

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

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с
центром питания подстанция РП 11 в городе Благовещенск

Исполнитель

студент группы 942 узб

_____ Р.В. Дидук
(подпись, дата)

Руководитель

доктор техн.наук, профессор

_____ Н.В. Савина
(подпись, дата)

Консультант: по

безопасности и

экологичности

канд. техн. наук, доцент

_____ А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль

старший преподаватель

_____ Л.А. Мясоедов
(подпись, дата)

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Дидука Романа Валерьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция РП 11 в городе Благовещенск

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794 уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) в соответствии с графиком

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: количество, тип и мощность электроприемников

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика потребителей реконструкция распределительной сети., анализ существующей схемы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, кабельные линии, замена электрооборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 расчётно-графических листов А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 04.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна доктор техн.наук, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2023 _____ Дидук Р.В.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124 с., 28 таблиц, 14 рисунков,
113 формул, 33 источника

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА,
РАСЧЕТ ГОРОДСКИХ НАГРУЗОК, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ,
РЕКОНСТРУКЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ,
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗОЛЯТОР, ШИНА, ЯЧЕЙКА, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ,
ЭКСПЛИКАЦИЯ.

В данной выпускной квалификационной работе выполнен анализ существующих нагрузок части г. Благовещенск в районе РП 11, определены направления реконструкции и развития электроснабжения данной части города. Произведен расчет нагрузок по потребителям и сделан выбор сечений и типа кабельных линий, основного силового оборудования, устанавливаемого в РП 11 и ТП. Для проверки выбранного оборудования рассчитаны токи короткого замыкания, и определены уставки релейной защиты. Рассмотрены вопросы экологичности и чрезвычайных ситуаций.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика части города Благовещенск в районе РП 11	9
1.1 Краткое описание города и рассматриваемого района	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии части города Благовещенск	12
1.4 Перспектива развития рассматриваемой части города Благовещенск	14
2 Анализ существующей системы электроснабжения города	17
2.1 Источники питания и их анализ	17
2.2 Характеристика существующего РП 11	20
2.3 Анализ существующей системы электроснабжения с центром питания РП 11	20
2.4 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП	22
2.5 Исходные данные для расчета электрических нагрузок при реконструкции рассматриваемой схемы электроснабжения	23
3 Расчет электрических нагрузок	29
3.1 Расчет электрических нагрузок	29
3.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	29
3.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения	32
3.2 Расчет уличного освещения	35
4 Низковольтное электроснабжение	39
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	39
4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий	40
5 Выбор ТП	45
5.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	45
5.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	49
5.3 Расчет нагрузок ТП	51

6	Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения части города и их анализ	55
6.1	Анализ вариантов сети	56
6.2	Расчет потокораспределения в сети 10 кВ	59
6.3	Выбор кабельных линий напряжением 10 кВ	62
7	Расчет токов короткого замыкания	67
7.1	Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	67
8	Реконструкция РП -11	77
8.1	Выбор и проверка оборудования РП-11	77
8.1.1	Выбор и проверка выключателей на вводе в РП-11	78
8.1.2	Выбор и проверка секционного выключателя	81
8.1.3	Выбор и проверка выключателей на отходящих присоединениях	81
8.1.4	Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока 10 кВ	82
8.1.5	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	87
8.1.6	Выбор ограничителей перенапряжения	89
8.1.7.	Выбор опорных изоляторов	90
8.1.8	Выбор и проверка ошиновки	91
8.2	Выбор и проверка ТСН	93
8.3	Заземление подстанции РП-11	94
8.4	Выбор и проверка высоковольтной аппаратуры на ТП	101
8.4.1	Выбор плавких предохранителей	101
8.4.2	Выбор выключателей нагрузки	103
9	Релейная защита и автоматика, сигнализация в схеме электроснабжения	105
9.1	Выбор системы оперативного тока	105
9.2	Виды и типы релейной защиты	106
9.3	Релейная защита на РП 11	107
9.4	Релейная защита ТП	108

9.5 Автоматика	110
10 Безопасность и экологичность проекта	111
10.1 Безопасность	111
10.2 Экологичность	114
10.3 Чрезвычайные ситуации	117
Заключение	120
Библиографический список	122

ВВЕДЕНИЕ

Город Благовещенск расположен на границе двух государств: Российская Федерация и Китайская народная демократическая республика. В связи с чем долгое время город был пограничным и закрытым, что не могло не сказаться на особенностях его электроснабжения и компоновке самого города в 60-е годы при строительстве города.

Необходимость реконструкции именно данного района города Благовещенска возникла по нескольким причинам, в том числе это нехватка мощности у потребителя, связанная с неспособностью существующей схемы передать необходимую мощность. В настоящее время система электроснабжения города Благовещенска является системой, имеющей 3 уровня питающего напряжения 110-35-10 кВ.

В городской черте преобладающим потребителем является коммунально-бытовая и общественно-коммунальная нагрузка селитебной зоны. Учитывая многоэтажную застройку, преобладают потребители II категории надежности, к I категории относятся некоторые объекты городской больницы №3.

В данной выпускной квалификационной работе основной целью является формирование оптимальной системы электроснабжения части города Благовещенск в районе РП-11 на 2025 год. Замена устаревшего оборудования на новое с учетом актуальных нагрузок. Для выполнения данной цели в работе решаются следующие задачи:

- Определение существующих и перспективных нагрузок;
- Проверка существующего оборудования на перспективные нагрузки;
- Определение оптимальной схемы электроснабжения населения;
- Вычисление токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка оборудования, устанавливаемого на РП и ТП;
- Определение уставок релейной защиты оборудования;

-Анализ экологии района реконструкции и определение мер безопасности.

Определение расчетных нагрузок сети проведем по методу удельной нагрузки. Трансформаторы, устанавливаемые в ТП, рассчитываются по коэффициенту загрузки с учетом коэффициента одновременности нагрузок, и проверяются на нагрузочную способность в послеаварийном режиме.

Методом сравнения определяется оптимальный вариант схемы электроснабжения. Проводится расчет токов короткого замыкания и выбор силового оборудования. К оборудованию, которое необходимо выбрать, относятся: выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения, изоляторы, шинные конструкции, предохранители.

Для безопасности обслуживающего персонала и защиты окружающей среды необходимо разработать и реализовать меры безопасности, и экологичности.

В итоге по результатам анализа полученных данных в результате реконструкции должна получиться оптимальная схема электроснабжения части города Благовещенск, которая позволит безаварийно ее эксплуатировать ближайшие 10 лет, с возможностью перспективного роста электрической нагрузки без существенной замены оборудования.

При выполнении данной выпускной квалификационной работы использовалось следующее программное обеспечение: Windows, MS Office: Word, Excel, Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЧАСТИ ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК В РАЙОНЕ РП11

1.1 Краткое описание города и рассматриваемого района

Краткое описание города и рассматриваемого района дает понимание особенностей электроснабжения данного района и определяет основное направление для дальнейшего анализа существующих нагрузок и перспектив развития района.

Город Благовещенск расположен на крайнем юге Амурско-Зейской равнины, на левом берегу Амура, при впадении в него реки Зеи рядом с границей Китая. Район предполагаемого реконструирования системы электроснабжения 10-0,4 кВ расположен в городе Благовещенске, который является областным центром Амурской области, входящей в состав Российской Федерации. А также является крупным промышленным и культурным центром области. Численность населения города Благовещенск, по данным на начало 2022 год составляет около 241437 человек [5], жилой фонд порядка 4500 тыс. м² общей площади. В городе в преобладающем большинстве строятся многоэтажные жилые дома. Площадь города Благовещенск составляет порядка 321 квадратного километра [5]. Плотность населения составляет 53 человека на 1 км².

В административном отношении участок реконструкции расположен в Амурской области, в городе Благовещенске рядом с набережной реки Амур. Район города, который взят в реконструкцию относится к достаточно старым историческим районам города Благовещенск. К нему относятся небольшие кварталы с жилыми домами, небольшим включением коммунально бытовой нагрузки и рекреационная зона в виде парка отдыха.

Город Благовещенск относится к большим городам, у которых численность населения не превышает 250 тысяч человек. В России принято следующее деление городов по численности: крупные города (численность населения от 250 тысяч до 1 миллиона человек); большие

города (численность населения от 100 тысяч до 250 тысяч человек); средние города (численность населения от 50 тысяч до 100 тысяч человек); малые города и поселки (численность населения до 50 тысяч человек) [6].

Застройка района достаточно плотная, в связи, с чем размещение воздушных линий не представляется возможным. Свободных площадей нет. Ранее квартал был застроен частными домами, но со временем частные дома были снесены и на их месте построены многоквартирные жилые дома этажностью от 5 этажей и больше. При этом часть зданий сохранила свой первобытный вид, так как были признаны культурной ценностью, в связи, с чем при реконструкции системы электроснабжения придется учитывать данный фактор. Бытовой сектор реконструируемого района представлен офисами и небольшими магазинами. В районе обитает большое количество людей. Улицы в районе реконструкции расположены прямоугольно, заасфальтированы, коммуникации убраны под землю. Учитывая, что это исторический район города Благовещенск, улицы достаточно узкие, свободное пространство ограничено, имеет место быть тенденция по строительству высотных многоэтажек вместо существующих частных домов, которые сносятся.

Принятый для реконструкции район города Благовещенска является его древней и исторической частью, попадающей в селитебную зону. Район реконструкции ограничен следующими улицами: Калинина, Горького, Мухина и Краснофлотская. Внутри района реконструкции проходят улицы Комсомольская, Амурская, Зейская, переулок Релочный и улица Ленина.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Информация по климатическим характеристикам района реконструкции необходима для правильного выбора марки и типа устанавливаемого оборудования, так как климатические особенности разных районов сильно влияют на процессы изготовления оборудования и их конструктивные особенности.

По данным [21] и климатическим картам город Благовещенск относится к I климатическому району, подрайону 1А, климатические условия соответствуют III району по ветру; и II по гололеду [21].

Город Благовещенск Амурской области характеризуется умеренно-муссонным климатом с холодной зимой и умеренно-теплым летом. В зимний период преобладает юго-западный ветер, а в летний период – северные ветра.

Согласно СП 14.13330.2011 [28], по картам общего сейсмического районирования территории РФ ОСР-97-А, ОСР-97-В, ОСР-97-С с вероятностью 10%, 5%, 1% расчетная сейсмическая интенсивность района изысканий 6, 6, 7 баллов соответственно.

В геологическом строении район реконструкции города Благовещенск, представлен суглинками и песками мелкими, крупными и гравелистыми. Эти отложения подстилаются глиной, песками крупными. Так для глины 60 Ом^м, для умеренно увлажненного песка от 60 до 130 Ом^м. Местность в районе РП-11 равнинная, достаточно давно устоявшаяся и совершенно характерная для городской черты.

Таблица 1 - Климатические характеристики

Характеристика	Параметр
1	2
средняя температура за год	0°С
абсолютная минимальная температура	-45°С
абсолютная максимальная температура	+ 41°С
средняя наиболее холодной пятидневки (расчетная температура отопления)	- 34°С
средняя наиболее холодного периода (расчетная температура для вентиляции)	- 25°С
средняя температура наиболее холодного месяца	- 24,3°С
средняя температура за отопительный период	- 11,5°С

Продолжение таблицы 1

1	2
район по весу снегового покрытия	I 80 кг/м ²
высоте снежного покрова	8 см в январе-феврале
район по давлению ветра	III
скоростной напор ветра среднесуточный максимум	20 м/с
район по толщине стенки гололеда	III
нормативная толщина стенки гололеда,	C 15 мм;
средняя месячная относительная влажность теплого периода	75%;
количество осадков за апрель- октябрь месяц теплого периода	513 мм;
среднее число грозových часов	70,4
максимальное число грозových часов	105
двухслойная модель грунта	глина/песок
сопротивление грунта	60/80 Ом ⁰ м
климатический район строительства	1А

По результатам анализа температурных характеристик города Благовещенска можно сделать выводы, что продолжительность отопительного периода в городе Благовещенск составляет порядка 212 суток (5088 часов) из 365 суток в календарном году, итого без отопления 153 суток, что составляет 5 месяцев в году которые приходятся на лето 3 месяца и месяц весны, и месяц осени.

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии части города Благовещенск

Информация по характеристикам электрической нагрузки в районе реконструкции и ее анализ в последующем позволит правильно выполнить расчеты электрической нагрузки, которые лягут в основу всей выпускной квалификационной работы, в том числе при выборе мощностей силовых трансформаторов и анализе их загрузки.

В данном районе расположена коммунально-бытовая нагрузка и небольшое включение общественно-коммунальной нагрузки. В жилой

застройке преобладает смешанная застройка, а именно частные дома и жилые дома в 5-9 этажей. Большое количество магазинов и мелких предприятий в виде обувных, ремонтных мастерских, салонов цветов, магазинов по продаже алкогольной продукции. Данный район города можно отнести к селитебной зоне. Селитебная зона — это территория, предназначенная для жилых и общественных зданий, дорог, улиц и площадей в пределах городов и посёлков городского типа [16].

Крупный промышленный потребитель в данной селитебной зоне города Благовещенска отсутствует, имеется небольшое включение моторной нагрузки в виде автомоек и шиномонтажных предприятий. Весь жилой сектор, дома, коттеджи и многоквартирные дома оборудованы электрическими плитами. Также в район проектирования попадает городской парк культуры и отдыха, церковь, драмтеатр, ряд кафе и кофеен, детские сады, баня, прачечные, много офисных помещений,

Анализируя характер нагрузки и потребителей в соответствии с Правилами устройства Электроустановок по надежности можно отнести ко II категории по надежности. За исключением здания городской больницы № 3, у которой присутствуют электроустановки, относящиеся к первой категории надежности. В данном здании на сегодня расположены различные медицинские учреждения такие как: Белая роза, Амур КТ, Амурский лазер.

При этом приходится учитывать, что жилые многоэтажные дома являются смешанной нагрузкой, так как в них встроены магазины, жилые здания со встроенными офисными помещениями. Также в данном районе в единичных экземплярах присутствуют общественные здания, к которым относятся: школы, детские сады, драмтеатр, офисы, кафе, церковь, гаражи, библиотека; все вышеперечисленные общественные здания относятся к 3-й категории надежности.

Нагрузки многоэтажных жилых зданий детально посчитать обычно сложно, поэтому для анализа обычно берется удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий из [8] и с

учетом коэффициентов спроса лифтовых установок жилых зданий, коэффициентов спроса электродвигателей санитарно-технических устройств, а также коэффициентов участия в максимуме нагрузки других встроенных в жилое здание нагрузок находится расчетная нагрузка жилого здания. Все эти коэффициенты для расчета нагрузок мы возьмем из электротехнического справочника том 3 [8]. Также в электротехническом справочнике есть коэффициенты мощности для всех типов нагрузки. так для многоквартирных домов с электрическими плитами $\cos\varphi$ составляет 0,98, а $\operatorname{tg}\varphi$ равен 0,2. Для предприятий торговли $\cos\varphi$ варьируется от 0,8 до 0,9, соответственно $\operatorname{tg}\varphi$ от 0,43 до 0,7 в зависимости от характеристик магазина с кондиционером или без.

Там же имеются данные по удельным расчетным нагрузкам общественных зданий, в том числе аналогичных тем, что расположены в реконструируемом квартале города Благовещенска.

Отопление в районе реконструкции централизованное от городской БТЭЦ, в связи, с чем нагрузки на электрическое отопление в данном секторе отсутствуют.

По улицам Комсомольская и Зейская присутствует ряд многоэтажных домов с лифтовыми установками, которые необходимо будет учитывать при расчете нагрузок.

1.4 Перспектива развития рассматриваемой части города Благовещенск

Информация о возможном развитии рассматриваемого района города Благовещенска требуется для понимания дальнейших перспектив развития в области электроэнергетики, определения роста нагрузки, которую в будущем потребуется подключать в системе электроснабжения и анализа возможностей существующей сети.

Данный район города Благовещенск был застроен достаточно давно, в связи, с чем на данный момент его инфраструктура не в полном объеме удовлетворяет современным требованиям по комфорту и удобству

проживания отдыха и наличие необходимой инфраструктуры. В связи, с чем планируется реконструкция района, с заменой существующих частных жилых домов на более современные многоквартирные комплексы. Уровень жизни существующего населения также неизменно растет в связи с ростом жизни.

