощность	88 Вт
Напряжение	176-264 В
Световой поток	9800 лм
Светоотдача	108,89 лм/Вт

Его изображение представлено на рисунке 9.



Рисунок 9 – Светильник Lumier Spark Optic 90

Выбор светодиодных светильников обоснован большим количеством положительных качеств по сравнению с другими видами осветительных приборов.

К таким качествам относятся:

- значительно более продолжительный срок службы (от 50000 часов), который в несколько раз превышает показатели, например, газоразрядных ламп и ламп накаливания (1000 часов и 12000 часов соответственно);
- высокие показатели светоотдачи;
- незначительный нагрев, вызванный тем, что существенное количество энергии, которое подводится к осветительному элементу, уходит на образование светового потока, а не рассеивается в виде тепла;

- низкие показатели энергопотребления, обеспечивающие значительную экономию денег на оплату электроэнергии;
- высокая механическая прочность за счёт отсутствия хрупких элементов;
- отсутствие мерцания;
- минимальное воздействие на экологию, поскольку светодиодные лампы не содержат вредных веществ, например, ртути, что упрощает их утилизацию в качестве бытовых отходов;
- возможность плавного регулирования уровня освещения;
- возможность применения в местах с ограничением по температуре.

В таблице 3 представлено распределение осветительных приборов по улицам и их количество на одну улицу.

Таблица 3 – Распределение осветительных приборов уличного освещения

Название улицы	Длина улицы, м	Число осветительных приборов, шт.	Мощность одного светильника, кВт
Маршала Жукова	1750	44	0,088
Грибная	790	20	0,088
Юбилейная	740	19	0,088
Крымская	290	8	0,088
Маяковского	1480	37	0,088
Маршала Будённого	610	16	0,088
Солнечная	740	19	0,088
Достоевского	220	6	0,088
Школьная	620	16	0,088
Красноярская	210	6	0,088
Новая	650	17	0,088
Кондурчинская	170	5	0,088
Дружная	950	24	0,088
Победы	330	9	0,088
Весенняя	340	9	0,088
Яблоневая	310	8	0,088
Звёздная	160	4	0,088
Итого:	10360	267	23,5

«Светодиодные светильники монтируются совместно с подвеской провода СИП на железобетонных стойках высотой 9,5м (СВ-95) воздушной

линии 0,4кВ. Монтаж СИП и светильников происходит на высоте 8 метров от земли, с таким расчетом, что при пересечении линией проселочной дороги в наибольшем месте провеса расстояние от СИП до полотна дороги была в соответствии с ПУЭ не менее 7м. Стойки устанавливаются на расстоянии 40 метров» [11].

Пример установки светодиодного светильника на железобетонной стойке представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Светодиодный светильник на железобетонной опоре

2.3 Выбор трансформаторов КТП с учётом компенсации реактивной мощности

Конструктивно силовые трансформаторы классифицируются на два основных вида:

- сухие;
- масляные.

Масляные трансформаторы типа ТМГ более предпочтительны при выборе, поскольку данный тип трансформаторов имеет герметичное исполнение, за счёт чего масло не контактирует с внешней средой. Герметичная среда предохраняет трансформаторное масло от потери его диэлектрических свойств [22]. Трансформатор ТМГ проиллюстрирован на рисунке 11.



Рисунок 11 – Трансформатор ТМГ

«В то время как в сухих трансформаторах блоки обмоток сухих трансформаторов в процессе эксплуатации подвержены микроразрушениям. При этом образуются микротрещины и, как следствие, происходит процесс образования непрерывного, тлеющего пробоя внутри микротрещины. Изоляция постепенно обугливается и затем перерастает в межвитковое или межслоевое короткое замыкание, что приводит к выгоранию обмотки. Это очень длительный процесс, который развивается неделями, месяцами, до момента аварии практически оставаясь незаметным.

Благодаря тому, что существует технология вакуумирования при подготовке и заливке масла, повреждениям не подвергаются масляные трансформаторы. Сухие трансформаторы применяются при температуре до – 25°С. И только при нарушении допустимых климатических условий в сухих трансформаторах возникают дефекты изоляции» [18].

Внешний вид сухого трансформатора изображён на рисунке 12.



Рисунок 12 – Сухие трансформаторы ТСЛ

В предыдущем пункте рассчитано значение активной мощности жилищного массива $P_{p.\Sigma}$, равное 1029,21 кВт. Обозначим его для удобства $P_{p.\Sigma}$. Далее следует определить значение реактивной и полной мощности загородного жилищного массива.

Реактивная мощности жилищного массива $Q_{p.\Sigma}$ рассчитывается по формуле 4:

$$Q_{p.\Sigma} = P_{p.\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где $P_{p.\Sigma}$ - значение активной мощности жилищного массива, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Таким образом, реактивная нагрузка жилищного массива $Q_{p.\Sigma}$ равна:

$$Q_{p.\Sigma} = 1029,21 \cdot 0,35 = 360,22 \text{ квар}.$$

Полная мощность жилищного массива $S_{p.\Sigma}$ считается по формуле 5:

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2}, \quad (5)$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{1029,21^2 + 360,22^2} = 1090,43 \text{ кВА}.$$

Выбор числа трансформаторов производится посредством вычисления расчётной номинальной мощности трансформаторов, приоритетных для выбора. Для обеспечения бесперебойного и надёжного электроснабжения загородного жилищного массива также следует учитывать категорию потребителей [7].

На проектируемом объекте расположены потребители 3 категории. К ним относятся жилые дома на территории загородного массива. Для данной категории потребителей приоритетен выбор однитрансформаторной подстанции.

Для данного жилищного массива приоритетным является выбор четырёх однострановых подстанций. Это связано с большими размерами территории питаемой электроэнергией жилищного массива.

Две из четырёх комплектов трансформаторных подстанций (КТП) будут оснащены трансформаторами ТМГ 12 250/10/0,4. Внешний вид трансформатора представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Трансформатор ТМГ 12-250/10/0,4

Остальные две КТП будут оснащены трансформаторами ТМГ 12-400/10/0,4. Изображение выбранного трансформатора дано на рисунке 14.



Рисунок 14 - Трансформатор ТМГ 12 400/10/0,4

Установка такого количества трансформаторов обоснована тем, что загородный жилищный массив занимает достаточно большую территорию. Выбор одного-двух трансформаторов в данном случае сопровождается большим риском при нарушении электроснабжения по стороне напряжения

0,4 кВ. При установке четырёх трансформаторов обеспечивается высокий уровень надёжности электроснабжения и возможность резервирования.

В таблице 4 расписаны технические характеристики выбранных трансформаторов.

Таблица 4 – Технические характеристики трансформаторов КТП.

Тип трансформатора	S _{ном.Т} , кВА	Данные из каталога					
		U _{ном} обмоток, кВ		u _{к.з.} , %	ΔP _{к.з.} , кВт	ΔP _{х.х.} , кВт	i _{х.х.} , %
		ВН	НН				
ТМГ 12 250/10/0,4	250	10	0,4	4,5	3,25	0,42	0,9
ТМГ 12 400/10/0,4	400	10	0,4	4,5	4,6	0,61	1,2

Далее рассчитаем число трансформаторов N_Т по формуле 6:

$$N_T = \frac{P_{p,\Sigma}}{K_3 \cdot \frac{S_{n1} \cdot n_1 + S_{n2} \cdot n_2}{n_1 + n_2}}, \quad (6)$$

где P_{р,Σ} - значение активной мощности жилищного массива, кВт;

K_з – коэффициент загрузки трансформатора;

S_{н1}, S_{н2} – номинальная мощность трансформаторов, кВА;

n₁, n₂ – число трансформаторов.