Роста электрических нагрузок связан со сносом старых деревянных частных домов и строительством на освободившейся территории жилых комплексов, в 16 и 15 кварталах. Строительство многоквартирных высотных зданий подразумевает увеличение потребления нагрузки, в связи с появлением лифтовых установок и увеличением количества, проживаемого в данном квартале населения.

При этом особое внимание уделяется домам, представляющим собой архитектурную ценность. В соответствии с требованиями Министерства культуры данные здания запрещено сносить или вносить серьезные изменения в их облик. Однако данное требование не относится к внутреннему состоянию зданий, в связи, с чем в соответствии с мастер-планом развития города Благовещенска в период с 2023 по 2027 года планируется внутренняя реконструкция следующих зданий:

- в 13 квартале: Здание драмтеатра, здание представляющее историческую ценность в городском парке (дом губернатора), жилого дома № 150.

- в 15 квартале: церковь, жилого дома 256Б;

- в 17 квартале: здание №254 и № 256;

- в 19 квартале: в связи со сменой собственника планируется реконструкция и ремонт гостиницы Зея, здание больницы № 3, жилой дом № 4.

- в 20 квартале: полиграфическое издательство «Зея», библиотека № 3/1.

- в 21 квартале: научный центр № 1, здание банка.

- в 22 квартале: здание № 22, жилой дом 11/1.

- в 23 квартале: детский сад, жилой дом № 52, здание налоговой.

По всем вышеперечисленным зданиям планируется реконструкция или новое строительство взамен данных зданий. При этом учитывая плотную застройку, увеличения земельных площадей не планируется. Вся реконструкция будет происходить в пределах имеющихся площадей, с максимальным использованием существующих трасс линий электроснабжения, отопления, канализации и водопроводов.

По всем вновь строящимся и реконструируемым зданиям будет происходить увеличение электрической нагрузки, в связи, с чем ее необходимо пересчитать в соответствии с рекомендациями по проектированию городских электрических нагрузок [12]. Остальные существующие здания также пересчитаем по электрической нагрузке учитывая их возможную перспективу.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

Знание и анализ существующей системы электроснабжения части города Благовещенска в районе РП 11, где предполагается реконструкция позволит более точно определить узкие места существующей схемы и направить реконструкцию в нужное русло, исключив замену либо установку излишнего оборудования взамен того, которое еще может послужить. Что позволит избежать лишних затрат на необоснованную реконструкцию.

2.1 Источники питания и их анализ

Знание характеристик источника питания позволяет определить соответствие центра питания нагрузке реконструируемого района по категоричности и качеству электроэнергии. Что в свою очередь дает понимание необходимости или отсутствию необходимости в реконструкции источника питания.

Источником питания потребителей в районе РП 11, является подстанция 110 кВ Западная от которой по двум кабельным линиям подключен распределительный пункт, установленный в 21 квартале. Схема подстанции представлена на рисунке 1.

На ПС 110 кВ Западная на данный момент установлено следующее оборудование:

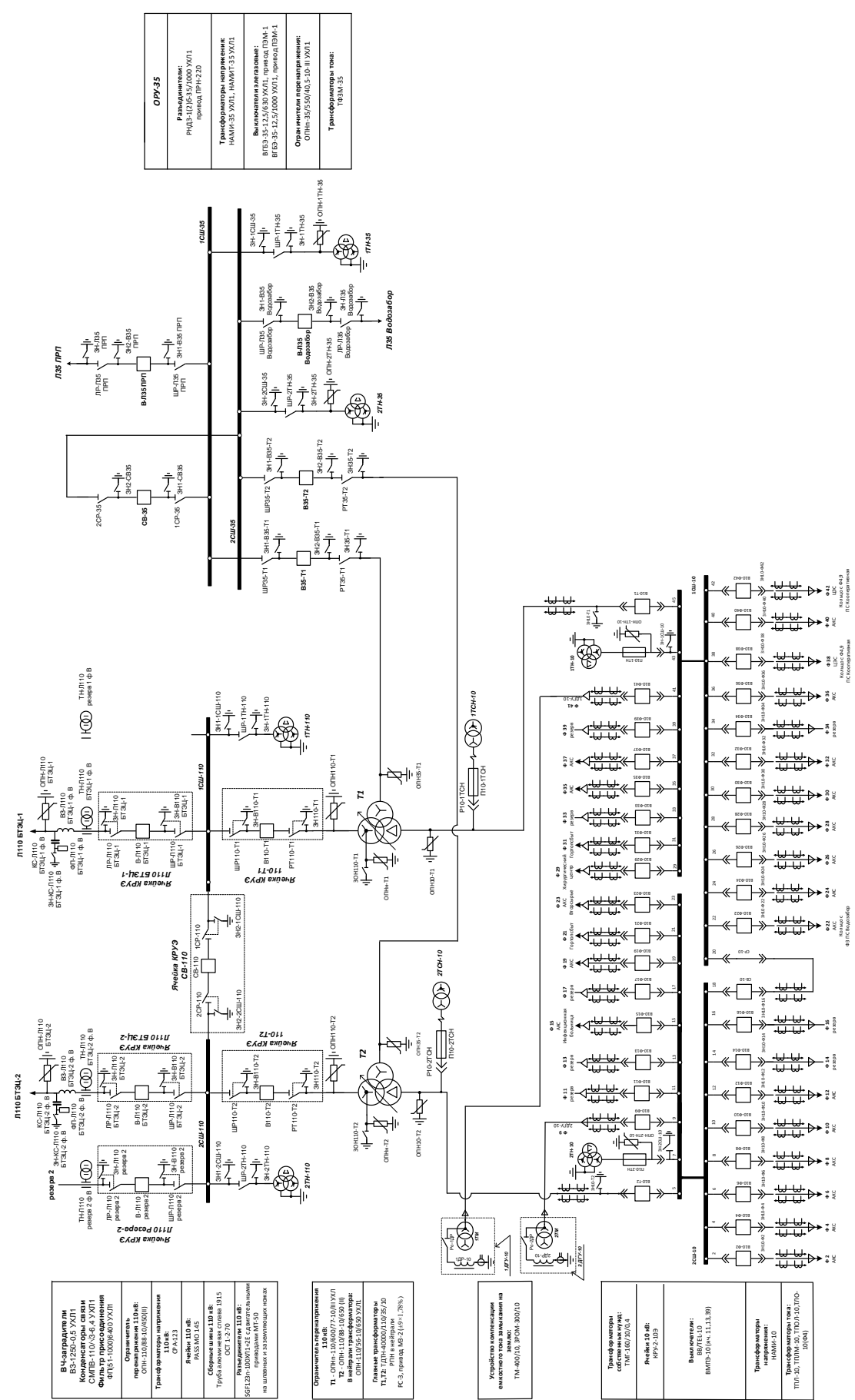
- силовые трансформаторы типа ТДТН-40000/110/35/10 кВ;

Распределительное устройство 110 кВ:

- схема одна секционированная система шин;
- комплект ячеек PASS MO 145 с элегазовыми выключателями 5 шт;
- открытое распределительное устройство модульного исполнения;
- трансформаторы напряжения СРА123 2 шт;
- Разъединители 110 кВ SGF123n-100ХЛ1+2Е;

Распределительное устройство 35 кВ:

- схема одна секционированная система шин;



ОРУ-35
Разъединитель: РНДЗ-12/163/1000 УХЛ1 привод ПРН-1230
Трансформатор напряжения: ТНМ-35 УХЛ1, ТНМТЛ-35 УХЛ1
Выключатель нагрузки: ВЛЭЗ-35-12,5/630 УХЛ1, привод ПЭМ-1 ВЛЭЗ-35-12,5/1000 УХЛ1, привод ПЭМ-1
Ограничитель перенапряжения: ОЛН-35/50/405-10 III УХЛ1
Трансформатор тока: ТЭМ-35

В-защита цепи ВЛЭЗ-110: Контурный выключатель СВМВ-110/56,4 УХЛ1 Фильтр присоединения ФНЧ-110ВФ-УХЛ1
Ограничитель перенапряжения: ОЛН-110/80/450/0/0/1
Трансформатор напряжения: ТНМ-110
Трансформатор тока: ТЭМ-110
Оборудование 10 кВ: РАС-10/2-145
Оборудование 30 кВ: ТРУБ-30/12-20/115
Разъединитель 10 кВ: СГ-12/10/0001/12К-1/2/2 на шинах и в разветвлениях шин

Ограничитель перенапряжения 110 кВ: ОЛН-110/80/7,2/0/0/0/1 Внутри трансформатора: ОЛН-110/55-10/65 УХЛ1
Линейные трансформаторы: ТЛЗ-ТН-4000/10/35/10 ТЛЗ-ТН-4000/10/5-10 КС-3, привода МБ-2 (30-1,28%)

Устройство самозащиты внешнего питания на ямале: ТН-400/10, ЭРОН-300/10

Трансформаторы собственного питания на ямале: ТНМ-160/10/0,4 РНЭ-2-103
Высшие ступени: ВВ/ВЛЭЗ ВМЭР-3/10-11,3,3(3)
Трансформаторы напряжения: ТНМ-110
Трансформатор тока: ТТ-10, ТТМ-10, ТТО-10/10/10, ШТ-10

Рисунок 1 – Схема подстанции 110 кВ Западная

- выключатели ВГБЭ-35-12,5-1000 УХЛ1 – 5 шт;
- Трансформаторы напряжения НАМИ-35 УХЛ1 2 шт;
- Трансформаторы тока: ТФЗМ-35;
- Разъединители: РНДЗ-1(2)б-35/1000 УХЛ1;

Распределительное устройство 10 кВ:

- схема одна секционированная система шин;
- Ячейки 10 кВ: КРУ-2-10Э;
- Выключатели: ВВ/TEL-10 – 37 шт;
- Трансформаторы напряжения: НАМИ-10 – 2 шт;
- Трансформаторы тока: ТПЛ-10, ТПЛМ-10, ТПОЛ-10;
- Трансформаторы собственных нужд: ТМГ-160/10/0,4 – 2 шт.
- Устройство компенсации емкостного тока замыкания на землю ТМ-400/10, ЗРОМ-300/10 – 2 шт.

По стороне 110 кВ проведена полная реконструкция с заменой оборудования. По стороне 35 кВ подстанция схема подстанции у нас одна секционированная система шин. Резерв в послеаварийном режиме от ПС 35 кВ ПРП и ПС 35 кВ Водозабор. На стороне 10 кВ у нас одна секционированная система шин, ячейки установлены в кирпичном здании типа КРУ-2-10Э, с вакуумными выключателями ВВ/TEL, но ряд выключателей остался масляные. От подстанции питается большая часть города Благовещенска. Так как реконструкция подстанции 110 кВ Западная была выполнена недавно, то не требует какой-либо реконструкции или замены в рамках данной выпускной квалификационной работы.

По результатам анализа источника питания в виде ПС 110 кВ Западная, можно сделать выводы, что запаса мощности на существующей подстанции достаточно, оборудование установлено свежее и не требует замены в связи с реконструкцией района РП 11. Распределительный пункт подключен 2 фидерами 10 кВ идущими от разных секций шин к РП-11 являющемуся центром питания рассматриваемого района города.

2.2 Характеристика существующего РП 11

Характеристика существующей схемы необходима для оценки его технического состояния и определения путей его реконструкции либо замены целиком.

РП 11 представляет собой капитальное кирпичное здание, установленное на фундамент, с металлическими дверями. Стены здания находятся в удовлетворительном состоянии, трещин нет. Фундамент не повело, целый и не требуется его замена. Двери и дверные косяки немного повело. Крыша кирпичного здания протекает в ряде мест и тоже требует замены.

Внутри здания установлено распределительное устройство 10 кВ реализованное на ячейках КСО-366 с выключателями нагрузки. Выключатели нагрузки были установлены достаточно давно и на данный момент выработали свой ресурс. Автоматизация на выключателях нагрузки отсутствует. Переключения в ячейках осуществляются оперативным персоналом вручную, в соответствии с бланками переключений. Релейная защита реализована на электромеханических реле и требует замены на более современные микропроцессорные устройства.

При этом, так как существующее здание находится в удовлетворительном состоянии, полная его замена не требуется, будет достаточно капитального ремонта здания и установки нового силового оборудования взамен существующих ячеек РП 11.

2.3 Анализ существующей системы электроснабжения с центром питания РП 11

Существующая система электроснабжения выполнена кабельными линиями, проложенными в земле по радиальной схеме. Графически схема электроснабжения представлена на рисунке 2.

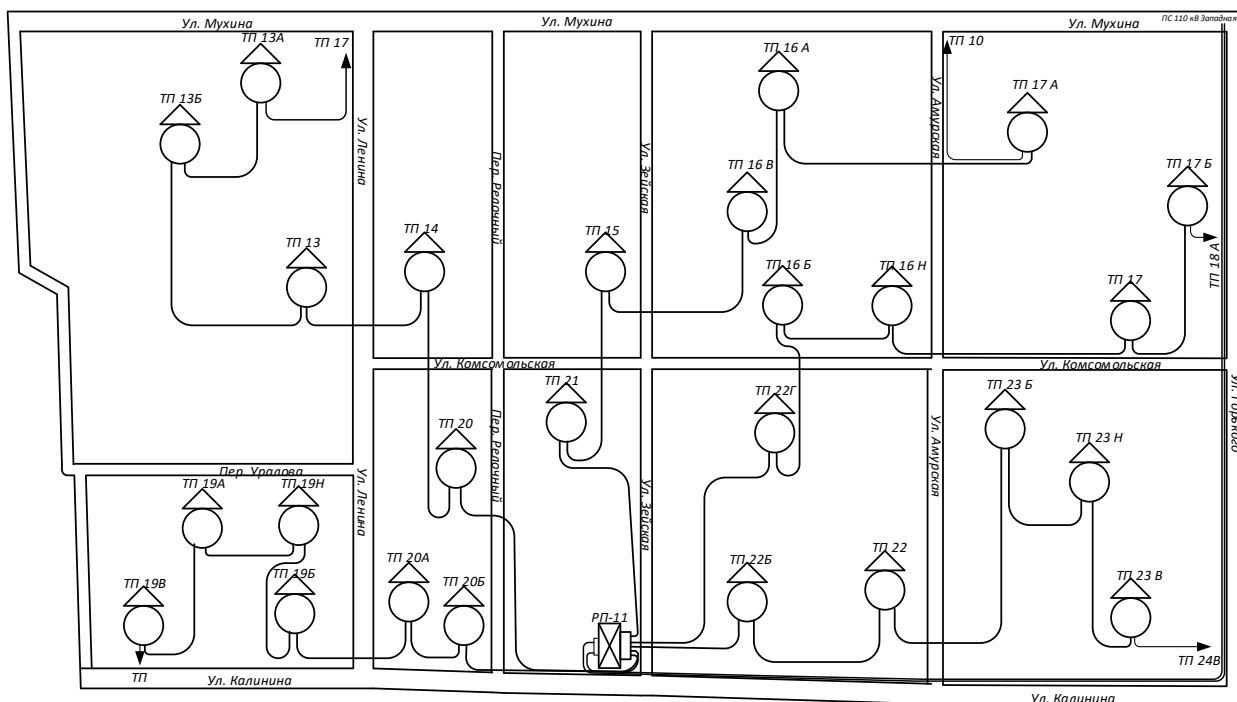


Рисунок 2 – Существующая схема электроснабжения

Минусами существующей схемы электроснабжения является их большая протяженность, так как потребители подключаются последовательно по цепочке. Так как для подключения по радиальной схеме к каждому приемнику электрической энергии нужно прокладывать отдельный кабель. Что влечет за собой применение кабелей большего сечения, так как кабель на головном участке должен выдерживать всю нагрузку, подключенную к отходящему фидеру. Соответственно и коммутационная аппаратура используется для больших токов. Также из-за длинных радиальных линий у нас в сети увеличенные потери электроэнергии. Чем больше длина кабеля, тем больше его активное сопротивление, а значит, тем больше потери. Кроме того, с увеличением длины кабеля тем большее влияние на полное сопротивление будет иметь его индуктивность, что также приводит к росту потерь.

На данный момент сети 10 кВ выполнены устаревшими кабелями типа ААБл, большого сечения от 120 до 240 мм², проложенных в земле. И на данный момент имеющих повышенные потери вследствие использования в свое время некачественных кабельных разделок (муфт), которые по

прошествии определенного времени выходят из строя «стреляют» и их приходится заменять на современные.

В связи с вышеизложенным при анализе нагрузок и последующем выборе оптимальной схемы питания трансформаторных подстанций необходимо учитывать минусы существующей сети.

2.4 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП

Анализ существующей загрузки силовых трансформаторов позволит определить возможность подключения к ТП новых потребителей или увеличения мощности существующих нагрузок, а также укажет на слабые закрытые центры питания, где необходима замена силовых трансформаторов на более мощные.

Существующие трансформаторные подстанции при строительстве города были выполнены в капитальных кирпичных зданиях на фундаментах. Преобладающее большинство нагрузок относится к бытовой и коммунально-бытовой нагрузке. Данные по существующим трансформаторным подстанциям, приведены в таблице ниже. На всех ТП установлены масляные трансформаторы.

Таблица 2 - Существующие ТП в районе реконструкции

Номер ТП	Мощность трансформаторов, кВА	Кол-во тран-в
13, 19Б, 19В, 20, 22Б	630	2
13А, 13Б, 14, 15, 16Б, 17, 17А, 17Б, 19А, 21, 22Г, 23Б, 23Н	400	2
16А, 20А, 22	400	1
16В	250	1
16Н, 20Б	315	1
19Н	1000	1
23В	180	1

В подстанциях установлены масляные силовые трансформаторы типа ТМ с расширительными баками 70-х годов выпуска. После строительства данного жилого района силовые трансформаторы не менялись, при этом характер и величина нагрузки за 50 лет значительно изменились, в связи с

чем целесообразно провести расчет существующей нагрузки и сравнить ее с установленными трансформаторами.

Распределительное устройство 10 кВ высокого класса напряжения на подстанциях в большинстве ТП реализовано на базе ячеек КСО с выключателями нагрузки. Выключатели нагрузки исчерпали свой ресурс и на данный момент не позволяют отключать нагрузочные токи, их используют только в качестве разъединителей, для создания видимого разрыва в цепи.

Распределительное устройство 0,4 кВ низкого напряжения реализованы на базе шкафов ЩО-70 с рубильниками и предохранителями. Износ распределительного устройства 0,4 кВ составляет более 80%, в связи, с чем при скачках напряжения или резкого увеличения нагрузки происходит выход из строя.

Распределительные устройства такого типа не позволяют реализовать селективную защиту кабельных линий 10/0,4 кВ и их оперативное восстановление, в связи, с чем требуется поэтапная замена на аппаратную базу современного типа.

2.5 Исходные данные для расчета электрических нагрузок при реконструкции рассматриваемой схемы электроснабжения

В соответствии с перспективой развития системы электроснабжения г. Благовещенск, по данным ООО «АКС» в кварталах 13-17, 19-23 свободная трансформаторная мощность на подстанциях отсутствует. Следовательно, для подключения новых потребителей необходимо произвести расчет электрических нагрузок на ТП в данных кварталах, в соответствии с нормативными документами [12].

Для этого необходимо рассмотреть экспликацию зданий и сооружений. Приведем описание всех потребителей в единую таблицу с указанием характеристик потребителей. В районе города Благовещенск попадающем под реконструкцию в основном расположены жилые дома с небольшим включением коммунально-бытовой нагрузки представляющей собой школу, магазины, офисные помещения, кафе, гостиница и другие общественные

здания. Расположение потребителей относительно ТП и по кварталам приведено на листе 1 графической части.

Экспликация зданий в кварталах, попадающих под переустройство указана в таблице 3.

Таблица 3 – Экспликация зданий и сооружений

Наименование	количество	№ на карте города	Количественная характеристика потребителя (к-во квартир. Площадь м ² , Посещаемость)
квартал 13			
Жилой дом	7	1,3, 3/1, 5, 5/1, 6, 154,2	64, 80, 80, 80, 40, 45, 24
Школа	1	7	600 чел
Жилой дом/магазин	1	154	130/600 м ²
Драмтеатр	1	146	1035
Жилой дом с 4-мя лифтами	1	150/1	120
Спортзал/офисные помещения	1	152	150/100 м ²
Склад/офисные помещения	1	152/1	200/50
Жилой дом/офисные помещения	1	150	120
Жилой дом/магазин	1	148	18/50 м ²
историческое здание	1	144	150
квартал 14			
Жилой дом	1	2	48
Магазин	1	2/1	80 м ²
Жилой дом/салон красоты	1	191	16/15 чел.
Жилой дом/магазин	1	193	48/400 м ²
Коттедж	4	193А, 17, 32-30/2, 26-30/1	1
Кафе	1	195А	50 чел.
Жилой дом/магазин	1	197	100/500 м ²

Продолжение таблицы 3

Жилой дом	1	13	80
Офисные помещения	1	15	200 м ²
Автомойка	1	24	1997 м ²
Жилой дом	2	22А, 22	8, 8
квартал 15			
Офисные помещения	1	8	360
Детский сад	1	10	150
Жилой дом	4	246А, 246Б, 250, 252	18, 18, 40, 60
Коттедж	3	23-27, 27А- 21А, 21-17	4, 6, 3
Церковь	1	15	865,69 м ²
квартал 16			
Коттедж	5	29-275, 263-265,14, 18-20, 12	4, 2, 1, 1, 3
Жилой дом	1	267	8
Баня/прачечная	1	261	2100 м ²
Офисные помещения	1	259	280 м ²
Гаражи	7	12/1	1
Жилой дом, с 7 лифтами	1	16	280
Жилой дом, с 5 лифтами	1	230	143
Жилой дом	2	232, 273	40
Жилой дом/магазин, с 5 лифтами	1	240	180/600 м ²
Жилой дом/магазин, с 5 лифтами	1	31	200/280 м ²
Жилой дом/магазин, с 3 лифтами	1	29/1	180/700 м ²
Гаражи	1	20/1	30
Жилой дом	2	277, 279	120
Жилой дом/магазин, с 5 лифтами	1	234	180/600 м ²
квартал 17			
Коттеджи	8	281-291	1
Коттеджи	4	275-279	1
Жилой дом/магазин	1	273	89/ 70 м ²

Продолжение таблицы 3

Коттеджи	8	34-271	1
Жилой дом/магазин	1	36	96/168
Автостоянка/офисные помещения	1	252	1800/668 м ²
Коттедж	2	254, 256	1
Жилой дом, с 4 лифтами	1	258	140
Коттеджи	12	262-59А, 49-57	1
Жилой дом	1	277/2	140
Жилой дом	1	260	120
Жилой дом, с 4 лифтами	1	51/1	140
квартал 19			
Гостиница, с 4 лифтами	1	136	209чел
Кафе	1	138	40
Офисные помещения	1	140/1	480 м ²
офисные помещения	1	142	1660 м ²
Жилой дом/ офисные помещения	1	9	80/140 м ²
Жилой дом	1	5, 5/1	24
Офисные помещения	1	5/2	540 м ²
Жилой дом	1	140	96
Здание больницы, с 3 лифтами	1	3,1,155	590 чел
Жилой дом/кафе	1	153	54/60
Жилой дом/офисные помещения, с 2 лифтами	1	151	84/ 540 м ²
Жилой дом	1	2	32
Офисные помещения	1	2/2	240 м ²
Жилой дом, с 4 лифтами	1	4	140
Гаражи	1	2/3	28
квартал 20			
Жилой дом/офисные помещения	1	189	80/190 м ²
Офисные помещения	1	187	450 м ²
Жилой дом/магазин	1	185	60/340 м ²
Офисные помещения	1	181	1423,83 м ²
Полиграфическое издательство	1	179	2064 м ²
Офисные помещения	1	10А	250 м ²
Гаражи	1	12/1	14 шт.
Жилой дом/офисные помещения	1	12	18/70м ²
Жилой дом	5	4, 10, 12, 18, 3	100, 40, 40, 24, 180
Библиотека	1	3/1	810 м ²
Гаражи	1	3/2	12 шт.
квартал 21			
Жилой дом	1	9	80
Жилой дом	1	5	120
Офисные помещения	1	3	672 м ²
Научный центр/офисные помещения	1	1	2200 м ²

Продолжение таблицы 3

Коттеджи	7	232-238А	1
Банк	1	240	2600 м ²
Деревянное здание	1	9/1	1
Жилой дом/магазин	1	7	60/400 м ²
Гаражи	1	5/1	30 шт.
квартал 22			
Жилой дом/офисные помещения	1	11	60/560 м ²
Жилой дом/магазин	1	253	60/400м ²
Жилой дом	1	249	24
Жилой дом	1	247	24
Коттедж	11	-	245, 245/1, 30, 32, 34, 36, 212, 216, 25, 251А, 25
Офисные помещения	1	245/2	198 м ²
Офисные помещения	1	22	2300 м ²
Жилой дом	1	28	68
Жилой дом	1	38, 11/1	60
Школа	1	21	600
квартал 23			
Коттедж	3	269	1
Жилой дом	1	263	120
Детский сад	1	261	250
Жилой дом	1	259	40
Офисные помещения	1	259/1	360 м ²
Коттеджи	10	50-253	1
Офисные помещения	1	257	800 м ²
Жилой дом торговый комплекс, с 4 лифтами	1	52	168/1200 м ²
Коттедж	1	238, 238б, 240/2	1
Жилой дом	1	236/2	30
Офисные помещения	1	240/3	630 м ²
Здание налоговой инспекции	1	240	1500 м ²
Жилой дом	1	240/1	48
Жилой дом	8	240/4	1
Коттеджи	11	29-244	1

Как видно из экспликации, существующая часть города Благовещенска представляет собой типичную для всех городов смесь жилого сектора с коммунально-бытовой нагрузкой в виде офисных зданий, магазинов, библиотеки, парка отдыха. Во многих многоквартирных домах на первых этажах расположены социальные помещения: магазины, аптеки, салоны красоты, парикмахерские, офисные помещения.

Учитывая, что городские сети с момента постройки до настоящего времени никто ни разу так и не реконструировал, а только осуществлялась эксплуатация электрической сети и замена вышедших из строя элементов сети, то в настоящее время очень остро стоит вопрос замены всей кабельно-проводниковой продукции, с реконструкцией, или заменой трансформаторных подстанций и строительством центра питания, для возможности перераспределения нагрузок.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок

После проведенного анализа существующей схемы, источника питания и характеристик потребителей можно приступить к расчету электрических нагрузок. Данные расчетов нагрузок необходимы для дальнейших расчетов и подбора оборудования под необходимую нагрузку, полученную в результате расчетов, проведенных в данном разделе.

Сам расчет будем вести в соответствии с инструкцией по проектированию городских электрических сетей [12]. Данная инструкция распространяется как на строящиеся электрические сети городов, так и на реконструируемые существующие сети городов, районов и микрорайонов, а также поселков городского типа. Инструкция распространяется на сети напряжением до 1000 В и выше 1000 В, всех видов и типов собственности, в том числе частные и ведомственные.

3.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчет электрических нагрузок жилых зданий в соответствии с инструкцией по проектированию ведется учитывая, что вся нагрузка уже приведена к вводному распределительному устройству жилого здания по следующей формуле:

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

где $P_{\text{кв. уд.}}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/квартира, берется из инструкции по проектированию городских электрических сетей [12];

n - количество квартир, берется из ранее составленной экспликации шт.

Сводная суммарная расчетная нагрузка электроприемников P_c , кВт, приведенная к вводному распределительному устройству жилого дома, находится по следующей формуле:

$$P_c = P_{p.l} + P_{ст.у}; \quad (2)$$

где $P_{p.l}$ – мощность установленных в здании лифтовых установок, кВт;

$P_{ст.у}$ – мощность установленных в здании электродвигателей коммунальной нагрузки: насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок $P_{p.l}$, кВт, находится по следующей формуле:

$$P_{p.l} = k'_c \sum_1^{n_l} P_{ni}; \quad (3)$$

где k'_c - коэффициент спроса, берется из инструкции [12];

n_l - количество лифтовых установок, берется из экспликации, шт;

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта [7], кВт.

Нагрузки установленных в здании коммунально-бытовых потребителей: электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$, кВт, находятся по следующей формуле:

$$P_{ст.у} = k''_c \sum_1^n P_{ст.у}; \quad (4)$$

где k''_c - коэффициент спроса, берется из инструкции по проектированию [12];

n - количество двигателей берется из экспликации, согласно зданию и типовой нагрузке, шт ;

$P_{ст.у}$ - установленная мощность электродвигателя, берется из справочника [8], кВт.

Резервные электродвигатели и потребители противопожарных устройств в расчетную нагрузку, при расчете не входят.

Соответственно полная расчетная электрическая нагрузка многоквартирного жилого дома суммарная квартир и силовых электроприемников P_p , кВт, находится по следующей формуле:

$$P_p = P_{\text{кв}} + k_y P_c; \quad (5)$$

где $P_{\text{кв}}$ - расчетная электрическая нагрузка каждой квартиры, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c - расчетная нагрузка коммунально бытовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия меньшей составляющей нагрузки в максимуме нагрузки силовых электроприемников, в соответствии с инструкцией по проектированию городских электрических сетей равный $k_y = 0,9$ [12].

Реактивная нагрузка жилого дома на вводе в жилой дом, находится с учетом всех аналогичных составляющих, по реактивной части с учетом коэффициента реактивной мощности по следующей формуле:

$$Q_p = P_{\text{кв}} \cdot \text{tg} \varphi + k_y (P_{\text{р.л}} \cdot \text{tg} \varphi + P_{\text{ст.у}} \cdot \text{tg} \varphi); \quad (6)$$

где $\text{tg} \varphi$ - коэффициенты реактивной мощности, берется в соответствии с инструкцией [7];

$P_{\text{кв}}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, находится по формулам, указанным выше, кВт;

$P_{\text{р.л}}$ - мощность лифтовых установок зданий, кВт;

$P_{\text{ст.у}}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Соответственно полная потребляемая мощность многоквартирного жилого дома S_p , кВА, находится по формуле полной мощности приведенной ниже:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (7)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка многоквартирного жилого дома суммарно квартир и силовых электроприемников, кВт;

Q_p - расчетная электрическая реактивная нагрузка жилого дома суммарно квартир и силовых электроприемников, квар.

Произведем расчет на примере одного из домов в 13 квартале, а именно дома под номером 1 в котором у нас 64 квартиры, бытовой нагрузки в данном доме нет:

$$P_{кв} = 1,29 \cdot 64 = 82,6 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 82,6 \cdot 0,29 = 23,94;$$

$$S_p = \sqrt{82,6^2 + 23,94^2} = 86 \text{ кВА};$$

3.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

Немного по другому рассчитывается электрическая нагрузка, приведенная к вводу устройству жилого дома, если в него встроены объекты коммунально-бытового назначения. Тогда расчет будет вестись по следующим формулам.

$$P_{ж.д. общ} = P_{ж.д} + K_{н.м.} \cdot P_{общ}; \quad (8)$$

где $P_{ж.д. общ}$ - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

$P_{общ}$ — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом;

$K_{н.м.}$ — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Согласно инструкции по проектированию городских электрических сетей [12] расчетная электрическая нагрузка общественного здания P , кВт, определяется:

$$P = P_{уд} \cdot m ; \quad (9)$$

где $P_{уд}$ - удельная нагрузка здания, или преобладающего направления нагрузки, а именно:

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м²;

- для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, клубов, больниц и т.п., кВт/место;

- для прачечных, кВт/кг вещей;

m – соответственно в зависимости от направления характера нагрузки:

- площадь, м²;

- количество мест, место;

- масса вещей, кг.

После чего можно найти расчетная реактивная мощность здания Q_p кВар, которая находится по следующей формуле, учитывающей расчетную активную мощность и коэффициент реактивной мощности:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (10)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка общественного здания в зависимости от характера нагрузки, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент реактивной мощности общественного здания, взятый из инструкции [8].

Для расчетов принимаем укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий из инструкции по проектированию городских электрических сетей по [8].

Полная расчетная мощность S_p , кВА, определяются по формуле полной мощности как корень квадратный из квадратов суммы активной и реактивной расчетных мощностей соответственно.