Таким образом, расчётное число трансформаторов равно:

$$N_T = \frac{1029,21}{0,85 \cdot \frac{250 \cdot 2 + 400 \cdot 2}{2 + 2}} = 3,73.$$

Округлим полученное значение числа трансформаторов. В итоге для установки берём 4 трансформатора.

Далее рассчитываются активные и реактивные потери в трансформаторах.

Активные потери в трансформаторах находятся по формуле 7:

$$\Delta P_T = n_1 \cdot (P_{x.x.1} + K_3^2 \cdot P_{к.з.1}) \cdot \frac{S_{n1}}{100} + n_2 \cdot (P_{x.x.2} + K_3^2 \cdot P_{к.з.2}) \cdot \frac{S_{n2}}{100}, \quad (7)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (0,42 + 0,85^2 \cdot 3,25) + 2 \cdot (0,61 + 0,85^2 \cdot 4,6) = 13,4 \text{ кВт}.$$

Реактивные потери в трансформаторах вычисляются по формуле 8:

$$\Delta Q_T = n_1 \cdot (i_{x.x.1} + K_3^2 \cdot u_{к.з.1}) + n_2 \cdot (i_{x.x.2} + K_3^2 \cdot u_{к.з.2}), \quad (8)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot (0,9 + 0,85^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{250}{100} + 2 \cdot (1,2 + 0,85^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{400}{100} = 56,37 \text{ квар}.$$

Теперь, учитывая активные и реактивные потери трансформатора, определим расчётное значение нагрузок, воспользовавшись формулами 9 и 10:

$$P_p = P_{p.\Sigma} + \Delta P_T, \quad (9)$$

$$Q_p = Q_{p.\Sigma} + \Delta Q_T. \quad (10)$$

Значение активной и реактивной нагрузки с учётом потерь в трансформаторе соответственно равны:

$$P_p = 1029,21 + 13,4 = 1042,61 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 360,22 + 56,37 = 416,59 \text{ квар}.$$

Теперь определим значение реактивной мощности в часы минимума нагрузки Q_{\min} , исходя из показаний типового графика нагрузок в 50 процентов от Q_p :

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot 416,59 = 208,3 \text{ квар}.$$

Для дальнейшего расчёта потребуется вычислить значение входной реактивной нагрузки $Q_{\alpha 1}$, принимая расчётный коэффициент энергосистемы региона α равным 0,23. Расчёт производим по формуле 11:

$$Q_{\alpha 1} = \alpha \cdot P_p, \quad (11)$$

$$Q_{\alpha 1} = 0,23 \cdot 1042,61 = 239,8 \text{ квар}.$$

Далее рассчитаем значение реактивной мощности, передаваемая из сети 10 кВ в сеть 0,4кВ, которая не компенсируется, по формуле 12:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\alpha 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (12)$$

$$Q_{\text{эн}} = 239,8 - (416,59 - 360,22) = 183,43 \text{ квар}.$$

Теперь определим показатель передаваемой без компенсации со стороны 10 кВ в сеть 0,4 кВ реактивной нагрузки по формуле 13:

$$Q_T = \sqrt{n \cdot K_3 \cdot S_{n.T}^2 - P_{p.\Sigma}^2}, \quad (13)$$

$$Q_{T1} = \sqrt{n_1 \cdot K_3 \cdot S_{n.T1}^2 - P_{p.\Sigma}^2} = \sqrt{2 \cdot 0,85 \cdot 250^2 - 1029,21^2} = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{T2} = \sqrt{n_2 \cdot K_3 \cdot S_{n.T2}^2 - P_{p.\Sigma}^2} = \sqrt{2 \cdot 0,85 \cdot 400^2 - 1029,21^2} = 0 \text{ квар}.$$

На следующем этапе произведём расчёт значения мощности устройств, компенсирующих реактивную мощность, устанавливаемые на стороне ВН, по формуле 14:

$$Q_{KV.n} = Q_{p.\Sigma} - Q_T, \quad (14)$$

$$Q_{KV.n1} = Q_{p.\Sigma} - Q_{T1} = 360,22 - 0 = 360,22 \text{ квар},$$

$$Q_{KV.n2} = Q_{p.\Sigma} - Q_{T2} = 360,22 - 0 = 360,22 \text{ квар}.$$

Для расчёта значения максимальной реактивной мощности, которая может быть доступна для компенсации, воспользуемся формулой 15:

$$Q_{KV.max} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{\sigma 1}, \quad (15)$$

$$Q_{KV.max} = 1,1 \cdot 416,59 - 239,8 = 218,45 \text{ квар}.$$

Расчёт показателя мощности компенсирующих устройств, обязательно устанавливаемых на стороне 10 кВ, необходимо производить по формуле 16:

$$Q_{KV.г} = Q_{KV.max} - Q_{KV.н}, \quad (16)$$

$$Q_{KV.г1} = Q_{KV.max} - Q_{KV.н1} = 218,45 - 360,22 = -141,77 \text{ квар},$$

$$Q_{KV.г2} = Q_{KV.max} - Q_{KV.н2} = 218,45 - 360,22 = -141,77 \text{ квар}.$$

В случаях, когда значение мощности компенсирующих устройств, устанавливаемых на стороне 10 кВ, меньше 800 квар, то компенсирующие установки не применяются [6].

В данном случае получается так, что установка конденсаторных батарей на стороне 10 кВ не имеет веских оснований.

Таким образом, принимаем для установки две КТП-СЭЩ с трансформаторами ТМГ 12 250/10/0,4 и две КТП-СЭЩ с трансформаторами ТМГ 12 400/10/0,4.

2.4 Определение места расположения КТП 10/0,4 кВ

При выборе места, наиболее подходящего для расположения комплектной трансформаторной подстанции (КТП), приоритет следует отдавать исходя из следующих факторов:

- при возрастании значения протяжённости линии электропередачи возникает проблема, связанная с увеличением потерь, ради чего

приходится повышать значение сечения кабеля, что сопровождается дополнительными затратами при проектировании линии;

- КТП должна располагаться в определённом месте, в котором она не будет препятствовать движению транспорта и пешеходов, а также не создавать проблем для жителей жилищного массива [14].

Учитывая вышеперечисленные факторы, выберем наиболее приоритетное место расположения КТП.

Во-первых, рассмотрим вариант расположения КТП вдали от самого массива. В нашем случае КТП можно разместить в северо-восточной части жилищного массива, где отсутствует какая-либо застройка и транспортные пути. Такой вариант сопровождается некоторыми негативными последствиями, связанными с неодинаковыми показателями потерь у каждого из потребителей на территории массива. Это объясняется тем, что протяжённость силовых кабелей, отходящих к жилым домам, увеличивается при приближении застройки, расположенной на противоположной стороне жилищного массива. Таким образом, потребители, расположенные вдали от КТП, будут получать более дорогие счета за электроэнергию, чем потребители вблизи КТП. Для решения этой проблемы придётся производить замену кабеля, что ведёт к повышению стоимости прокладки кабельной линии.

Во-вторых, обратимся к другому способу расположения КТП. Этот вариант подразумевает установку КТП в центральной части массива. Здесь, как и в первом варианте, также отсутствуют транспортные пути. Однако расположение КТП в данном месте позволяет избежать увеличения показателя потерь электроэнергии.

Второй вариант места расположения КТП является более приоритетным.

2.5 Расчет значения токов короткого замыкания

При расчётах значений токов короткого замыкания необходимо составить расчётную схему и схему замещения [12].

Расчётная схема представлена на рисунке 15.

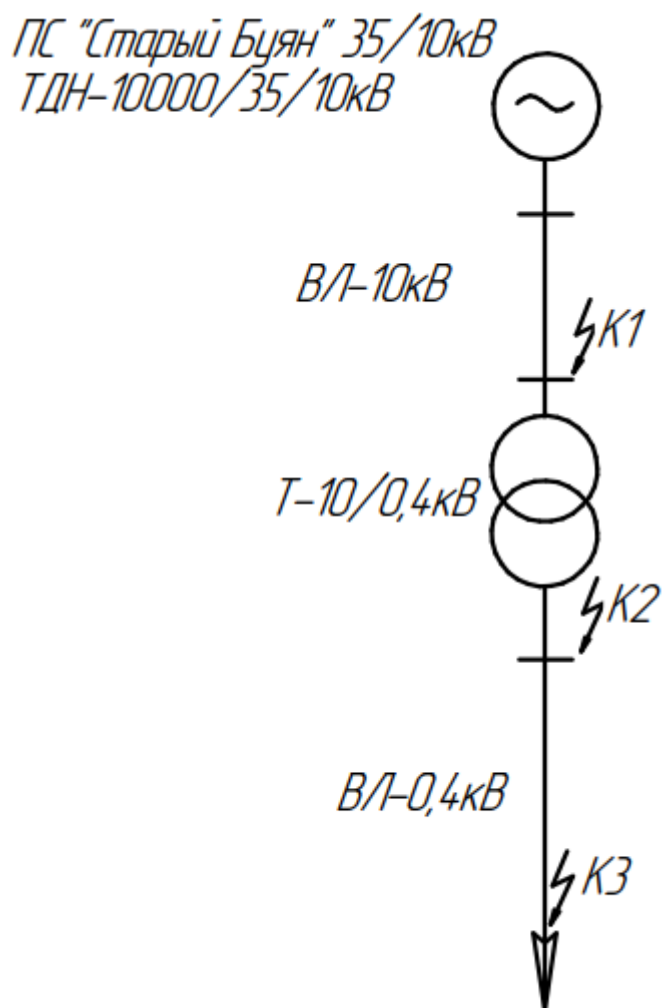


Рисунок 15 – Расчётная схема

На рисунке 16 представлена схема замещения.

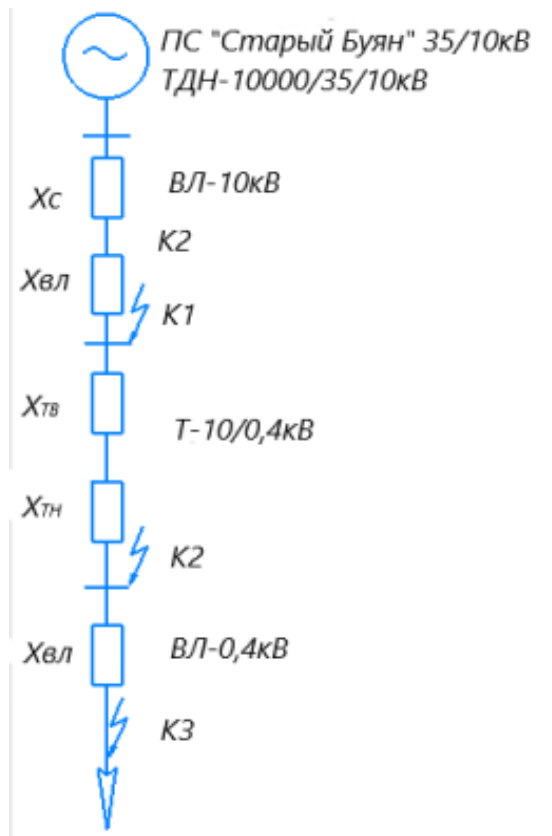


Рисунок 16 – Схема замещения

Для дальнейшего расчёта параметров тока короткого замыкания составим таблицу 5 с исходными данными.

Таблица 5 – Исходные данные для расчёта токов короткого замыкания

Элемент системы электроснабжения	Мощность трансформатора, кВА	Длина воздушной линии 10 кВ, L, м.	Длина воздушной линии 0,4 кВ, L, м.
КТП №1	250	1750	40
КТП №2	250	1800	
КТП №3	400	1850	
КТП №4	400	1900	
Система	10000	-	

В качестве системы представлена подстанция «Старый Буйан» 35/10 кВ.

В таблице 6 даны каталожные данные по используемым трансформаторам.

Таблица 6 – Каталожные данные трансформаторов КТП и системы

Тип трансформатора	S _{ном.Т} , кВА	Данные из каталога					
		U _{ном} обмоток, кВ		u _{к.з.} , %	ΔP _{к.з.} , кВт	ΔP _{х.х.} , кВт	i _{х.х.} , %
		ВН	НН				
ТМГ 12 250/10/0,4	250	10	0,4	4,5	3,25	0,42	0,9
ТМГ 12 400/10/0,4	400	10	0,4	4,5	4,6	0,61	1,2
ТДН 10000/35/10	10000	35	10	8	60	8,5	0,3

Для расчётов примем показатель сверхпереходной ЭДС для системы E''_{*б,с} равным 1 В, а значение базисной мощности S_б примем за 1000 МВА.

Теперь перейдём к вычислению параметров сопротивлений элементов схемы x''_{*б}. Производиться расчёт будет по формуле 17:

$$x''_{*б} = \frac{u_{к.з.}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т}}, \quad (17)$$

где u_{к.з.} – напряжение короткого замыкания, %;

S_б – базисная мощность, МВА;

S_{ном.Т} – номинальная мощность обмоток трансформатора на стороне НН, кВ.

Рассчитаем значение сопротивления трансформатора ТМГ 12 250/10/0,4 по формуле 17:

$$x''_{*б,Т1} = \frac{u_{к.з1}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т1}}$$

$$x''_{*б,Т1} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5 \text{ Ом.}$$

Теперь определим значение сопротивления трансформатора ТМГ 12 400/10/0,4:

$$x_{*б,Т2} = \frac{u_{к.32}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т1}},$$

$$x_{*б,Т2} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5 \text{ Ом}.$$

Далее найдём значение сопротивления системы:

$$x_{*б,С} = \frac{u_{к.33}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т3}},$$

$$x_{*б,С} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8 \text{ Ом}.$$

Учитывая длину линии l и удельное сопротивление линии $x_{уд}$, следующим этапом является вычисление значения сопротивления воздушной линии, отходящей на КТП $x''_{*вЛ}$ по формуле 18:

$$x_{*б,вл} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}. \quad (18)$$

Рассчитаем значение сопротивление участка от ВЛ1 до КТП №1:

$$x_{*б,вл1} = 0,4 \cdot 1,75 \cdot \frac{1000}{10^2} = 7 \text{ Ом}.$$

Теперь определим значение сопротивления участка от ВЛ2 до КТП №2:

$$x_{*б,вл2} = 0,4 \cdot 1,8 \cdot \frac{1000}{10^2} = 7,2 \text{ Ом}.$$

Далее найдём значение сопротивления участка от ВЛ3 до КТП №3:

$$x_{*\bar{\sigma}, вл3} = 0,4 \cdot 1,85 \cdot \frac{1000}{10^2} = 7,4 \text{ Ом}.$$

Затем вычислим показатель сопротивления участка от ВЛ4 до КТП №4:

$$x_{*\bar{\sigma}, вл4} = 0,4 \cdot 1,9 \cdot \frac{1000}{10^2} = 7,6 \text{ Ом}.$$

В конце рассчитаем параметр сопротивления ВЛ на стороне 0,4 кВ:

$$x_{*\bar{\sigma}, вл0,4кВ} = 0,08 \cdot 0,04 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 20 \text{ Ом}.$$

Теперь перейдём к определению значения токов короткого замыкания в точке К1.