Произведём расчёт для жилого дома со встроенным магазином Кэш энд Кэрри под номером 154 в 13 квартале:

$$P_{ж.д.общ} = 1,06 \cdot 130 + 0,5 \cdot 0,25 \cdot 600 = 212,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{ж.д.общ} = 1,06 \cdot 130 \cdot 0,29 + 0,5 \cdot 0,25 \cdot 600 \cdot 0,75 = 152,46 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{212,8^2 + 152,46^2} = 262 \text{ кВА};$$

Расчеты для всех объектов ведутся по вышеуказанным формулам, результаты расчёта по 13 кварталу приведем в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет нагрузок 13 квартала

№ п/п	Наименование потребителя	№ на плане	P_u , кВт	$\text{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Жилой дом	1	1,29	0,29	82,6	23,94	86
2	Жилой дом	3	1,18	0,29	94,4	27,38	98,3
3	Жилой дом	3/1	1,18	0,29	94,4	27,38	98,3
4	Жилой дом	5	1,18	0,29	94,4	27,38	98,3
5	Жилой дом	5/1	1,4	0,29	56	16,24	58,31
6	Школа	7	0,25	0,38	150	57	160,5
7	Жилой дом	6	1,37	0,29	61,65	17,88	64,19
8	Жилой дом	154/2	1,8	0,29	43,2	12,53	45
9	Жилой дом/магазин «Кэш энд Кэрри»	154	1,06 0,25	0,29 0,75	212,8	152,46	262
10	Жилой дом	150/1	1,06	0,29	218,4	63,34	227,4
11	Спортзал/офисные помещения	152	0,17 0,054	0,43 0,57	29,82	14,1	33
12	Склад/офисные помещения	152/1	0,075 0,054	0,75 0,57	17,16	12,5	21,23
13	Драмтеатр	146	0,44	0,43	455,4	195,82	495,72

Продолжение таблицы 4

Увеличение нагрузки при реконструкции зданий							
1	Жилой дом	150	1,055	0,29	126,6	36,714	131,8
2	историческое здание	144	0,46	0,43	69	29,67	75,1
3	Жилой дом/магазин	148	2 0,25	0,29 0,75	42,25	15,13	44,88
	ИТОГО				1879,38	741,4	2020,33

Расчет остальных нагрузок аналогичен. Результаты расчета приведем в приложении 1. Сводные результаты по кварталам покажем в таблице суммарных нагрузок по кварталам таблица 5.

Таблица 5 – Суммарная нагрузка по кварталам

Квартал	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВар	Полная мощность, кВА
13	1879,38	741,4	2020,33
14	1266,6	446,7	1343,1
15	741,1	176,95	762
16	3624,57	1180,61	3812
17	1737,8	415,13	1786,7
19	2283,1	620,41	2365,89
20	1417,17	500,16	1502,84
21	1094,3	372,57	1155,98
22	1565,24	431,2	1623,55
23	1650,56	481,5	1719,36

3.2 Расчет уличного освещения

Для установки на улицах города Благовещенска в историческом центре недалеко от набережной для расчета нагрузки за источник света приняли светодиодные лампы мощностями 150 и 250 Вт на опорах.

В связи с тем, что в городе Благовещенске произошла интенсивная замена уличного освещения на светодиодное, необходимо произвести расчет нагрузки освещения как с учетом уже установленных осветительных приборов сумму всех мощностей осветительных установок [30].

Первоначально находится удельная мощность освещения, отнесенная на 1 квадратный метр освещаемой поверхности по следующей формуле:

$$P_{OC} = (P_{л} + \Delta P_{пом}) \cdot m \cdot M / l \cdot b ; \quad (11)$$

где $P_{л}$ — номинальная мощность единичной светодиодной лампы освещения, Вт;

$\Delta P_{л}$ — потери мощности в преобразовательной аппаратуре диодных ламп. Вт;

m — число светильников фонаря, относящихся к одному ряду;

M — число рядов светильников;

l — расстояние между установленными фонарями отдельных светильников, м;

b — ширина проезжей части дороги вместе с тротуарами бордюрами и др.

Проведем расчет мощности освещения в зависимости от типа мощности светодиодных ламп и найдем Ватты на квадратный метр дорожной поверхности

$$P_{OC1} = (150 + 20) \cdot 1 \cdot 1 / 30 \cdot 12 = 0,47 \text{ Вт} / \text{м}^2 ;$$

$$P_{OC2} = (250 + 30) \cdot 1 \cdot 1 / 30 \cdot 21 = 0,44 \text{ Вт} / \text{м}^2 ;$$

После этого можно определить мощность осветительной установки для всех участков улиц, которые могут отличаться схемой размещения светильников, их мощностью. Соответственно мощности установки находится по следующей формуле [30]:

$$P_{уст} = P_{OC} \cdot S \cdot 10^{-3} ; \quad (12)$$

где S — площадь освещаемой территории дороги, м².

Проведем расчеты по данной формуле и для разных мощностей осветительных установок найдем удельные мощности [30]:

$$P_{уст1} = 0,47 \cdot 37740,168 \cdot 10^{-3} = 17,74 \text{ кВт};$$

$$P_{уст2} = 0,44 \cdot 82177,83 \cdot 10^{-3} = 36,16 \text{ кВт};$$

Соответственно полная суммарная расчетная нагрузка светильников наружного освещения находится как сумма удельных мощностей осветительных установок по следующей формуле:

$$P_{осп} = \sum^n P_{уст}; \quad (13)$$

где n – суммарное число осветительных установок питающихся от одного фидера системы электроснабжения.

$$P_{осп} = P_{уст1} + P_{уст2} = 17,74 + 36,16 = 53,9 \text{ кВт};$$

Найдем реактивную мощность осветительных установок, коэффициент мощности для светодиодных светильников равен 0,92 [30].

$$Q_{осп} = P_{осп} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 53,9 \cdot 0,42 = 22,64 \text{ кВар}. \quad (14)$$

При дальнейших расчетах примем, что нагрузка от светильников уличного освещения равномерно распределена по всем трансформаторным подстанциям в районе реконструкции.

Всего в районе реконструкции у нас 26 подстанций, освещение распределим равномерно по всем подстанциям, соответственно получится:

$$S_{осв.пп} = \frac{\sqrt{P_{осв}^2 + Q_{осв}^2}}{n}; \quad (15)$$

где n – количество трансформаторных подстанций, по которым распределяется нагрузка.

Соответственно получится:

$$S_{\text{осв.лп}} = \frac{\sqrt{53,9^2 + 22,64^2}}{26} = 2,25 \text{кВА};$$

Нагрузка освещения составит по 2,25 кВА на каждую трансформаторную подстанцию.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

Для выбора оборудования трансформаторной подстанции и распределительной сети 0,4-10 кВ необходимо правильно определить нагрузки электроприемников приведенные шинам подстанций. Так как результирующая нагрузка не может быть выбрана простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Так как данный метод не учитывает характер нагрузок и особенности совпадения максимумов нагрузок. В связи, с чем в соответствии с рекомендациями по проектированию необходимо учитывать максимальную нагрузку, подключаемую к подстанции и коэффициенты совмещения максимумов нагрузок. Таким способом можно добиться оптимального и рационального распределения нагрузок по шинам подстанций и избежать завышенных или заниженных нагрузок и поможет правильно выбрать количество и мощность трансформаторов на ТП.

Для примера распределим рассчитанную нагрузку по фидерам и трансформаторным подстанциям в 19-м квартале города Благовещенска. Нагрузку по трансформаторным подстанциям распределим максимально равномерно, используя радиальные и петлевые схемы в целях соблюдения симметричности нагрузки, равномерности по трансформаторным подстанциям. Распределение рассчитанной ранее нагрузки по подстанциям приведем на рисунке ниже.

При распределении нагрузок примем, что все сети 0,4 кВ в городской черте будут выполнены кабельными линиями по радиальной схеме, только для больницы примем петлевую схему в связи с необходимостью выполнения требований по категорийности потребителей.

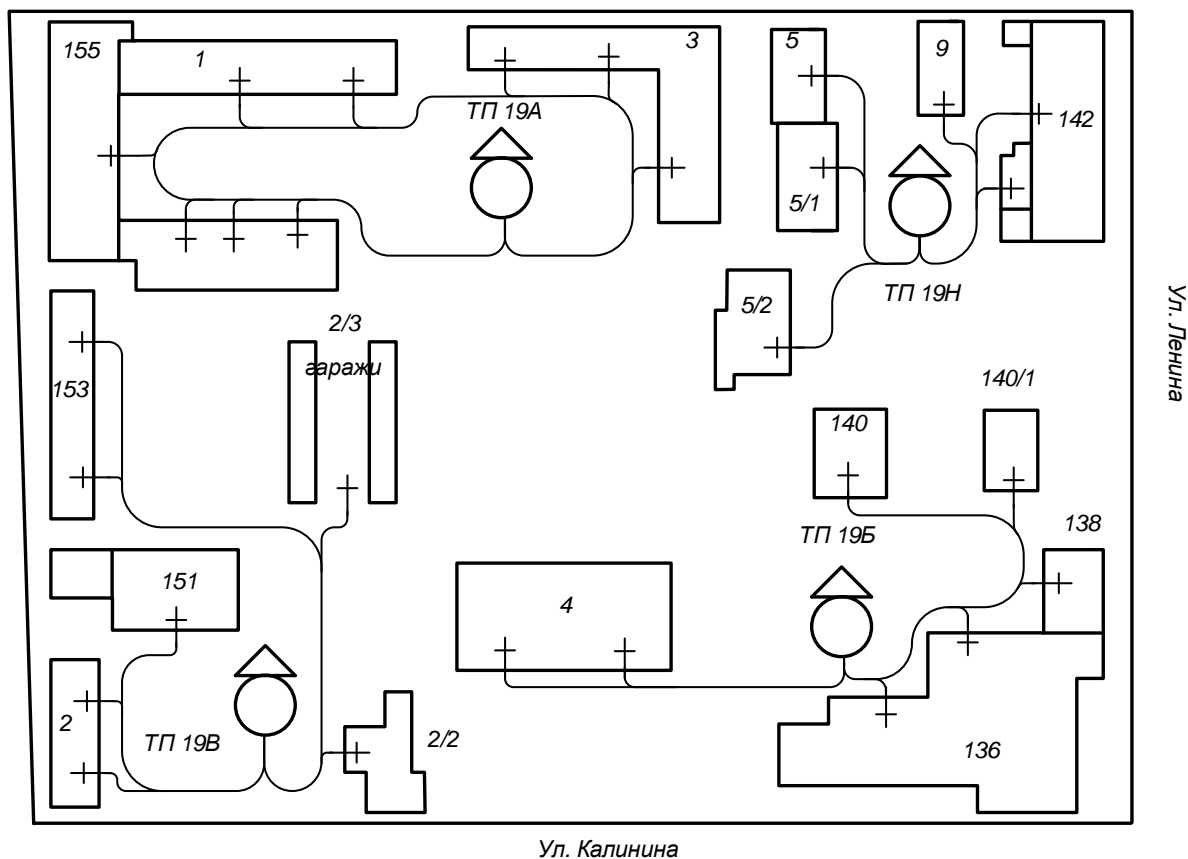


Рисунок 3 – Распределение нагрузки по ТП

Распределение нагрузки по остальным кварталам и трансформаторным подстанциям выполним аналогичным образом и учтем при расчете нагрузок на шинах подстанций. Распределение нагрузок по трансформаторным подстанциям указано на листе 1 графической части.

4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

В городской черте основную нагрузку данного района города Благовещенск представляют собой жилые дома. В связи с чем их и возьмем за основную нагрузку, а остальных потребителей просуммируем, используя коэффициенты совмещения максимумов нагрузки. В результате получится следующая формула нахождения мощность на шинах 0,4 кВ ТП, реактивная нагрузка находится по аналогичным формулам. А полная мощность на шинах ТП как и было уже сказано находится по формуле полного квадрата.

$$P_{\Sigma} = P_{МАКС.О} + K_{У.М.1} \cdot P_1 + K_{У.М.2} \cdot P_2 + \dots + K_{У.М.n} \cdot P_n ; \quad (16)$$

где $P_{\text{макс.о}}$ – максимум нагрузки основного потребителя, кВт;

$K_{\text{у.м.і}} \cdot P_i$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки и мощность остальных потребителей по отношению к основному потребителю.

Пример работы данной формулы рассмотрим при расчете нагрузок 19-го квартала, в которых предполагается к реконструкции 4 трансформаторных подстанции: ТП19А, ТП19Б, ТП19В, ТП19Н.

Так к ТП19А по петлевой схеме подключена только городская больница №3. В связи, с чем тут не будет суммирования нагрузок, и расчетная нагрузка на шинах подстанции будет равна нагрузке городской больницы.

$$P_{\text{ТП19А}}=413 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП19А}}=82,6 \text{ кВар};$$

$$S_{\text{ТП19А}}=421,2 \text{ кВА}.$$

К трансформаторной подстанции ТП19Б будут подключены следующие нагрузки:

$$\text{Гостиница "Зея": } P=183,1 \text{ кВт}; Q=113,5 \text{ кВар};$$

$$\text{Кафе "Зея": } P=41,6 \text{ кВт}; Q=8,32 \text{ кВар};$$

$$\text{Офисные помещения: } P=25,92 \text{ кВт}; Q=14,77 \text{ кВар};$$

$$\text{Жилые дома под индексами 140, 4: } P_{\text{д}}=456,96 \text{ кВт}; Q_{\text{д}}=91,39 \text{ кВар}.$$

Соответственно преобладающей нагрузкой являются жилые дома, ее возьмем за основу, а остальных потребителей будем суммировать, используя коэффициенты участия в максимуме нагрузок по формуле, приведенной выше [12]. В числовом выражении получится следующее:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma \text{ТП19Б}} &= P_{\text{макс.о}} + K_{\text{у.м.1}} \cdot P_1 + K_{\text{у.м.2}} \cdot P_2 + K_{\text{у.м.3}} \cdot P_3 = \\ &= 456,96 + 0,7 \cdot 183,1 + 0,7 \cdot 41,6 + 0,6 \cdot 25,92 = 629,8 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma \text{ТП19Б}} &= Q_{\text{макс.о}} + K_{\text{у.м.1}} \cdot Q_1 + K_{\text{у.м.2}} \cdot Q_2 + K_{\text{у.м.3}} \cdot Q_3 = \\ &= 91,39 + 0,7 \cdot 113,5 + 0,7 \cdot 8,32 + 0,6 \cdot 14,77 = 185,53 \text{ кВар}; \end{aligned}$$

$$S_{\text{ТП19Б}} = \sqrt{P_{\text{ТП19Б}}^2 + Q_{\text{ТП19Б}}^2} = \sqrt{629,8^2 + 185,53^2} = 656,56 \text{ кВА}.$$

К трансформаторной подстанции ТП19В будут подключены следующие электроприемники:

Жилые дома под индексами 2, 151, 153: $P_{д}=556,62$ кВт; $Q_{д}=117,5$ кВар;

Офисные помещения: $P=12,96$ кВт; $Q=7,39$ кВар;

Гаражи $P=105$ кВт; $Q=65,1$ кВар;

Соответственно, как и для ТП 19Б основной нагрузкой будут жилые дома, остальные потребители суммируются, используя коэффициенты участия максимумов нагрузок. В числовом выражении это плачется:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma ТП19В} &= P_{МАКС.О} + K_{У.М.1} \cdot P_1 + K_{У.М.2} \cdot P_2 = \\ &= 556,62 + 0,6 \cdot 12,96 + 0,4 \cdot 105 = 606,4 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\Sigma ТП19В} &= Q_{МАКС.О} + K_{У.М.1} \cdot Q_1 + K_{У.М.2} \cdot Q_2 = \\ &= 117,5 + 0,6 \cdot 7,39 + 0,4 \cdot 65,1 = 148 \text{ кВар}; \end{aligned}$$

$$S_{ТП19В} = \sqrt{P_{ТП19В}^2 + Q_{ТП19В}^2} = \sqrt{606,4^2 + 148^2} = 624,2 \text{ кВА}.$$

И наконец, к ТП19Н будут подключены следующие потребители:

Жилые дома под индексами 9, 5, 5/1: $P_{д}=421,6$ кВт; $Q_{д}=84,32$ кВар;

Офисные помещения: $P=29,16$ кВт; $Q=16,62$ кВар;