Результирующее сопротивление до точки К1 рассчитывается по формуле 19:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma}, C} + x_{*\bar{\sigma}, вл}. \quad (19)$$

Теперь определим показатели результирующих сопротивлений участков ВЛ до точки К1:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})1} = 8 + 7 = 15 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})2} = 8 + 7,2 = 15,2 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})3} = 8 + 7,4 = 15,4 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})4} = 8 + 7,6 = 15,6 \text{ Ом}.$$

Перейдём к расчёту показателя базисного тока по формуле 20:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (20)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ кА}.$$

После проделанных расчётов перейдём к вычислению начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 21:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{* \sigma}''}{x_{*(\text{рез})(\sigma)}} \cdot I_{\sigma}, \quad (21)$$

$$I_{n,o1}^3 = \frac{1}{15} \cdot 57,74 = 3,85 \text{ кА},$$

$$I_{n,o2}^3 = \frac{1}{15,2} \cdot 57,74 = 3,8 \text{ кА},$$

$$I_{n,o3}^3 = \frac{1}{15,4} \cdot 57,74 = 3,73 \text{ кА},$$

$$I_{n,o4}^3 = \frac{1}{15,6} \cdot 57,74 = 3,68 \text{ кА}.$$

Далее начнём расчёт значения ударного тока КЗ, принимая значение ударного коэффициента $k_{уд}$ равным 1,9 (формула 22):

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot k_{y\sigma}, \quad (22)$$

$$i_{y\sigma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,85 \cdot 1,9 = 10,34 \text{ кА},$$

$$i_{y\sigma 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o2}^3 \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,8 \cdot 1,9 = 10,21 \text{ кА},$$

$$i_{y\sigma 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o3}^3 \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,73 \cdot 1,9 = 10,02 \text{ кА},$$

$$i_{y\sigma 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o4}^3 \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,9 = 9,89 \text{ кА}.$$

Теперь рассчитываются значения результирующего сопротивления участков ВЛ до точки К2, используя формулу 23:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},вл} + x_{*\bar{\sigma},T}, \quad (23)$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})1} = 8 + 7 + 112,5 = 127,5 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})2} = 8 + 7,2 + 112,5 = 127,7 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})3} = 8 + 7,4 + 112,5 = 127,9 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})4} = 8 + 7,6 + 112,5 = 128,1 \text{ Ом}.$$

Далее вычислим значение базисного тока (формула 20):

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА}.$$

Теперь определим значение начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 21:

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{x_{*(рез)(\bar{\sigma})1}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{127,5} \cdot 1443,38 = 11,32 \text{ кА},$$

$$I_{n,o2}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{x_{*(рез)(\bar{\sigma})2}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{127,7} \cdot 1443,38 = 11,3 \text{ кА},$$

$$I_{n,o3}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{x_{*(рез)(\bar{\sigma})3}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{127,9} \cdot 1443,38 = 11,29 \text{ кА},$$

$$I_{n,o4}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{x_{*(рез)(\bar{\sigma})4}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{128,1} \cdot 1443,38 = 11,27 \text{ кА}.$$

Определим показатель ударного тока КЗ, учитывая, что показатель ударного коэффициента $k_{уд}$ равен 1,8 (формула 22):

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11,32 \cdot 1,8 = 28,82 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11,3 \cdot 1,8 = 28,77 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11,29 \cdot 1,8 = 28,74 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11,27 \cdot 1,8 = 28,69 \text{ кА}.$$

Далее перейдём к вычислению значений токов короткого замыкания в точке КЗ.

Начнём с расчёта значений результирующего сопротивления до точки КЗ, используя формулу 24:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*б,C} + x_{*б,вл} + x_{*б,Т} + x_{*б,вл0,4кВ}, \quad (24)$$

$$x_{*рез(\delta)1} = 8 + 7 + 112,5 + 20 = 147,5 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\delta)2} = 8 + 7,2 + 112,5 + 20 = 147,7 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\delta)3} = 8 + 7,4 + 112,5 + 20 = 147,9 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\delta)4} = 8 + 7,6 + 112,5 + 20 = 148,1 \text{ Ом}.$$

Теперь определим значение базисного тока (формула 20):

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА}.$$

Далее найдём значение начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 21:

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*(рез)(\delta)1}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{147,5} \cdot 1443,38 = 9,79 \text{ кА},$$

$$I_{n,01}^3 = \frac{E_{*6}''}{x_{*(рез)(6)1}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{147,7} \cdot 1443,38 = 9,77 \text{ кА},$$

$$I_{n,01}^3 = \frac{E_{*6}''}{x_{*(рез)(6)1}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{147,9} \cdot 1443,38 = 9,76 \text{ кА},$$

$$I_{n,01}^3 = \frac{E_{*6}''}{x_{*(рез)(6)1}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{148,1} \cdot 1443,38 = 9,75 \text{ кА}.$$

Теперь рассчитаем значение ударного тока КЗ, учитывая, что показатель ударного коэффициента $k_{уд}$ равен 1,8 (формула 22):

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,01}^3 \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,79 \cdot 1,8 = 24,92 \text{ кА},$$

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,01}^3 \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,77 \cdot 1,8 = 24,87 \text{ кА},$$

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,01}^3 \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,76 \cdot 1,8 = 24,84 \text{ кА},$$

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,01}^3 \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,75 \cdot 1,8 = 24,82 \text{ кА}.$$

Перейдём к расчёту значения максимального тока по формуле 25:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (25)$$

$$I_{maxГ1,2} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20,21 \text{ А},$$

$$I_{max1,2} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 505,2 \text{ А},$$

$$I_{maxГ3,4} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,33 \text{ А},$$

$$I_{max3,4} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,29 \text{ А}.$$

Расчёт максимального тока завершён.

Далее определимся со значением тока однофазного короткого замыкания в точке К1.

Начнём с вычисления результирующего сопротивления обратной последовательности точки К1 (формула 19):

$$x_{*2\Sigma1} = 8 + 7 = 15 \text{ Ом},$$

$$x_{*2\Sigma2} = 8 + 7,2 = 15,2 \text{ Ом},$$

$$x_{*2\Sigma3} = 8 + 7,4 = 15,4 \text{ Ом},$$

$$x_{*2\Sigma4} = 8 + 7,6 = 15,6 \text{ Ом}.$$

Теперь перейдём к расчёту результирующего сопротивления нулевой последовательности по формуле 26:

$$x_{*0\Sigma} = x_{*\bar{0},C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{0},\bar{a}l}, \quad (26)$$

$$x_{*0\Sigma1} = x_{*\bar{0},C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{0},\bar{a}l1} = 8 + 3,5 \cdot 7 = 32,5 \text{ Ом},$$

$$x_{*0\Sigma2} = x_{*\bar{0},C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{0},\bar{a}l2} = 8 + 3,5 \cdot 7,2 = 33,2 \text{ Ом},$$

$$x_{*0\Sigma3} = x_{*\bar{0},C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{0},\bar{a}l3} = 8 + 3,5 \cdot 7,4 = 33,9 \text{ Ом},$$

$$x_{*0\Sigma4} = x_{*\bar{0},C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{0},\bar{a}l4} = 8 + 3,5 \cdot 7,6 = 34,6 \text{ Ом}.$$

Далее рассчитаем значение тока однофазного короткого замыкания по формуле 27, учитывая, что коэффициент m^n для однофазного короткого замыкания равен 3:

$$I_{\kappa}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\bar{0}}''}{x_{*2\Sigma} + x_{*0\Sigma}}, \quad (27)$$

$$I_{\kappa1}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\bar{0}}''}{x_{*2\Sigma1} + x_{*0\Sigma1}} = 3 \cdot \frac{1}{15 + 32,5} = 0,063 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa2}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\bar{0}}''}{x_{*2\Sigma2} + x_{*0\Sigma2}} = 3 \cdot \frac{1}{15,2 + 33,2} = 0,062 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa 3}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{*2\Sigma 3} + x_{*0\Sigma 3}} = 3 \cdot \frac{1}{15,4 + 33,9} = 0,061 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa 4}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{*2\Sigma 4} + x_{*0\Sigma 4}} = 3 \cdot \frac{1}{15,6 + 34,6} = 0,06 \text{ кА}.$$

В конце произведём расчёт значение начального действующего значения периодической составляющей тока однофазного короткого замыкания по формуле 28:

$$I_{n,o}^1 = I_{\kappa}^1 \cdot I_{\delta}, \quad (28)$$

$$I_{n,o1}^1 = I_{\kappa 1}^1 \cdot I_{\delta} = 0,063 \cdot 57,74 = 3,64 \text{ кА},$$

$$I_{n,o2}^1 = I_{\kappa 2}^1 \cdot I_{\delta} = 0,062 \cdot 57,74 = 3,58 \text{ кА},$$

$$I_{n,o3}^1 = I_{\kappa 3}^1 \cdot I_{\delta} = 0,061 \cdot 57,74 = 3,52 \text{ кА},$$

$$I_{n,o4}^1 = I_{\kappa 4}^1 \cdot I_{\delta} = 0,06 \cdot 57,74 = 3,46 \text{ кА}.$$

Результаты расчётов токов короткого замыкания заносим в таблицу 7.

Таблица 7 – Итоговые значения токов короткого замыкания

Название КТП	Точка КЗ	I_{\max} , А	$I_{n,o}^3$, кА	$i_{уд}$, кА
КТП №1	К1	20,21	3,85	10,34
	К2	505,2	11,32	28,82
	К3	505,2	9,79	24,92
КТП №2	К1	20,21	3,8	10,21
	К2	505,2	11,3	28,77
	К3	505,2	9,77	24,87
КТП №3	К1	32,33	3,73	10,02
	К2	808,29	11,29	28,74
	К3	808,29	9,76	24,84
КТП №4	К1	32,33	3,68	9,89
	К2	808,29	11,27	28,69
	К3	808,29	9,75	24,82

2.6 Выполнение заземления КТП

«В электроустановках с глухозаземленной нейтралью нейтраль генератора или трансформатора трехфазного переменного тока, средняя точка источника постоянного тока, один из выводов источника однофазного тока должны быть присоединены к заземлителю при помощи заземляющего проводника. Искусственный заземлитель, предназначенный для заземления нейтрали, как правило, должен быть расположен вблизи генератора или трансформатора. Для внутрицеховых подстанций допускается располагать заземлитель около стены здания» [17].

«На подстанциях заземляют все элементы электрооборудования и металлические конструкции. Силовые трансформаторы заземляют гибкой перемычкой, изготовленной из стального троса. Перемычку с одной стороны приваривают к заземляющему проводнику, с другой — присоединяют к трансформатору с помощью болтового соединения. Разъединители заземляют через раму, плиту привода и опорный подшипник; корпус вспомогательных контактов — присоединением к шине заземления.

Если разъединители и приводы смонтированы на металлических конструкциях, то заземление выполняют путем приваривания к ним заземляющего проводника.

Предохранители на 6 — 10 кВ заземляют путем присоединения заземляющего проводника к фланцам опорных изоляторов, раме или металлической конструкции, на которой они установлены» [20].

В качестве вертикального заземлителя выступает стальной круглый стержень диаметром 16 мм и длиной 3 м, закопанный на глубину 0,5 м. Для горизонтального заземлителя используется стальная полоса размером 5x40 мм.

Теперь перейдем к расчёту заземления КТП.

По формуле 29 определим значение сопротивления растеканию тока одного вертикального электрода:

$$R_{\epsilon} = \frac{\rho_{\epsilon p}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (29)$$

где $\rho_{\text{гр}}$ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

l – длина электрода, м;

d – внешний диаметр электрода, м;

t – расстояние от поверхности грунта до середины электрода, м.

Для расчёта расстояния от поверхности грунта до середины электрода рассчитаем по формуле 30:

$$t = \frac{l}{2} + h, \quad (30)$$

где l – длина электрода, м;

h – глубина погружения электрода, м.

По формуле 30 величина расстояния от поверхности грунта до середины вертикального заземлителя равняется:

$$t = \frac{3}{2} + 0,5 = 2 \text{ м}.$$

Теперь рассчитаем значение сопротивления растеканию тока одного вертикального электрода (формула 29):

$$R_{\epsilon} = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 50,3 \text{ Ом}.$$

Далее вычислим количество вертикальных электродов n , учитывая, что расчётное сопротивление заземляющего устройства R_z принимают равным 4 Ом:

$$n = \frac{R_6}{R_3}, \quad (31)$$

$$n = \frac{50,3}{4} = 12,575 \approx 13.$$

На следующем этапе определим значение длины горизонтального электрода при расположении заземлителей по контуру L_T , учитывая, что расстояние между заземлителями m равняется 16 м (формула 32):

$$L_2 = 1,05 \cdot m \cdot n, \quad (32)$$

$$L_2 = 1,05 \cdot 16 \cdot 13 = 218,4 \text{ м}.$$

В конце произведём расчёт показателя сопротивления растеканию тока горизонтального заземлителя, учитывая, что ширина полосы b равна 0,08 м, а расстояние от грунта до поверхности t_3 равняется 3,5 м (формула 33):

$$R_6 = \frac{\rho_{cp}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2 \cdot L_2^2}{b \cdot t_3} \right), \quad (33)$$

$$R_6 = \frac{200}{2 \cdot \pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 218,4^2}{0,08 \cdot 3,5} \right) = 135,16 \text{ Ом}.$$

2.7 Выбор и проверка выключателей нагрузки КТП на стороне 10 кВ

Для дальнейшей проверки возьмём выключатель нагрузки ВНА-П-10/630-20зпЗУ2.

При проверке выключателей необходимо исходить из определённых условий.

Проверку по значению номинального напряжения произведём по формуле 34:

$$U_{ном} \geq U_{сети ном}, \quad (34)$$

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

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

Проверим выключатель нагрузки по формуле 34:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{сети ном} = 10 \text{ кВ}.$$

Далее необходимо произвести проверку выключателя по величине номинального рабочего тока (формула 35):

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \quad (35)$$

где $I_{ном}$ – номинальный рабочий ток аппарата, А;

$I_{раб}$ – номинальный рабочий ток цепи, А.

Проведём проверку выключателя нагрузки по величине номинального рабочего тока в цепи трансформатора ТМГ 12 250/10/0,4 по формуле 35:

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{раб} = 20,21 \text{ А}.$$

Теперь проверим выключатель по величине номинального рабочего тока в цепи трансформатора ТМГ 12 400/10/0,4 (формула 35):

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{раб} = 32,33 \text{ А}.$$

Следующим этапом является проверка выключателя по отключающей способности на симметричный ток отключения и на отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Начнём с проверки по отключающей способности на симметричный ток отключения (формула 36):

$$I_{откл.ном} \geq I_{n,\tau}, \quad (36)$$

где $I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения аппарата, кА;

$I_{n,\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА.

Осуществим проверку на симметричный ток отключения выключателя по формуле 36:

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} \geq I_{n,\tau} = 3,85 \text{ кА}.$$

Далее сделаем проверку по отключающей способности на отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 37:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}, \quad (37)$$

где $i_{a.ном}$ – нормированное значение апериодической составляющей тока отключения, кА;

$i_{a,\tau}$ – величина апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент времени τ , кА.

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения, учитывая, что постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a равняется 0,1 секунды, а момент времени τ равняется 0,075 секунды, рассчитывается по формуле 38:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (38)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,85 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,1}} = 9,73 \text{ кА}.$$

Расчёт нормированного значения произведён успешно.

Теперь определим нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения по формуле 39 (значение нормированного процентного содержания аperiodической составляющей в токе отключения $\beta_{\text{нор}}$ равняется 40 %):

$$i_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (39)$$

$$i_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}.$$

Теперь проверим выключатель нагрузки по отключающей способности на отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по формуле 37:

$$i_{a,\tau} = 9,73 \text{ кА} \leq i_{a,\text{ном}} = 20 \text{ кА}.$$

Проверка выключателя на электродинамическую стойкость производится по двум условиям.