Основной нагрузкой также являются жилые дома, остальные потребители суммируются, используя коэффициенты участия максимумов нагрузок. В числовом выражении это получится:

$$P_{\Sigma ТП19Н} = P_{МАКС.О} + K_{У.М.1} \cdot P_1 = 421,6 + 0,6 \cdot 29,16 = 439,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma ТП19Н} = Q_{МАКС.О} + K_{У.М.1} \cdot Q_1 = 84,32 + 0,6 \cdot 16,62 = 94,3 \text{ кВар};$$

$$S_{ТП19Н} = \sqrt{P_{ТП19Н}^2 + Q_{ТП19Н}^2} = \sqrt{439,1^2 + 94,3^2} = 449,1 \text{ кВА}.$$

В итоге мы нашли нагрузки на шинах подстанций по 19-му кварталу, по остальным кварталам нагрузки находятся аналогичным методом, используя коэффициент участия в максимуме нагрузок. Распределение нагрузки по трансформаторным подстанциям производится равномерно, и показывать его здесь не будем, а результаты расчета сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет нагрузки на шинах трансформаторных подстанций

Номер ТП	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	cosφ
1	2	3	4	
13	834,2	311,16	890,34	0,94
13А	455,87	235,1	512,9	0,91
13Б	407,2	284,1	496,5	0,87
14	1173,56	389,13	1236,4	0,95
15	673,2	151,91	690,13	0,92
16А	1321,3	402,8	1381,33	0,95
16Б	714,4	217,97	746,9	0,91
16В	518,2	186,8	550,84	0,91
16Н	1003,45	308,93	1049,93	0,90
17	451	107,13	463,55	0,93
17А	662,6	133,8	676	0,94
17Б	504,83	138,1	523,4	0,94
19А	413	82,6	421,2	0,93
19Б	629,8	185,53	656,56	0,91
19В	606,4	148	624,2	0,92
19Н	439,1	94,3	449,1	0,91
20	849,92	203,1	873,84	0,91
20А	424,8	191,42	465,94	0,91
20Б	443,72	100,62	455	0,93
21	971,54	270,32	1008,45	0,94
22	255	51,87	260,22	0,92
22Б	495,14	135,36	513,31	0,91
22Г	671,14	185,1	696,2	0,90
23Б	308	62,45	314,27	0,92
23В	726,12	234,94	763,18	0,93
23Н	508,78	127,13	524,43	0,94

Компенсация реактивной мощности производится путем подключения конденсаторных установок или конденсаторов. При подключении конденсаторов уменьшается потребление реактивной мощности через

силовые трансформаторы у энергоснабжающей организации и повышается $\cos \varphi$. Коэффициент реактивной мощности для сети 0,4 кВ должен быть в пределах 0,35, а для сети 1-20 кВ не больше 0,4. Соответственно $\cos \varphi$ должен быть не меньше 0,94 [19] для того, чтобы избежать платежей за потребление реактивной мощности, снизить нагрузку на кабели и трансформаторы. Более того, при повышении $\cos \varphi$ от 0,95 до 0,99 полный ток уменьшается всего на 3%, а мощность конденсаторной установки, необходимая для этого увеличивается в 2 раза, ее стоимость — в 1,5 раза, что часто экономически нецелесообразно.

На ТП 13Б по результатам расчетов необходима компенсация реактивной мощности, для этого найдем мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ky} = P_P (tq\varphi_{\phi} - tq\varphi_{don}), \quad (17)$$

где $tq\varphi_{\phi}$ и $tq\varphi_{don}$ — соответственно фактическое и дополнительное значение реактивного коэффициента мощности.

$$Q_{ky13Б} = 407,2 (0,57 - 0,25) = 130,3 \text{ кВар.}$$

Принимаем в установке на ТП 13Б компенсирующее устройство АУКРМ -0,4-150-25-УХЛ1.

5 ВЫБОР ТП

5.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

В разделе выше мы определили нагрузки потребителей, приведенные к шинам 0,4 кВ трансформаторных подстанций. Данной информации достаточно для проверки соответствия существующих силовых трансформаторов, установленных на подстанциях и выбора оптимальных мощностей силовых трансформаторов. В нашем случае для потребителей II и III категории по надежности в городской местности с преобладанием многоэтажной застройкой рекомендуется применять двухтрансформаторные КТП [17]. Для потребителя I категории которым является больница применяются также двухтрансформаторные подстанции с двумя независимыми взаиморезервирующимися источниками, один из которых является центром питания. Выбор и проверка числа и мощности силовых трансформаторов на ТП будет происходить по следующей формуле, определяющей оптимальную мощность силовых трансформаторов:

$$S_{TP} = \frac{S_{ТП}}{K_3 \cdot n_m}; \quad (18)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, для двух трансформаторных подстанций принимается равным от 0,6-0,8, в нашем случае примем нечто среднее 0.7;

n_m – число силовых трансформаторов, устанавливаемых на ТП;

$S_{ТП}$ – суммарная расчетная мощность потребителей электроэнергии подключаемых к трансформаторной подстанции.

Для правильного выбора мощности трансформаторов обеспечивается надежное питание даже при аварийном отключении одного из трансформаторов. Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции; при установке двух трансформаторов

мощность каждого из них должна быть такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной нагрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей.

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ 7-7 издание) В аварийных случаях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, масляные трансформаторы с системой охлаждения М и Д допускают в течение не более 5 суток перегрузку на 40% сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 часов в сутки [12].

При расчетах и дальнейшем выборе номинальных мощностей силовых трансформаторов должно соблюдаться следующее условие гарантирующее правильность выбора трансформатора и его оптимальную загрузку:

$$S_{тр.ном} \geq S_{тр}; \quad (19)$$

После того как выбрали номинальную мощность силовых трансформаторов, предполагающихся к установке на подстанции ее необходимо проверить на фактический коэффициент загрузки в нормальном режиме, для этого используется следующая формула, а полученный коэффициент загрузки, должен находиться в пределе:

$$K_{зф} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)} \leq K_3; \quad (20)$$

Также двухтрансформаторные подстанции необходимо проверять в послеаварийном режиме, когда один из трансформаторов вышел из строя и вся нагрузка на подстанции переведена на единственный оставшийся в работе силовой трансформатор, в данном случае перегрузочная способность трансформатора не должна превышать 1.4:

$$K_{з.П/АВ} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot (n-1))} \leq 1.4; \quad (21)$$

Как работают данные формулы в части выбора и проверки силовых трансформаторов, предполагаемых к установке на подстанциях мы покажем на примере ТП № 13. На ТП установлены два трансформатора с номинальной мощностью 630 кВА каждый. Проверим по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_{з\phi} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)} = \frac{724,75}{(630 \cdot 2)} = 0,58;$$

$$K_{з.П/АВ} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot (n-1))} = \frac{724,75}{(630 \cdot (2-1))} = 1,15 \leq 1,4.$$

Как видно из сравнения коэффициенты загрузки находятся в допустимых пределах и не превышают критических значений, соответственно силовые трансформаторы на ТП № 13 не требуют замены и остаются существующие.

Проверку мощностей силовых трансформаторов по остальным трансформаторным подстанциям проводятся совершенно аналогично, для наглядности сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка существующих трансформаторов

Номер ТП	S _{ТП} , кВА	S _{ТР.НОМ} , кВА	n	K _{зФ}	K _{з.П/А}
1	2	3	4	5	6
13	724,75	630	2	0,58	1,15
13А	512,9	400	2	0,64	1,28
13Б	496,5	400	2	0,62	1,24
14	1236,4	400	2	1,55	3,09
15	690,13	400	2	0,86	1,73
16А	1381,33	630	2	1,10	2,19
16Б	746,9	400	2	0,93	1,87
16В	550,84	250	1	2,20	0,00
16Н	1049,93	630	2	0,83	1,67
17	463,55	400	2	0,58	1,16
17А	676	400	2	0,85	1,69
17Б	523,4	400	2	0,65	1,31

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
19А	421,2	400	2	0,53	1,05
19Б	656,56	630	2	0,52	1,04
19В	624,2	630	2	0,50	0,99
19Н	449,1	1000	1	0,45	0,00
20	873,84	630	2	0,69	1,39
20А	465,94	400	1	1,16	0,00
20Б	455	315	1	1,44	0,00
21	1008,45	400	2	1,26	2,52
22	260,22	400	1	0,65	0,00
22Б	513,31	630	2	0,41	0,81
22Г	696,2	400	2	0,87	1,74
23Б	314,27	400	2	0,39	0,79
23В	763,18	400	2	0,95	1,91
23Н	524,43	400	2	0,66	1,31

Теперь проанализируем полученные данные и определим трансформаторные подстанции, на которых потребуется замена силовых трансформаторов. Анализируя полученные данные по результатам расчетов нагрузок на шинах подстанций, и сравнивая их с существующими трансформаторами, установленными на подстанциях можно сделать выводы о необходимости замены ряда силовых трансформаторов на более мощные.

По результатам анализа получился следующий перечень подстанций, на которых потребуется замена силовых трансформаторов, таблица 8.

Таблица 8 – Перечень ПС на которых требуется замена трансформаторов

Номер ТП	S _{ТП} , кВА	S _{ТР.НОМ} , кВА	n	K _{зф}	K _{з.П/А}
1	2	3	4	5	6
14	1236,4	400	2	1,55	3,09
15	690,13	400	2	0,86	1,73
16А	1381,33	630	2	1,10	2,19
16Б	746,9	400	2	0,93	1,87
16В	550,84	250	1	2,20	0,00
16Н	1049,93	630	2	0,83	1,67
17А	676	400	2	0,85	1,69
20А	465,94	400	1	1,16	0,00
20Б	455	315	1	1,44	0,00
21	1008,45	400	2	1,26	2,52

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
22Г	696,2	400	2	0,87	1,74
23В	763,18	400	2	0,95	1,91

На данных трансформаторных подстанциях необходима замена силовых трансформаторов, выберем на них трансформаторы следующего габарита, либо в некоторых случаях установим по второму трансформатору, и повторно проверим на загрузку в нормальном и послеаварийном режимах. Результаты выбора и проверки сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка вновь выбранных силовых трансформаторов

Номер ТП	$S_{ТП}$, кВА	$S_{ТР.НОМ}$, кВА	Кол-во трансформаторов	$K_{3Ф}$	$K_{3,П/А}$
1	2	3	4	5	6
14	1236,4	1000	2	0,62	1,24
15	690,13	630	2	0,55	1,10
16А	1381,33	1000	2	0,69	1,38
16Б	746,9	630	2	0,59	1,19
16В	550,84	400	2	0,69	1,38
16Н	1049,93	1000	2	0,52	1,05
17А	676	630	2	0,54	1,07
20А	465,94	400	2	0,58	1,16
20Б	455	400	2	0,57	1,14
21	1008,45	1000	2	0,50	1,01
22Г	696,2	630	2	0,55	1,11
23В	763,18	630	2	0,61	1,21

Выбираем все силовые трансформаторы марки ТМГ мощностями: 400, 630, 1000 кВА [13], их технические параметры указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры трансформаторов

Номер ТП	Марка трансформатора	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	U_k , %	I_x , %	r_T , Ом	x_T , Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
16В, 20А, 20Б	ТМГ 400/10	5,5	0,95	4,5	2,1	3,7	10,6
15, 16Б, 17А, 22Г, 23В	ТМГ 630/10	7,6	1,31	5,5	2	2,12	8,5
14, 16А, 16Н, 21	ТМГ 1000/10	12,2	2,3	8	1,5	0,44	2,84

5.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

После определения мощностей трансформаторных подстанций перейдем к определению конструктивных особенностей реконструируемых трансформаторных подстанций.

В нашем случае ведутся работы по реконструкции распределительной сети 0,4-10 кВ, в части города Благовещенск, которая имеет центр питания в виде РП № 11. При этом в соответствии с [7] при реконструкции существующей городской сети электроснабжения рекомендуется использовать существующие трассы линий электропередачи, и места установки трансформаторных подстанций. В связи с чем с целью минимизации затрат на реконструкцию, отвод новых земельных участков и на исключение таких вопросов как прокладка новых кабельных линий 0,4-10 кВ в устоявшейся городской черте, места установки подстанций оставим прежние.

Существующие трансформаторные подстанции выполнены в виде капитальных кирпичных зданий с фундаментами, полами, кирпичными стенами и бетонными потолками. Учитывая, что изменение местоположения подстанций менять не планируется в связи с сложностями отведения земель в городской черте. Соответственно наиболее целесообразно использовать существующие здания трансформаторных подстанций с проведением им капитального ремонта и заменой всего встраиваемого оборудования.

Учитывая высокие затраты на реконструкцию данная замена будет выполняться в течении 10 лет. В связи с чем часть, ТП которые будут реконструироваться в первую очередь рассматриваются в данной работе.

В качестве распределительного устройства 0,4 кВ возьмем современные шкафы ЩО-70 на базе автоматических выключателей с регулируемыми уставками расцепителей, производства КЭАЗ. В качестве распределительного устройства 10 кВ примем ячейки шкафов КСО-366 с выключателями нагрузки. Все силовое оборудование будет ошиновано жесткими алюминиевыми шинами. Планируется замена всех входных дверей и переделка контуров заземления.

5.3 Расчет нагрузок ТП

После определения мощностей силовых трансформаторов необходимо рассчитать нагрузки потребителей, приведенные к шинам 10 кВ подстанций, при этом к ранее рассчитанным нагрузкам добавляются следующие данные - потери в трансформаторах, которые разделяются на два вида: нагрузочные потери или потери КЗ, и потери холостого хода. Также потери разделяются на активные и реактивные потери мощности.

Потери в силовых трансформаторах находятся по следующим формулам, принятым в электроэнергетике, активные потери:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K ; \quad (22)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, справочная величина;

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Реактивные потери в силовых трансформаторах вычисляются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K ; \quad (23)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Соответственно рассмотрим формулы определения каждого вида потерь по отдельности:

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x^2}{100} ; \quad (24)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность силового трансформатора;

I_x - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_{\kappa}}{100}; \quad (25)$$

где U_{κ} - напряжение короткого замыкания.

Полная мощность трансформаторных подстанций на шинах 10 кВ с учетом потерь в трансформаторах определяется по формуле:

$$S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{(P_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T)^2}. \quad (26)$$

Продолжим в качестве примера выполнять расчеты на ТП 13.

Мощность на шинах 0,4 кВ ТП13 равна: $P=834,2$ кВт; $Q=311,16$ кВар.

Выбран трансформатор ТМГ-630/10, параметры трансформатора приведены в таблице 10.

Находим полные активные потери силового трансформатора по вышеприведенным формулам:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K = 1,31 + 0,58^2 \cdot 7,6 = 3,87 \text{ кВт};$$

Полные реактивные потери в силовом трансформаторе получаются соответственно:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100} = 630 \cdot \frac{2}{100} = 12,6 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_{\kappa}}{100} = 630 \cdot \frac{5,5}{100} = 34,65 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K = 12,6 + 0,58^2 \cdot 34,65 = 24,26 \text{ кВар};$$

Полная мощность на шинах 10 кВ с учетом потерь в силовых трансформаторах:

$$\begin{aligned} S_{ТП(10кВ)} &= \sqrt{(P_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T)^2} = \\ &= \sqrt{(834,2 + 2 \cdot 3,87)^2 + (311,16 + 2 \cdot 24,26)^2} = 915,55 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Как видно из расчетов мощности потерь в трансформаторах не существенно, но все-таки влияют на результирующую нагрузку на шинах 10 кВ. Результаты расчета остальных ТП заносятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета нагрузки на шинах 10 кВ ТП

Номер ТП	$S_{\text{ном.ТП}}$, кВА	$\Delta P_{\text{Т}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{Т}}$, кВар	$P_{\text{ТП}}$, кВт	$Q_{\text{ТП}}$, кВар	$S_{\text{ТП}}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
13	630	3,87	24,26	841,94	359,68	915,55
13А	400	3,27	16	462,41	267,1	534
13Б	400	3,1	15,32	413,4	314,74	519,58
14	1000	6,99	45,75	1187,54	480,63	1281,12
15	630	3,61	23,1	680,42	198,11	700,67
16А	1000	8,11	53,1	1337,52	509	1431,1
16Б	630	4,05	25,1	722,5	268,17	770,66
16В	400	3,57	16,97	525,34	220,74	569,83
16Н	1000	5,6	36,63	1014,65	382,19	1084,24
17	400	2,8	14,5	456,6	136,13	490,51
17А	630	3,53	22,7	669,66	179,2	693,22
17Б	400	3,27	16	511,37	170,1	538,92
19А	400	2,5	13,46	418	109,52	432,11
19Б	630	3,37	22	636,54	229,53	676,66
19В	630	3,21	21,26	612,82	190,52	641,75
19Н	400	2,68	14,1	444,46	122,5	461,03
20	630	4,93	29,1	859,78	261,3	898,61
20А	400	2,8	14,16	430,4	219,74	483,25
20Б	400	2,74	14,25	449,2	129,12	467,39
21	1000	5,35	35	982,24	340,32	984,7
22	250	1,74	8,8	258,48	69,47	267,65
22Б	400	3,203	15,77	501,55	166,9	528,59
22Г	630	3,61	23,1	678,36	231,3	716,1
23Б	250	2,16	10,1	312,32	72,55	320,64
23В	630	4,14	25,5	734,4	285,94	788,1
23Н	400	3,35	16,24	515,48	270,5	582,14
ИТОГО						16791

Найдем полную мощность, РП 11 суммированием нагрузок, при этом в соответствии с [8] используется коэффициент одновременности, для 26 трансформаторных подстанций он равен 0,94.

$$S_{РП11} = \sum_n S_{ТП} \cdot K = 17762,3 \cdot 0,95 = 16791 \text{ кВА.} \quad (27)$$

В итоге у нас получены мощности на шинах 10 кВ трансформаторных подстанций. Учитывая, то в реконструируемом районе города Благовещенска и необходимости сохранности жилой застройки не предусматривается каких-либо серьезных изменений в режиме электроснабжения, новом строительстве или других условиях электрификации [8].