Проверка на электродинамическую стойкость по первому условию производится по формуле 36:

$$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА} \geq I_{n,\tau} = 3,85 \text{ кА}.$$

Проверка по второму условию осуществляется по формуле 40:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}, \quad (40)$$

где $i_{\text{уд}}$ – значение ударного тока короткого замыкания, кА;

$i_{\text{вкл.ном}}$ – нормированное мгновенное значение тока включения, кА.

Осуществим проверку выключателя на электродинамическую стойкость по второму условию (формула 40):

$$i_{уд} = 10,34 \text{ кА} \leq i_{вкл.ном} = 51 \text{ кА}.$$

Теперь проверим выключатель нагрузки по термической стойкости (формула 41):

$$B_k \leq B_{ном}, \quad (41)$$

где B_k – расчётное значение интеграл Джоуля, $A^2 \cdot c$;

$B_{ном}$ – номинальное значение интеграла Джоуля для аппарата, $A^2 \cdot c$.

Для определения расчётного значения интеграла Джоуля, учитывая, что время отключения короткого замыкания $t_{откл}$ равно 0,05 секунды, а постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a равняется 0,1 секунды, воспользуемся формулой 42:

$$B_k = I_{н,т}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (42)$$

$$B_k = (3,85 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 2,22 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot c.$$

Для расчёта номинального значения интеграла Джоуля для аппарата воспользуемся формулой 43 (значение тока термической стойкости выключателя I_T равняется 20 кА):

$$B_{ном} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (43)$$

$$B_{ном} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 20 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot c.$$

Далее осуществим проверку выключателя нагрузки по термической стойкости, используя формулу 41:

$$B_k = 2,22 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq B_{ном} = 20 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Проверка выключателя нагрузки ВНА-П-10/630-20зп3У2 завершена.

Таким образом, выбранный выключатель нагрузки ВНА-П-10/630-20зп3У2 (представлен на рисунке 17) прошёл проверку по всем необходимым условиям.



Рисунок 17 – Выключатель нагрузки ВНА

2.8 Выбор и проверка предохранителей на стороне 10 кВ

Для проверки по условиям выбора возьмём ПКТ-101-10-31,5-20-У3.

Проверим предохранитель по значению номинального напряжения с помощью формулы 34:

$$U_{ном} = 10кВ \geq U_{сети ном} = 10кВ.$$

Проведём проверку по условию тока отключения (формула 36):

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{n,\tau 1} = 3,85 \text{ кА},$$

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{n,\tau 2} = 3,8 \text{ кА},$$

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{n,\tau 3} = 3,73 \text{ кА},$$

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{n,\tau 4} = 3,68 \text{ кА}.$$

Выбранный предохранитель представлен на рисунке 18.



Рисунок 18 – Предохранитель ПТК

2.9 Выбор и проверка гибких шин и токопроводов ВЛ-0,4 кВ и ВЛ-10 кВ

Для дальнейшей проверки токопроводов ВЛ-10 кВ возьмём провод СИП-3.

Для определения сечения гибких шин следует проверить их по условиям выбора.

Экономическую плотность тока S (измеряется в мм^2) определим по формуле 43:

$$S \approx \frac{I_{расч}}{J_{эк}}, \quad (44)$$

где $I_{расч}$ – расчётное значение тока максимума, А;

$J_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Расчётное значение тока максимума для ВЛ-10 кВ определим по формуле 20:

$$I_{расч} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ А}.$$

Теперь вычислим значение экономической плотности тока для ВЛ-10 кВ по формуле 44:

$$S \approx \frac{57,74}{1} \approx 57,74 \text{ мм}^2.$$

Возьмём провод СИП-3 1×70 и проверим его по условию длительного допустимого тока (формула 44):

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп}, \quad (45)$$

где $I_{расч}$ – расчётное значение тока максимума, А;

$I_{дл.доп}$ – длительный допустимый ток, А.

Проверим провод СИП-3 1×70 по условию длительного допустимого тока, используя формулу 45:

$$I_{расч} = 57,74 \text{ А} \leq I_{дл.доп} = 240 \text{ А}.$$

Проверка провода завершена.

Выбранный провод (рисунок 19) прошёл проверку по условию длительного допустимого тока.

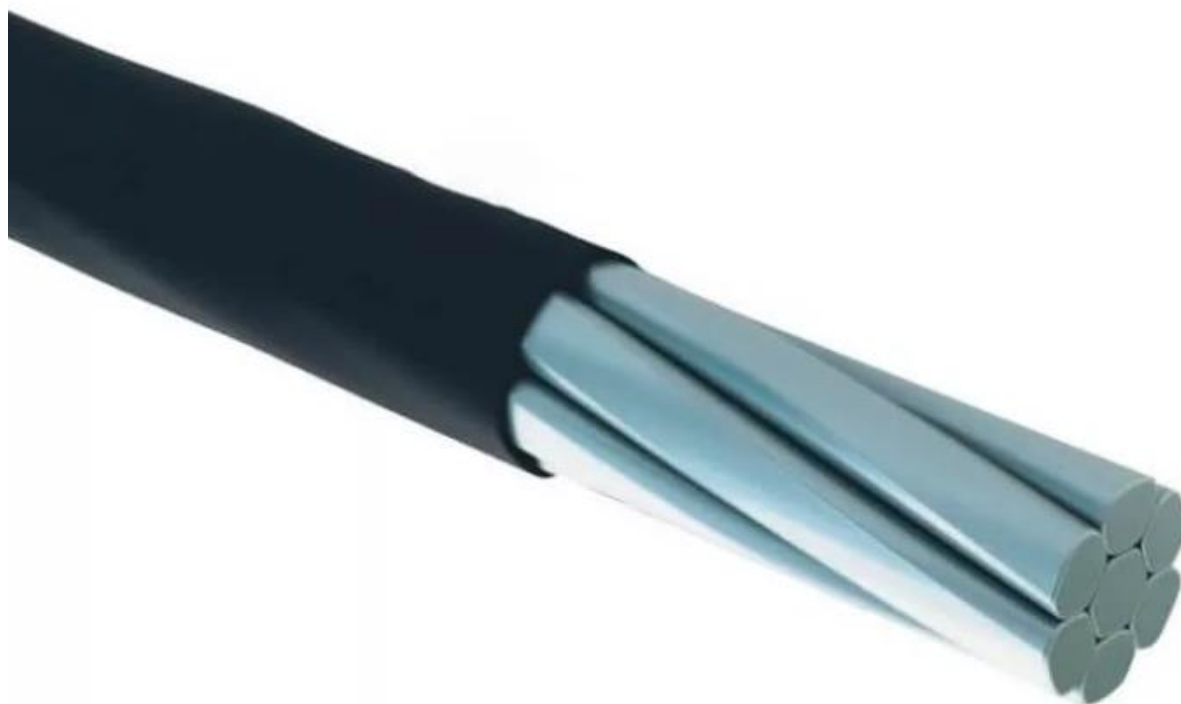


Рисунок 19 – Провод СИП-3 1×70

«Для ВЛ-0,4кВ выбираем самонесущий изолированный провод СИП 2А 3×95+1×95, обеспечивающий высокую надежность и безопасность сетей 0,4кВ. Данный вид проводов получил широкое применение в крупных населенных пунктах, т.к. он безопасен при соприкосновении, обладает высокой прочностью и позволяет снизить процент отключения выключателя за счет наличия изоляционного внешнего слоя» [20].

Выбранный провод для ВЛ-0,4 кВ, представленный на рисунке 20, (рисунок 19) прошёл проверку по условию длительного допустимого тока.

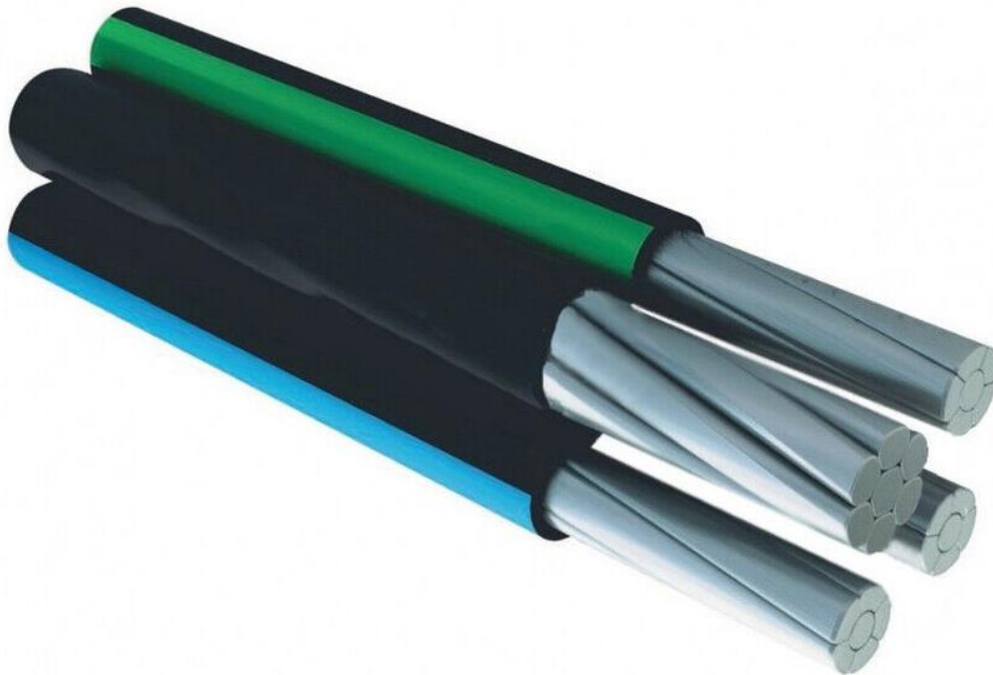


Рисунок 20 – СИП 2А 3×95+1×95

2.10 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 0,4 кВ

Для проверки выберем трансформатор тока ТШП-0,66.

Сначала осуществим проверку по величине номинально напряжения, используя формулу 34:

$$U_{ном} = 0,4кВ \geq U_{сети ном} = 0,4кВ.$$

Теперь проверим трансформатор тока по условию номинального рабочего тока для трансформаторов ТМГ 12 250/10/0,4 и ТМГ 12 400/10/0,4 соответственно (формула 35):

$$I_{ном} = 630 \text{ A} \geq I_{раб} = 20,21 \text{ A}.$$

На данном этапе проведём проверку трансформатора тока по термической стойкости, используя формулы 41-43:

$$B_K \leq B_{ном},$$

$$B_K = I_{н,\tau}^2 \cdot (t_{откл} + T_a),$$

$$B_K = (3,85 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 2,22 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

$$B_{ном} = I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$B_{ном} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 80 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

$$B_K = 2,22 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} \leq B_{ном} = 80 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}.$$

Таким образом, трансформатор тока ТШП-0,66 успешно прошёл этап проверки. Его изображение дано на рисунке 21.



Рисунок 21 – Трансформатор тока ТШП-0,66

2.11 Выбор автоматического выключателя на стороне 0,4 кВ

Для последующего выбора и проверки выбираем выключатель ВНА-СЭЩ-В-АН-06D-630А для КТП на 400 кВА и ВНА-СЭЩ-В-АН-10D-1000А для КТП на 200 кВА.

Начнём проверку автоматических выключателей по условия номинального напряжения, используя формулу 34:

$$U_{ном} = 0,4 кВ \geq U_{сети ном} = 0,4 кВ.$$

Далее проверим выключатели по условию значения номинального тока (формула 25 и формула 35):

$$I_{max1,2} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 505,2 А,$$

$$I_{max3,4} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,29 А,$$

$$I_{ном1,2} = 630 А \geq I_{раб1,2} = 505,2 А,$$

$$I_{ном3,4} = 1000 А \geq I_{раб3,4} = 808,29 А.$$

На следующем этапе произведём проверку по условию отключающей способности на симметричный ток отключения, воспользовавшись формулой 36:

$$I_{откл.ном} = 85 кА \geq I_{н,г} = 11,32 кА.$$

Теперь проверим выключатели по условию отключающей способности по апериодической составляющей тока, используя формулы 37-39:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,32 \cdot e^{\frac{0,075}{0,1}} = 28,61 \text{ кА},$$

$$i_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 85 = 48,08 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = 28,61 \text{ кА} \leq i_{a,\text{ном}} = 48,08 \text{ кА}.$$

Теперь осуществим проверку на электродинамическую стойкость по двум условиям, применяя формулу 36 и формулу 40:

$$I_{\text{откл.ном}} = 85 \text{ кА} \geq I_{n,\tau} = 11,32 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 28,82 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 85 \text{ кА}.$$

Далее проведём проверку по термической стойкости, используя формулы 41-43:

$$B_{\kappa} = (11,32 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 19,22 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{ном}} = (85 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 361,25 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\kappa} = 19,22 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq B_{\text{ном}} = 361,25 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

2.12 Выбор аппаратов защиты в РУ – 0,4 кВ КТП

Для дальнейшей проверки по условиям возьмем следующие автоматы: ВА-04-36-200А; ВА 04-36-160А; ВА-04-36-80А; ВА-47-29-25А; ВА 47-100-63А.

Начнём с проверки по условию номинального напряжения (формула 34):

$$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети ном}} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Далее произведём проверку по условию номинально тока.

Для этого используем формулу 35 и формулу 25 без учёта коэффициента, равного 1,4:

$$I_{max1} = \frac{117}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 169 A,$$

$$I_{max2} = \frac{86,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 125 A,$$

$$I_{max3} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 61 A,$$

$$I_{max4} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 43 A,$$

$$I_{max5} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 18 A,$$

$$I_{ном} = 200 A \geq I_{раб1} = 169 A,$$

$$I_{ном} = 200 A \geq I_{раб2} = 125 A,$$

$$I_{ном} = 200 A \geq I_{раб3} = 61 A,$$

$$I_{ном} = 200 A \geq I_{раб4} = 43 A,$$

$$I_{ном} = 200 A \geq I_{раб5} = 18 A.$$

Далее осуществим проверку автоматов по отключающей способности на симметричный ток отключения (формула 36):

$$I_{откл.ном} = 15 кА \geq I_{н,τ} = 11,32 кА.$$

На следующем этапе сделаем проверку по отключающей способности по апериодической составляющей тока (формулы 37-39):

$$i_{a,τ} = \sqrt{2} \cdot 11,32 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,1}} = 28,61 кА,$$

$$i_{a,ном} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 85 = 48,08 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = 28,61 \text{ кА} \leq i_{a,ном} = 48,08 \text{ кА}.$$

На этом этапе проведём проверку на электродинамическую стойкость по двум условиям (формулы 36,40):

$$I_{откл.ном} = 30 \text{ кА} \geq I_{н,\tau} = 11,32 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 28,82 \text{ кА} \leq i_{вкл.ном} = 30 \text{ кА}.$$

Теперь сделаем проверку по условию термической стойкости, пользуясь формулами 41-43:

$$B_{\kappa} = (11,32 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 19,22 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{ном} = (30 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 45 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\kappa} = 19,22 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq B_{ном} = 45 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранные автоматы успешно прошли этап проверки. Итоговые варианты выбора автоматов по КТП на 250 кВА сведены в таблицу 8 и по КТП на 400 кВА в таблицу 9.