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТИ ГОРОДА И ИХ АНАЛИЗ

Реконструкция распределительной сети 10 кВ части города Благовещенск должна соответствовать современным требованиям надежности электробезопасности и экономичности, а также учитывать заявленную категоричность потребителей. Также не стоит забывать про качество, электроэнергии которое в точке передачи электроэнергии должно соответствовать ГОСТ. Обычно точкой передачи электроэнергии является место, где установлен счетчик электрической энергии на границе балансовой и эксплуатационной ответственности [18]. В связи с чем питающие сети 10 кВ городов делают с максимально возможным резервированием, в том числе с автоматическим вводом резерва. Реконструкция распределительной сети 10 кВ включает в себя выбор схемы сети, выбор источников питания, выбор и проверка сечений линий.

Прежде чем приступать к решению такого вопроса как реконструкция распределительной сети, питающей трансформаторные подстанции необходимо определить напряжения сети. Напряжение электроснабжающей сети города Благовещенск определяется характеристиками местных источников питания, плотностью и величиной нагрузки и т. п. Во всех случаях следует сокращать число трансформаций энергии [10]. В данном случае для городских распределительных сетей применяется напряжение 10 кВ.

Распределительный пункт РП 11 получает напряжение от недавно реконструируемой подстанции 110 кВ Западная, на которой установлены силовые трансформаторы с низшим классом напряжения 10 кВ. Так как в ближайшее время реконструкция подстанции не планируется, и учитывая тот фактор, что от данного центра питания питается большая часть города Благовещенска, выполненная на напряжение 10 кВ, то при реконструкции также необходимо принимать оборудование на напряжение 10 кВ [15].

Распределительные сети напряжением до 1000 В выполняются трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. Напряжение сети потребителей 400/230 В с глухозаземленной нейтралью. Тип системы заземления распределительной сети от щита 0,4 кВ трансформаторных подстанций - TN-S. Так как потребитель относится к бытовому у которого всё оборудование подключается к напряжению 220 В [12].

6.1 Анализ вариантов сети

Выбор схемы осуществляется с учётом следующих факторов: категоричность электроприемников, минимум расходуемых материалов, надежность схемы, удобство эксплуатации. Существующий вариант сети с использованием магистральной лучевой схемы сравним с вариантом, основанным на петлевой схеме, схемы вариантов сети схематично представлены на рисунках 4 и 5.

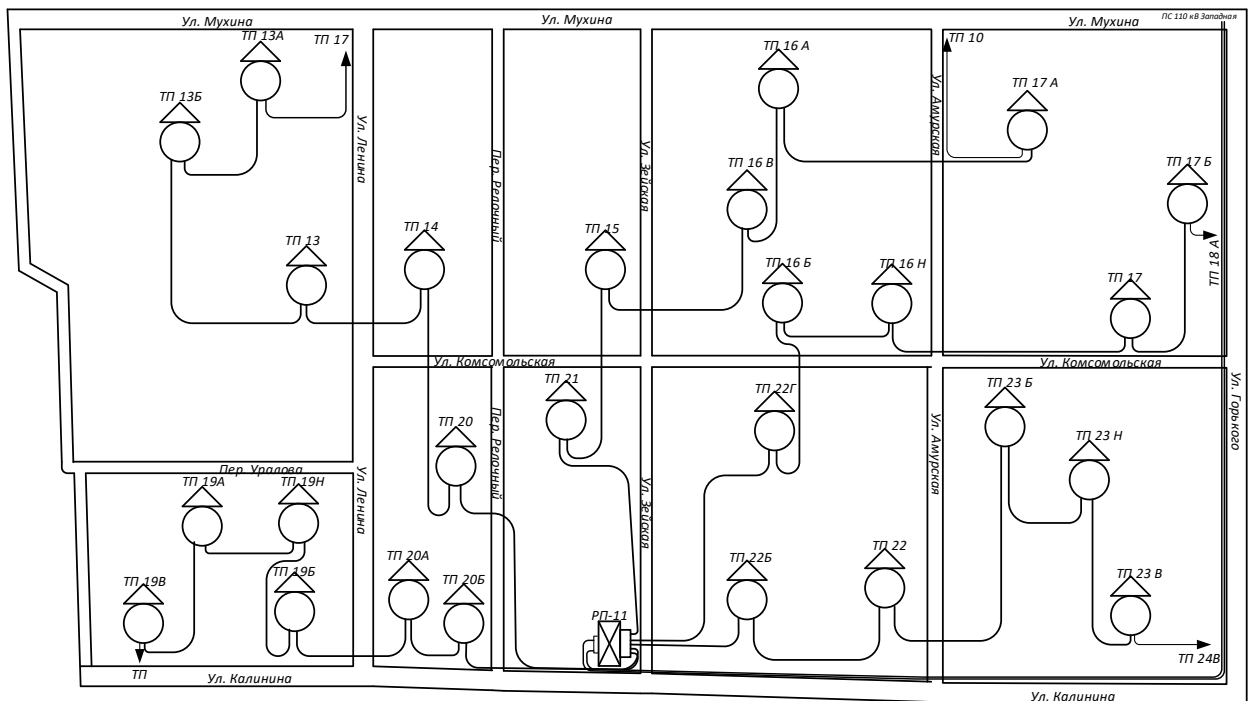


Рисунок 4 – Существующая схема сети

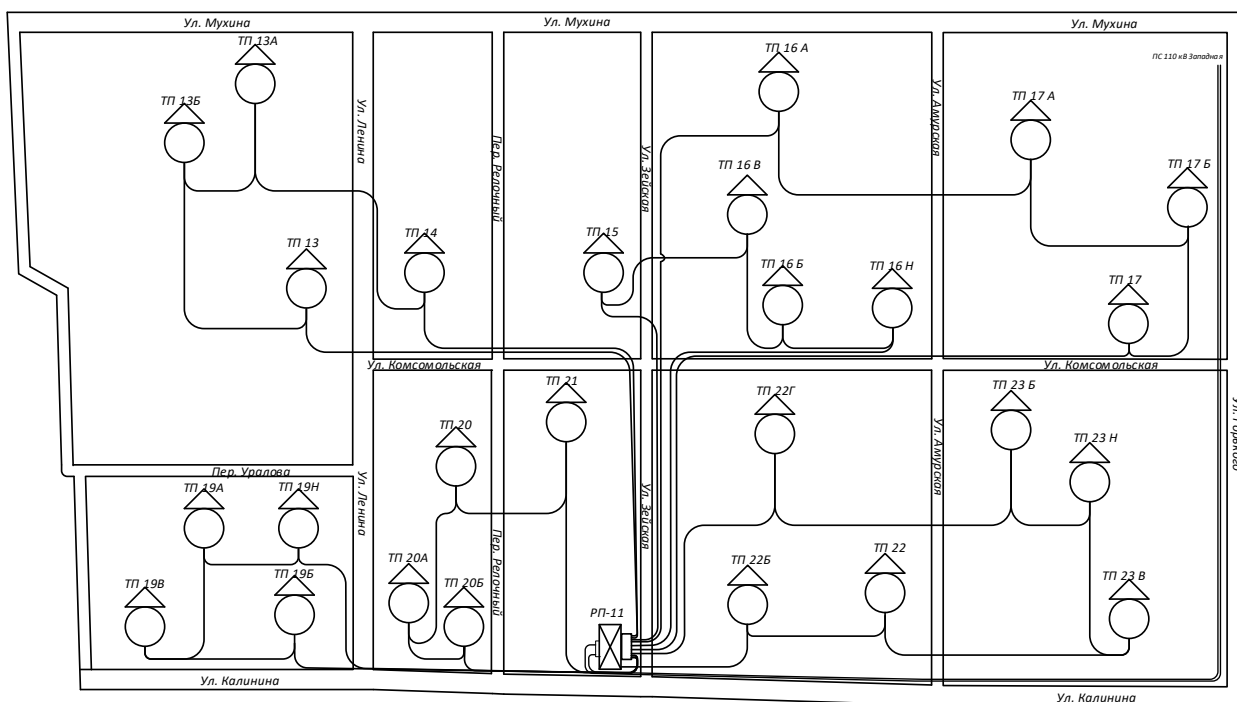


Рисунок 5 – Петлевая схема сети от РП 11

Данное сравнение производится в упрощенной форме, для выбора оптимального варианта электроснабжения потребителей, в связи с чем примем как условие, что петлевые схемы разомкнуты и вариант закольцовки петлевых схем не используется при эксплуатации. Проанализируем разработанные варианты схем.

Вариант первый выполнен магистральной лучевой схемой основными плюсами, которой является ее простота, возможность быстрого определения точки повреждения и локализации места повреждения, малое количество коммутационных аппаратов. При этом все магистральные ТП связаны сложной схемой с другими ТП в городе, но данные связи в выпускной квалификационной работе не рассматриваются.

Общая длина линии рассчитывается исходя из длин участков. Длина между подстанциями указана на рисунке 1. Итого общая длина находится по формуле:

$$\begin{aligned}
L_{1.аар} = \sum_{i=1}^n L_i = & 0,212 + 0,152 + 0,16 + 0,12 + 0,19 + 0,18 + 0,21 + 0,316 + \\
& + 0,156 + 0,192 + 0,316 + 0,26 + 0,192 + 0,285 + 0,184 + \\
& + 0,282 + 0,214 + 0,21 + 0,17 + 0,329 + \\
& 0,357 + 0,183 + 0,21 + 0,274 + 0,185 = 10,7 \text{ км.}
\end{aligned}
\tag{28}$$

Количество коммутационных аппаратов определяется как количество трансформаторных подстанций с учетом, что на каждую подстанция приходят по 1 кабелю с каждой секции шин, а также количеством отходящих присоединений на РП 11 итого получается 48 коммутационных аппаратов.

Вариант второй петлевая схема. Основными плюсами которой является возможность подачи напряжения на всю сеть с любой секции шин, повышенная надежность, большие возможности в управляемости, обеспечение заданной категорийности потребителей. Также к плюсам можно отнести возможность резервирования нагрузки за счет запитки неповрежденного участка линии с другой секции шин. При этом связи с остальными районами города в трансформаторных подстанциях остаются, но учитывая их большое количество и повышенную сложность сети в данной выпускной квалификационной работе не рассматриваются.

К недостаткам данной схемы относится ее большая цена, вызванная большим количеством коммутационных аппаратов и большей длиной трассы линии. Количество коммутационных аппаратов определяется как количество трансформаторных подстанций с учетом установки на каждой подстанции по 2 коммутационных аппарата, а также количеством отходящих присоединений на РП 11 итого получается 54 коммутационных аппаратов.

$$\begin{aligned}
L_{2.аар} = \sum_{i=1}^n L_i = & 0,282 + 0,169 + 0,202 + 0,084 + 0,212 \\
& + 0,503 + 0,12 + 0,19 + 0,232 + 0,36 + 0,708 + \\
& + 0,285 + 0,184 + 0,472 + 0,601 + 0,41 + 0,21 + 0,21 + \\
& + 0,052 + 0,58 + 0,736 + 0,329 + 0,279 + 0,185 + \\
& + 0,85 + 0,35 + 0,2 + 0,155 + 0,355 + 0,385 = 11,89 \text{ км.}
\end{aligned}
\tag{29}$$

Таблица 12 – Сравнение вариантов сети

Показатель сравнения	Существующая схема	Петлевая схема
1	2	3
Общая протяженность линий, км.	10,7	11,89
Количество коммутационных аппаратов (выключатели нагрузки, вакуумные выключатели), шт.	54	54
Оценка удобства эксплуатации	Удобно	Затруднена
Выводы:	Не подходит	Подходит

В результате получили сравнительно одинаковые количественные характеристики, при этом учитывая простоту и надежность петлевой схемы, удовлетворительные технико-экономические показатели сети, а также требования к организации резервирования электрических сетей к реконструкции примем петлевую схему, учитывая, что ряд кабельных линий не будет меняться, а те, что будут меняться трассами совпадают с существующей сетью.

6.2 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ

Так как сеть у нас реконструируется в городской черте, то оптимальной схемой электроснабжения трансформаторных подстанций будет петлевая схема. Которая дает возможность организовывать питание с двух сторон, не затрачивая на это дополнительные силы. При этом петлевые схемы в нормальном режиме работают как обычные радиальные схемы с разрывом в оптимальных точках. Данные точки называются точками потокораздела. Эти точки рассчитываются по формулам исходя из потоков мощности экономически целесообразных к передаче по данному участку цепи. В связи с чем для дальнейших расчетов и выбора правильной схемы работы сети необходимо найти данные точки.

Для организации расчетов необходимо составить схему для нахождения точек потокораздела, и затем пользуясь вторым законом Кирхгофа найти потоки мощности на каждом участке сети. Упрощенная схема для расчёта точек потокораздела приведена на рисунке 6.

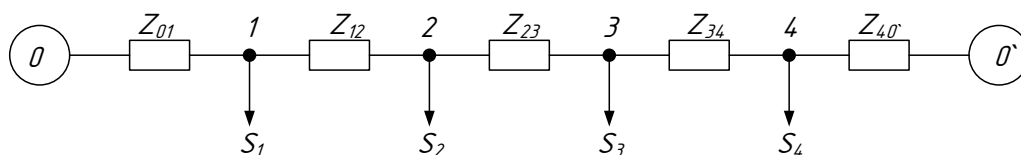


Рисунок 6 - Упрощенная схема сети

Найдем точку потокораздела для петли РП11-ТП21-ТП20--ТП20А-ТП20Б-РП11. Для этого составим аналогично общей схеме конкретную схему нахождения точки потокораздела, рисунок 7.