Таблица 8 – Выбранные автоматы для КТП-250 кВА

Группа потребителей электроэнергии	Выбранный аппарат защиты	Количество	Значение расчётного тока, А
Группа потребителей 1	ВА 04-36-160А	1	125
Группа потребителей 2	ВА 04-36-160А	1	125
Группа потребителей 3	ВА 04-36-80А	1	61
Уличное освещение	ВА-47-29-25А	1	18
Резерв	ВА 47-100-63А	1	43

Таблица 9 – Выбранные автоматы для КТП-400 кВА

Группа потребителей электроэнергии	Выбранный аппарат защиты	Количество	Значение расчётного тока, А
Группа потребителей 1	ВА 04-36-200А	1	169
Группа потребителей 2	ВА 04-36-200А	1	169
Группа потребителей 3	ВА 04-36-200А	1	169
Уличное освещение	ВА-47-29-25А	1	18
Резерв	ВА 47-100-63А	1	43

Вывод: в данном разделе произведён расчёт электрических нагрузок загородного жилищного массива; рассчитаны показатели уличного освещения и выбраны осветительные приборы; произведён выбор трансформаторов КТП с учётом компенсации реактивной мощности; определено место расположения КТП; произведён расчёт токов короткого замыкания; рассчитаны показатели защитного заземления; произведены выбор и проверка выключателей нагрузки КТП на стороне 10 кВ; выбраны и проверены по условиям предохранители на стороне 10 кВ; совершены выбор и проверка гибких шин и токопроводов ВЛ-0,4 кВ и ВЛ-10 кВ; осуществлены выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 0,4 кВ; выбраны и проверены автоматические выключатели на стороне 0,4 кВ; выбраны аппараты защиты в РУ – 0,4 кВ КТП и проверены по условиям выбора.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе поэтапно спроектирована система электроснабжения загородного жилищного массива, расположенного в селе Старый Буян.

В первом разделе даны:

- характеристика проектируемого объекта и его местоположение на карте;
- требования, предъявляемые при проектировании систем электроснабжения в целом и коттеджного посёлка в частности;
- теоретическая база о схемах электроснабжения и особенностях их выбора, в результате чего выбрана смешанная схема электроснабжения;
- информация о проектировании линии электропередач 10 кВ, исходя из которой взята для выбора воздушная линия электропередачи с использованием проводов СИП.

Во втором разделе рассчитано значение электрических нагрузок загородного жилищного массива. В результате проведённых расчётов показатель итоговой расчётной нагрузки жилищного массива оказался приблизительно равным 1 МВт.

Далее рассчитаны параметры уличного освещения и выбран тип осветительного прибора. Итогом расчётов стал выбор светильников Lumier Spark Optic 90 в количестве 267 штук, установленных на железобетонных стойках высотой 9,5м (СВ-95).

На следующем этапе выбраны трансформаторы КТП с учётом компенсации реактивной мощности. По итогу вычислений для установки выбраны две КТП-СЭЩ с трансформаторами ТМГ 12 250/10/0,4 и две КТП-СЭЩ с трансформаторами ТМГ 12 400/10/0,4.

Затем определено место расположения КТП-10/0,4 кВ. В результате выбран вариант расположения КТП в центральной части массива.

После этого рассчитаны значения токов короткого замыкания, необходимые для последующего выбора оборудования. Результаты расчётов токов короткого замыкания в точках К1-К3 внесены в таблицу 7.

В следующем пункте рассчитаны параметры защитного заземления КТП. По итогу в качестве вертикального заземлителя выбран стальной круглый стержень диаметром 16 мм и длиной 3 м, закопанный на глубину 0,5 м. Для горизонтального заземлителя выбрана стальная полоса размером 5х40 мм.

В конце выпускной квалификационной работы выбрано оборудование, используемое при проектировании системы электроснабжения загородного жилищного массива.

В качестве выключателя нагрузки выбран ВНА-П-10/630-20зп3У2; выбран предохранитель ПКТ-101-10-31,5-20-У3; для ВЛ-10 кВ выбран провод СИП-3 1×70 и СИП 2А 3×95+1×95 для ВЛ-0,4кВ; в качестве трансформаторов тока на стороне 0,4 кВ выбран трансформатор тока ТШП-0,66; в роли автоматических выключателей на стороне 0,4 кВ выбраны выключатели ВНА-СЭЩ-В-АН-06D-630А для КТП на 400 кВА и ВНА-СЭЩ-В-АН-10D-1000А для КТП на 200 кВА; в качестве аппаратов защиты в РУ-0,4 кВ КТП выбраны автоматы ВА-04-36-200А, ВА 04-36-160А, ВА-04-36-80А, ВА-47-29-25А, ВА 47-100-63А.

Всё выбранное оборудование успешно прошло проверку по условиям выбора и может использоваться при проектировании системы электроснабжения загородного жилищного массива.

Список используемой литературы

1. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: учебник. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Форум : ИНФА-М, 2020. 415 с.

2. Балаков Ю. Н. Безопасность энергоустановок в вопросах и ответах: практ. пособие. В 2 ч. Ч. 2. Охрана труда и техника безопасности / Ю. Н. Балаков. - Москва : Изд-во МЭИ, 2008. - 296 с.

3. Бочаров Ю.Н. Техника высоких напряжений: учебное пособие/ Бочаров Ю.Н., Дудкин С.М., Титков В.В. - Электрон. текстовые данные. - СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2013. - 265 с.

4. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина [и др.] ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. «Электроснабжение и электротехника». – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. – 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/jspui/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 22.02.2023).

5. Вахнина В. В. Проектирование осветительных установок [Электронный ресурс] : электрон. учеб. пособие / В. В. Вахнина [и др.] ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2015. - 107 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/3383/1/Vahnina%20Chernenko%20Samolina%20Ribalko_%20EUI_Z.pdf (дата обращения: 22.02.2023).

6. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - Москва : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. - 277 с.

7. Игнатович В. М. Электрические машины и трансформаторы: Учебное пособие / Игнатович В.М., Ройз Ш.С. - Томск:Изд-во Томского политех.

университета, 2013. - 182 с.

8. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.

9. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.

10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. 608с.

11. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. 104 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания - М.: Энергия, 2022. 69 с.

13. Рожин А. Н. Внутрицеховое электроснабжение : учеб. пособие для выполнения курсового и дипломного проектов / А. Н. Рожин, Н. С. Бакшаева ; Вятский гос. ун-т ; Электротехн. фак. ; каф. электроснабжения. - Гриф УМО; ВУЗ/изд. - Киров : Изд-во ВятГУ, 2006. - 259 с.

14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98 / [науч. ред. Б. Н. Неклепаев]. - Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 143 с.

15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

16. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / М. В. Голинец [и др.] ; под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1985. - 349 с.

17. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю. В. Степкина ; ТГУ ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 123 с.

18. Филиппишин В.Я. Монтаж силовых трансформаторов/ В.Я. Филиппишин, А.С. Туткевич. – М.:Энергоиздат, 1981.
19. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2015. 480 с.
20. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и 45 электроснабжению. – М.: Форум, Инфра. 2015. 136 с.
21. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению. – М.: Лань, 2019. 320 с.
22. Berg H. P. Reliability of main transformers / H. P. Berg, N. Frize - Germany: Bundesamt fur Strahlenschutz, 2012.
23. Bialek J.W. Tracing the Flow of Electricity. IEE Proc-Gener., Transm., and Distrib., vol. 143, pp. 310-320, Jul. 1996.
24. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. 1061 с.
25. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 с.
26. Steinmetz C. P. Theory and Calculation of Transient Electric Phenomena and Oscillations / C. P. Steinmetz: HardPress Publishing 2013, p. 740.