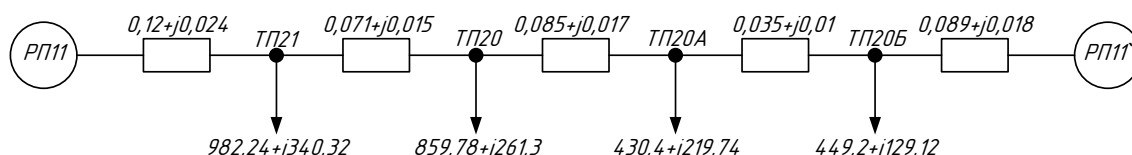


Рисунок 7 – Схема петли

РП11-ТП21-ТП20--ТП20А-ТП20Б-РП11

Затем пользуясь законом Кирхгофа находим потоки мощности на головных участках сети от РП11. Для упрощения расчетов используем некоторые допущения, а именно допущение об отсутствии потерь мощности на участках. Соответственно формулы для нахождения потоков мощности будут иметь следующий вид:

$$S_{РП11-ТП21} = \frac{S_{ТП21} \cdot Z_{ТП21-РП11}^* + S_{ТП20} \cdot Z_{ТП20-РП11}^* + S_{ТП20А} \cdot Z_{ТП20А-РП11}^* + S_{ТП20Б} \cdot Z_{ТП20Б-РП11}^*}{Z_{РП11-РП11}^*}; \quad (30)$$

$$S_{РП11-ТП21} = \frac{(982,24 + j \cdot 340,32) \cdot (0,28 + j \cdot 0,06) + (859,78 + j \cdot 261,3) \cdot (0,21 + j \cdot 0,045) + (430,4 + j \cdot 219,74) \cdot (0,124 + j \cdot 0,028) + (449,2 + j \cdot 129,12) \cdot (0,089 + j \cdot 0,018)}{0,4 + j \cdot 0,084} = 1369 + j \cdot 478,51 \text{ кВА};$$

$$S_{РП11-ТП20Б} = \frac{S_{ТП20Б} \cdot Z_{ТП20Б-РП11}^* + S_{ТП20А} \cdot Z_{ТП20А-РП11}^* + S_{ТП20} \cdot Z_{ТП20-РП11}^* + S_{ТП21} \cdot Z_{ТП21-РП11}^*}{Z_{РП11-РП11}^*};$$

$$S_{РП11-ТП20Б} = \frac{(449,2 + j \cdot 129,12) \cdot (0,311 + j \cdot 0,066) + (430,4 + j \cdot 219,74) \cdot (0,276 + j \cdot 0,056) + (859,78 + j \cdot 261,3) \cdot (0,191 + j \cdot 0,039) + (982,24 + j \cdot 340,32) \cdot (0,12 + j \cdot 0,024)}{0,4 + j \cdot 0,084} = 1353 + j \cdot 471,97 \text{ кВА};$$

Для нахождения точки потокораздела воспользуемся первым законом Кирхгофа, и найдем потоки мощности текущие по каждой линии.

$$S_{ТП21-ТП20} = S_{РП11-ТП21} - S_{ТП21} = (1369 + j \cdot 478,51) - (982,24 + j \cdot 340,32) = 386,76 + j \cdot 138,19 \text{ кВА}; \quad (31)$$

$$S_{ТП20-ТП20А} = S_{ТП21-ТП20} - S_{ТП20} = (386,76 + j \cdot 138,19) - (859,78 + j \cdot 261,3) = -473,4 - j \cdot 123,11 \text{ кВА};$$

$$S_{ТП20Б-ТП20А} = S_{РП11-ТП20Б} - S_{ТП20Б} = (1353 + j \cdot 471,97) - (449,2 + j \cdot 129,12) = 903,8 + j \cdot 342,85 \text{ кВА};$$

$$S_{ТП20А-ТП20} = S_{ТП20Б-ТП20А} - S_{ТП20А} = (903,8 + j \cdot 342,85) - (430,4 + j \cdot 219,74) = 473,4 + j \cdot 123,11 \text{ кВА};$$

Для сравнения и анализа потоки мощностей сведем в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчет точки потокораздела в петле РП11-ТП21-ТП20--ТП20А-ТП20Б-РП11

Направление потока	Величина мощности	Направление потока	Величина мощности
1	2	3	4
РП11-ТП21	1369+j478.51	РП11-ТП20Б	1353+j471.97
ТП21-ТП20	386.76+j138.19	ТП20Б-ТП20А	903+j342.85
ТП20-ТП20А	-473.4-j123,11	ТП20А-ТП20	473,4+j123,11

Из расчетов видно, что на участке линии ТП20-ТП20А потоки мощности меняют знак; из этого следует, что точкой потокораздела является ТП20 рисунок 8.

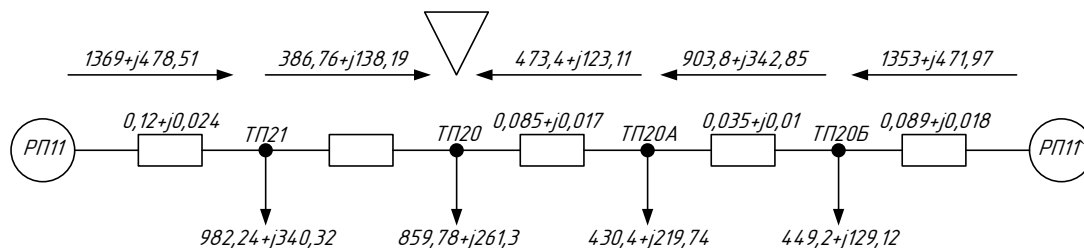


Рисунок 8 – Точка потокораздела

Расчеты по остальным петлевым схемам проводятся аналогично и по результатам расчетов точками потокоразделов будут являться следующие подстанции: ТП19В, ТП13А, ТП16Б, ТП17А, ТП23Н.

6.3 Выбор кабельных линий напряжением 10 кВ

Следующим шагом при реконструкции сети электроснабжения жилого квартала является определение сечений и конструктивных особенностей проводников на напряжение 10 кВ.

К сечениям проводников 10 кВ в распределительной сети предъявляют следующие требования: сечение должно обеспечивать достаточную механическую прочность, сечение должно быть достаточным для прохождения тока нагрузки без перегрева проводников, сечение должно обеспечивать необходимые уровни напряжения, сечение должно позволять организовать работу защит и срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Выбор сечений проводников выполняется по расчетному длительно допустимому току. После выбора сечения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания, по допустимой потере напряжения.

У нас приняты петлевые схемы, поэтому для выбора сечения необходимо учитывать всю нагрузку, подключаемую к петле, так как в послеаварийном режиме сечение должно выдерживать всю нагрузку петли, поддерживая при этом допустимый уровень напряжения. Так как на петлевую схему возможна подача напряжения с любой ее стороны, то сечение остальных участков принимается таким же, как и на головном участке.

Рабочий ток для определения сечения кабельных линий 10 кВ находится по следующей формуле. При этом действует допущение, что нагрузка фаз распределена равномерно:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}; \quad (32)$$

где S_p – полная расчетная мощность в петле, измеряется в кВА;

U_H – номинальное напряжение петлевой схемы принимается равным 10 кВ.

Расчетный ток должен быть меньше длительно допустимого тока выбранного кабеля с учетом коэффициентом учитывающих особенности использования кабельной линии. При этом должно соблюдаться следующее условие:

$$I_{РАСЧ} \leq I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3; \quad (33)$$

где $I_{доп}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток кабеля;

K_1 – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1 [12];

K_2 – поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах;

K_3 – коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

Произведем расчеты выбора сечения кабельных линий на петлевой схеме РП11-ТП21-ТП20-ТП20А-ТП20Б. Сначала распишем нагрузки на подстанциях приведенные к стороне 10 кВ:

ТП21: $P=982,24$ кВт; $Q=340,32$ кВар;

ТП20: $P=859,78$ кВт; $Q=261,3$ кВар;

ТП20А: $P=430,4$ кВт; $Q=219,74$ кВар;

ТП20Б: $P=449,2$ кВт; $Q=19,12$ кВар;

Полную рабочую мощность каждой трансформаторной подстанции определим по формуле полного квадрата:

$$\begin{aligned} S_{ТП(10кВ)} &= \sqrt{\left(\sum_{n=1}^n P_{ТП}\right)^2 + \left(\sum_{n=1}^n Q_{ТП}\right)^2} = \\ &= \sqrt{(P_{ТП21} + P_{ТП20} + P_{ТП20А} + P_{ТП20Б})^2 + (Q_{ТП21} + Q_{ТП20} + Q_{ТП20А} + Q_{ТП20Б})^2} = \\ &= \sqrt{(982,24 + 859,78 + 430,4 + 449,2)^2 + (340,32 + 261,3 + 219,74 + 129,12)^2} = \\ &= 2882,82 \text{ кВА}; \end{aligned}$$

Теперь по формуле, приведенной выше найдем рабочий ток всей нагрузки подключенной к данной петле РП11-ТП21-ТП20-ТП20А-ТП20Б:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{2882,82}{10 \cdot \sqrt{3}} = 158,5 \text{ А};$$

Проверяем рабочий ток по отношению к длительно допустимому току с учетом коэффициентов:

$$158,5 \leq 165 \cdot 0,9 \cdot 1,35 = 200,47 \text{ А}$$

Пример для реконструкции кабель 3x70 мм² с длительно-допустимым током 165 А, при этом с учётом коэффициентов допустимый ток получился равный 200,47 А. Марку кабеля примем АПвБПу. Это силовой кабель трехжильный с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированный, в усиленной оболочке из полиэтилена.

Расшифровывается как:

А - алюминиевая токопроводящая жила;

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена;

Б - броня из стальных оцинкованных лент;

П - оболочка из полиэтилена;

У - оболочка из полиэтилена увеличенной толщины;

10кВ - номинальное напряжение.

Расчеты сечений кабельных линий по остальным петлям производится аналогично, для большей наглядности сведем результаты выбора сечений кабельных линий в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор сечений кабелей

Маршрут КЛ	P_p	Q_p	$I_{расч}$	$l_{дл. доп.}$	Марка и сечение КЛ
1	2	3	4	5	6
РП11-ТП21-ТП20- -ТП20А-ТП20Б-РП11	2721,62	950,48	158,5	193	АПвБПу (3×70)/16
РП11-19Б-ТП19В- ТП19А-ТП19Н-РП11	2111,82	652,1	121,53	156	АПвБПу (3×50)/16
РП11-ТП22Б-ТП22- ТП23В-ТП23Н- ТП23Б-ТП22Г-РП11	3000,59	1078,66	175,33	193	АПвБПу (3×70)/16
РП11-ТП13-ТП13Б- ТП13А-ТП14-РП11	2905,3	1422,15	177,86	193	АПвБПу (3×70)/16
РП11-ТП15-ТП16В- ТП16Б-ТП16Н-РП11	2942,91	1069,21	172,2	193	АПвБПу (3×70)/16
РП11-ТП16А-ТП17А- ТП17Б-ТП17-РП11	2975,15	994,43	170,77	193	АПвБПу (3×70)/16

Выбранные сечения кабельных линий 10 кВ необходимо теперь проверить по падению напряжения на концах линии. Для этого зная напряжение на шинах источника питания и подсчитав потери напряжения в сети определим напряжение у потребителей. В соответствии с ГОСТ Р 54149-2010 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 % [18].

Потери напряжение на участке сети определяются по следующей формуле учитывающей длины линий передаваемые активные и реактивные мощности, напряжение сети и сопротивления кабеля на участках сети.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% \quad (34)$$

где I_p – расчетный ток протекающий по участку линии в послеаварийном режиме, когда все ТП питаются от одной секции шин РП 11, А;

l_m – длина линии от ЦП до точки m, км;

U_n - номинальное напряжение, кВ;

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Определение потери напряжения выполним в ранее рассчитанной петле РП11-ТП21-ТП20-ТП20А-ТП20Б-РП11.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 158,5 \cdot 0,949}{10500} \cdot (0,268 \cdot 0,953 + 0,196 \cdot 0,31) \cdot 100\% = 0,78 \%$$

Как видно по результатам расчетов, потери напряжения составили 0,78 %, что в соответствии с [18] не превышает нормально допустимых значений, соответственно сечение кабельной линии выбрано верно. Определение потерь напряжения на остальных участках сети определяются полностью аналогично. Для наглядности и анализа полученных данных сведем результаты расчётов потери напряжения в таблицу 15.

Таблица 15 – Определение потерь напряжения на участках сети

Маршрут КЛ	$I_{расч}$	Марка и сечение КЛ	r , Ом/км	x , Ом/км	l , км	U
1	2	3	4	5	6	7
РП11-ТП21-ТП20-- ТП20А-ТП20Б-РП11	158,5	АПвБПу (3×70)/16	0,268	0,196	0,949	0,8
РП11-19Б-ТП19В- ТП19А-ТП19Н-РП11	121,53	АПвБПу (3×50)/16	0,387	0,104	1,405	1,1
РП11-ТП22Б-ТП22- ТП23В-ТП23Н- ТП23Б-ТП22Г-РП11	175,33	АПвБПу (3×70)/16	0,268	0,196	2,25	2
РП11-ТП13-ТП13Б- ТП13А-ТП14-РП11	177,86	АПвБПу (3×70)/16	0,268	0,196	1,462	1,4
РП11-ТП15-ТП16В- ТП16Б-ТП16Н-РП11	172,2	АПвБПу (3×70)/16	0,268	0,196	2,38	2,1
РП11-ТП16А- ТП17А-ТП17Б- ТП17-РП11	170,77	АПвБПу (3×70)/16	0,268	0,196	1,445	1,3

Проанализировав полученные данные, можно сделать выводы, что на всех участках отклонение напряжения не превышает нормальное допустимое. Соответственно сечения кабельных линий выбраны верно.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания является важной частью при реконструкции распределительной сети и выборе вновь устанавливаемого оборудования в распределительной сети. Так как позволяет оценить соответствие выбранного оборудования режиму работы сети в аварийных ситуациях при коротких замыканиях, когда величины токов кратно превышают номинальные значения в рабочем режиме.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания еще называют расчетом электромагнитных переходных процессов, суть которого заключается в определении токов в рассматриваемой схеме при определенных заданных условиях.

Таковыми условиями является нарушение электрической плотности изоляции проводов или оборудования в электрической сети последствием чего является аварийный режим короткого замыкания. При коротком замыкании возникает резкое увеличение величины токов, протекающих в сети, величины токов могут достигать очень больших значений, превышающих номинал в 10-15 раз [22]. Увеличение величины токов короткого замыкания представляют большую опасность для всех составляющих частей элементов электрической сети и оборудования, вследствие чрезмерного нагрева токоведущих частей и создания больших механических усилий, приводящих к выводу из строя оборудования, в связи с чем при выборе материалов и оборудования необходимо учитывать возможность появления в сети таких токов и минимизировать последствия. Также знание величин токов короткого замыкания помогает правильно отстроить работу релейной защиты.

Соответственно определение величин токов короткого замыкания является важным этапом в выборе оборудования и последующей проверке

коммутационного оборудования и кабельных линий на термическую и динамическую стойкость к действию токов КЗ, а также для выбора и расчета релейной защиты.

Режим короткого замыкания для электрической сети является нестандартным и что бы его учесть в полном объеме потребуется учитывать при расчетах огромное количество параметров, что делает расчет токов короткого замыкания практически невыполнимой задачей, в связи с чем при проведении расчетов используется ряд допущений [22], а именно:

1 Отсутствие насыщения магнитных систем (то есть нелинейную систему заменяют линейной), что позволяет использовать при расчетах принцип наложения;

2 Пренебрежение намагничивающими токами трансформаторов и автотрансформаторов;

3 Отсутствие несимметрии трехфазной системы;

4 Пренебрежение ёмкостными проводимостями;

5 Приближенный учет нагрузок (в зависимости от стадии переходного процесса нагрузку заменяют постоянным сопротивлением, обычно индуктивным);

6 Отсутствие активных сопротивлений (это допущение неприемлемо для низковольтных сетей, оно может применяться только для определения расчетных величин в начале и в конце переходного процесса при соблюдении условия $\frac{x}{R} \geq 3$);

7 Закон изменения периодической составляющей тока КЗ установленный для схемы с 1 генератором можно использовать для приближенной оценки этой составляющей тока в схеме с произвольным количеством генераторов;

8 Закон изменения апериодической составляющей тока КЗ во всех случаях можно оценивать приближенно;

9 При расчете ударного тока КЗ принято считать, что ударный ток наступает через полпериода с момента возникновения КЗ;

10 Амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент времени 0.01 секунды равен амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

Расчет токов короткого замыкания производится по методике и формулам, указанным в инструкции по расчету токов короткого замыкания [22].

Расчет токов короткого замыкания проведем для петли РП11-ТП21-ТП20-ТП20А-ТП20Б-РП11. Перед началом расчетов необходимо составить расчетную схему и схему замещения. Расчетной схемой для сети 10 кВ является схема от шин подстанции Западная до шин ТП, которая представлена на рисунке ниже.

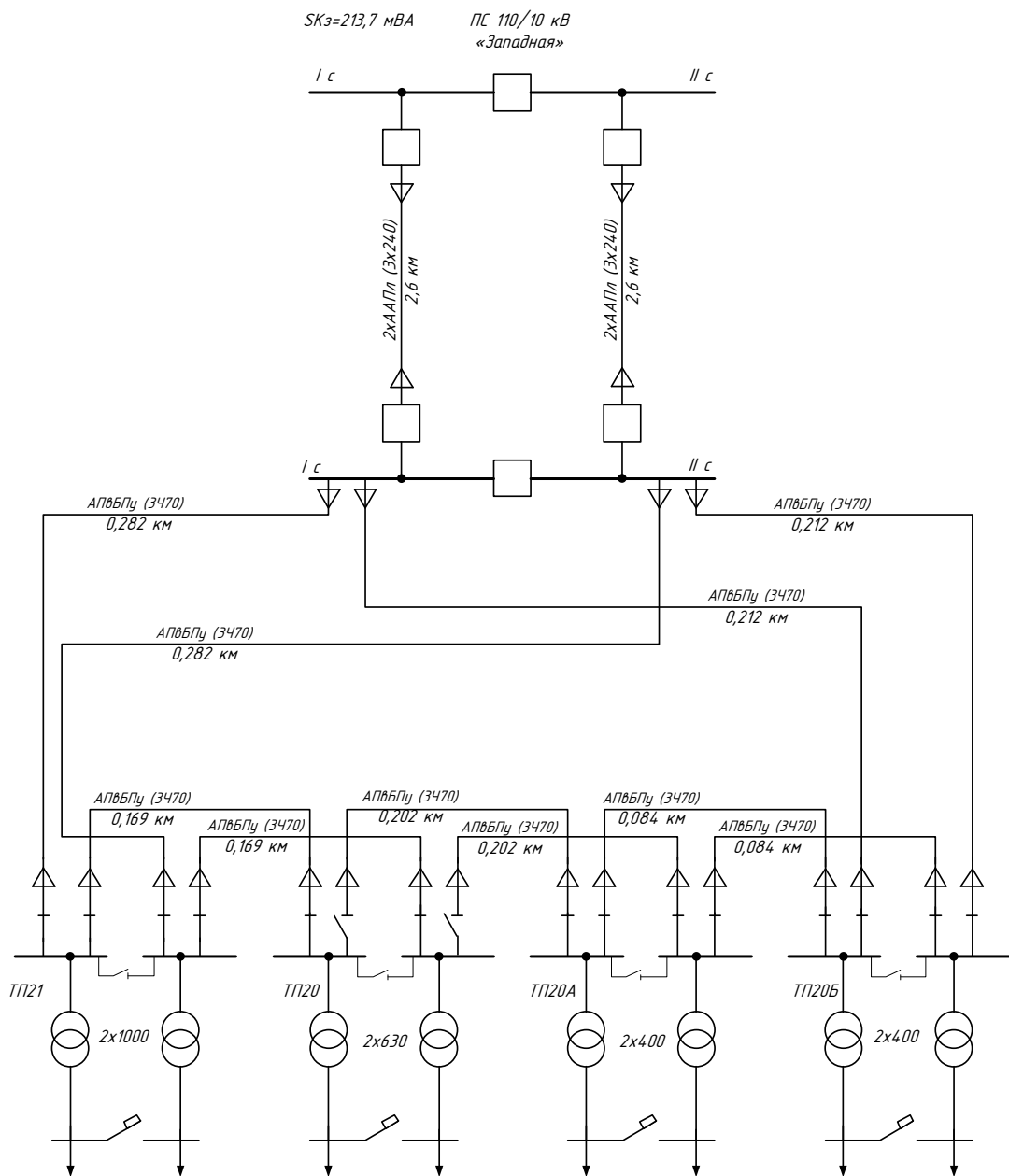


Рисунок 9 – Расчетная схема для нахождения токов КЗ

Схема замещения составляется на основании расчетной схемы, представляющей собой упрощенную однолинейную схему на которой указаны все элементов электроустановки и их параметров, которые влияют на величину тока КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

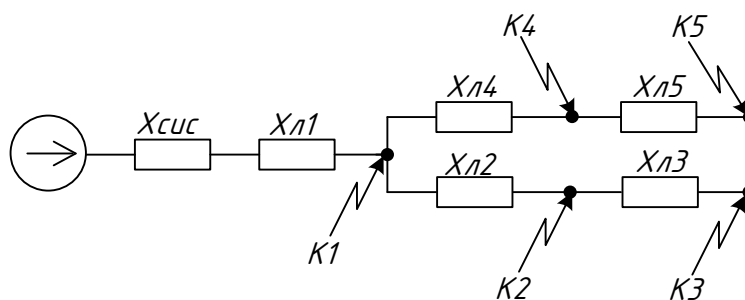


Рисунок 10 – Схема замещения

В соответствии с инструкцией по расчету токов короткого замыкания [22], расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях 10 кВ и выше необходимо вести в относительных единицах с приближённым приведением. Что позволяет использовать описанные выше упрощения, дает большую наглядность.

Для работы в относительных единицах сначала необходимо определить базисные данные, а именно напряжение и мощность. В нашем случае сеть в которой идет расчет токов короткого замыкания имеет напряжение 10 кВ, его мы и возьмем за базисное $1,05 \cdot U_{ном}$. Базисную мощность возьмем из чисел кратных 10, так проще и нагляднее считать.

Выбираем:

$S_B = 100$ МВА – базисная мощность;

$U_B = 10,5$ кВ – базисное напряжение.

Следующим показателем, который можно рассчитать по закону Ома – это базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}; \quad (35)$$

Показателями, которые влияют на величину токов короткого замыкания, являются сопротивления элементов сети.

Первоначальным сопротивлением является сопротивление системы. Для его нахождения надо знать мощность короткого замыкания на шинах ПС Западная. Найдем сопротивление системы по следующей формуле:

$$X_C = \frac{S_B}{S_{КЗ}}; \quad (36)$$

$$X_C = \frac{S_B}{S_{КЗ}} = \frac{100}{213.7} = 0,47 \text{ о.е.}$$

Следующими сопротивлениями являются сопротивления линий, их величина в относительных единицах определяется по формуле:

$$X_{Л}^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{1}{n_{Ц}} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (37)$$

где L - длина линии до точки предполагаемого КЗ, измеряется в километрах или метрах,

$n_{Ц}$ - число цепей до точки короткого замыкания, может быть от 1 до 6 в зависимости от количества линий, в нашем случае $n=2$;

$X_{уд}$ - удельное сопротивление линии в зависимости от сечения линии измеряется в Ом/км.

$$X_{Л1}^* = 0,075 \cdot 2,6 \cdot \frac{1}{4} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,044 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л2}^* = 0,086 \cdot 0,282 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,011 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л3}^* = 0,086 \cdot 0,169 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0066 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л4}^* = 0,086 \cdot 0,212 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0083 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л5}^* = 0,086 \cdot 0,084 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0033 \text{ о.е.};$$

Помимо реактивного сопротивления, линии имеют и активные сопротивления линии, которые находятся аналогично.

$$R_{Л1}^* = 0,125 \cdot 2,6 \cdot \frac{1}{4} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,074 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л2}^* = 0,42 \cdot 0,282 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,054 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л3}^* = 0,42 \cdot 0,169 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,032 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л4}^* = 0,42 \cdot 0,212 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,04 \text{ о.е.};$$

$$R_{Л5}^* = 0,42 \cdot 0,084 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,016 \text{ о.е.};$$

После определения всего объема сопротивлений линий, в соответствии с инструкцией приступаем к расчету токов. Первоначально находится ток трехфазного короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_{**}}{Z_*} \cdot I_B; \quad (38)$$

где Z — полное сопротивление до точки короткого замыкания, включающее в себя активное и индуктивное сопротивление по формуле полного квадрата, и находится по следующей формуле:

$$Z_* = \sqrt{(\sum x_{Л} + x_{сист})^2 + (\sum r_{Л})^2}; \quad (39)$$

где $\sum r_{Л}$ — активное сопротивление линии до точки короткого замыкания;

$\sum x_{Л}$ — реактивное сопротивление линии до точки короткого замыкания;

$x_{сист}$ — реактивное сопротивление системы.

После определения трехфазного тока короткого замыкания можно найти ток двухфазного короткого замыкания, который вычисляется по следующей формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}; \quad (40)$$

Особую роль играет ударный ток короткого замыкания, который находится по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)}; \quad (41)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, который находится по следующей формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (42)$$

где T_a – постоянная времени затухания, которая находится по следующей формуле:

$$T_a = \frac{\Sigma x}{\omega \cdot \Sigma \cdot r}; \quad (43)$$

Теперь рассчитаем ток короткого замыкания в точке К1. Приведенная схема для расчета тока показана на рисунке 11.

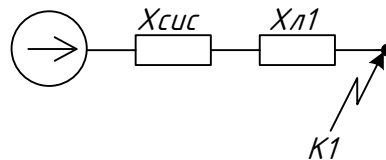


Рисунок 11 – Схема для расчета точки К1

Проведем расчет для точки К1:

Полное сопротивление:

$$Z = \sqrt{(x_{Л1} + x_{сум})^2 + (r_{Л})^2} = \sqrt{(0,044 + 0,47)^2 + (0,074)^2} = 0,519 \text{ о.е.};$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_*'}{Z_*} \cdot I_B = \frac{1}{0,519} \cdot 5,5 = 10,6 \text{ кА};$$

Находится ток двухфазного КЗ:

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,6 = 9,18 \text{ кА};$$

Находится постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{Л1} + x_C}{\omega \cdot r_{Л1}} = \frac{0,044 + 0,47}{314 \cdot 0,074} = 0,022;$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,022}} = 1,63;$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,63 \cdot 10,6 = 24,43 \text{ кА};$$

Для наглядности сведем результаты расчетов в таблицу 16, в том числе по остальным точкам, в которых целесообразен расчет токов короткого замыкания.

Таблица 16 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Постоянная времени затухания, с	Ударный коэффициент	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
К1 на РП	10,63	9,205	0,022	1,64	24,6
К2 на ТП21	10,2	8,81	0.013	1,47	21,1
К3 на ТП20	9,91	8,58	0.011	1,39	19,46
К4 на ТП20Б	10,29	8,91	0,015	1,5	21,9
К5 на ТП 20А	10,16	8,8	0.013	1,46	20,97

8 РЕКОНСТРУКЦИЯ РП-11

При реконструкции распределительной сети, обеспечивающей питание части города Благовещенска, необходимо провести замену оборудования, установленного на РП-11 и ТП под номерами 14, 15, 16А, 16Б, 16В, 16Н, 17А, 20А, 20Б, 21, 22Г, 23В. На остальных ТП замена не требуется, так как по результатам анализа нагрузок по мощности трансформаторные подстанции проходят. Начнем с реконструкции РП-11 и выберем оборудование, предполагаемое к установке в распределительном пункте.

8.1 Выбор и проверка оборудования РП-11

РП-11 представляет собой кирпичное капитальное здание, в котором установлено распределительное устройство 10 кВ с питающими линиями и отходящими. Распределительное устройство в РП-11 укомплектуем комплектным распределительным устройством из ячеек производства Мосэлектроцит серии К-129 «ОПТИМА». Данные ячейки комплектуются вакуумными выключателями серии ВВ/TEL производства Таврида-электрик. Которая является одной из немногих российских компаний с полным циклом производства оборудования, начиная с изготовления вакуумных камер и заканчивая блочными подстанциями.

Данные по нагрузкам на присоединениях в РП11 четные фидера первая секция шин, нечетные фидера вторая секция шин и расчетные рабочие токи приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчетные нагрузки по присоединениям в РП11

Присоединение	Q _p	S _p	I _{расч}
1	3	4	5
Ввод РП11	5827,84335	16971	976,19
Ф-1, Ф-2: ТП21-ТП20-ТП20А-ТП20Б	950,48	2882,8	158,5
Ф-3, Ф-4: 19Б-ТП19В-ТП19А-ТП19Н	652,1	2210,2	121,53
Ф-5, Ф-6: ТП22Б-ТП22-ТП23В-ТП23Н-ТП23Б-ТП22Г	1078,66	3188,6	175,33
Ф-7, Ф-8: ТП13-ТП13Б-ТП13А-ТП14	1422,15	3234,7	177,86
Ф-9, Ф-10: ТП15-ТП16В-ТП16Б-ТП16Н	1069,21	3131,1	172,2
Ф-11, Ф-12: ТП16А-ТП17А-ТП17Б-ТП17	994,43	3136,9	170,77

8.1.1 Выбор и проверка выключателей на вводе в РП-11

Выбор выключателя заключается в определении его основных характеристик, которые должны соответствовать требованиям сети, в которую он будет устанавливаться. При выборе выключателя должны соблюдаться следующие условия:

Номинальное напряжение выключателя должно быть больше или равно номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{выкл}} \leq U_{\text{ном. сети}}, \quad (44)$$

где $U_{\text{выкл}}$ – номинальное напряжение выключателя;

$U_{\text{ном.сети}}$ – номинальное напряжение сети, куда планируется установка выключателя.

Номинальный ток выключателя должен быть больше или равен максимальному рабочему току, протекающему в сети:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл.}}, \quad (45)$$

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

Ток отключения выключателя должен быть больше или равен току короткого замыкания:

$$I_{\text{вкл.норм}} \geq I_{\text{п0}}; \quad (46)$$

Динамическая стойкость выключателя должна быть больше или равна ударному току короткого замыкания:

$$i_{\text{вкл.норм}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (47)$$

Сквозная стойкость выключателя должна быть больше или равна току короткого замыкания:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}; \quad (48)$$

где

$$i_{пр.скв} = i_{дин} \geq i_{уд} \quad (49)$$

Термическая стойкость выключателя должна быть больше или равна длительному тепловому воздействию тока короткого замыкания:

$$I_{терм.норм}^2 t_K \geq B_K \text{ при } t_K = t_{откл} \geq t_{тер.норм} \quad (50)$$

где

$$B_{тер} = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \geq B_K \text{ при } t_K < t_{тер.норм} \quad (51)$$

Так как в РП у нас предполагается установке вакуумных выключателей, то их необходимо выбрать и проверить на линиях, питающих РП, для этого найдем максимальную рабочую мощность и ток протекающий по каждой линии, максимальная рабочая мощность равна 16,791 МВА. Найдем рабочий ток, протекающий по линии, когда одна из питающих линий отключена и вся нагрузка лежит на одной линии. Ток находится по следующей формуле:

$$I_{\max. \text{раб}} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{16,791}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,97 \text{ кА}; \quad (52)$$

где $S_{РП}$ – мощность на РП 11 определенная в разделе выше в таблице 11.
Номинальное напряжение выключателя 10,5 кВ:

$$10,5 \text{ кВ} = 10,5 \text{ кВ};$$

По току:

$$970 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

По полученному току в послеаварийном режиме определяем номинальный ток и тип и марку вакуумного выключателя, предполагаемого к установке в РП. Выбираем вакуумный выключатель производства Таврида Электрик типа ISM15_LD/10-12.5/1600 УХЛ-1. Это вакуумный выключатель

с номинальным током 1600 А, током отключения 12.5 кА, для установки в умеренном климате и приводом типа «магнитная защелка». Особенностью данного привода является малые ток, потребляемый при включении или отключении.

Проводим проверку выбранного выключателя на термическую стойкость при воздействии токов КЗ:

$$B_k = 10.63^2 \cdot (1.2 + 0.022) = 139.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Также потребуется проверка выбранного выключателя на соответствие термическому импульсу. Найдем номинальный термический импульс выбранного выключателя по формуле:

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (53)$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ, с.

Проверку выбранного выключателя проведем в табличной форме для упрощения принятия выбора по правильности проведенных расчетов. Результаты сравнение расчетных данных с каталожными данными приведем в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выключателя питающей линии

Паспортные данные, ISM15_LD/10- 12.5/1600 УХЛ1	Условия выбора	Расчётные данные
1	2	3
10,5	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$	10,5
1600	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{раб.наиб}}$	970
12,5	$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}$	10,63
32,8	$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}$	24,6

1	2	3
7,64	$I_{пр.скв} \geq I_{П0}$	10,63
514,83	$I_{терм.норм}^2 t_K \geq B_K$	139,2

Выбранные выключатели удовлетворяет всем условиям выбора, его и принимаем к установке.

8.1.2 Выбор и проверка секционного выключателя

Так как схема выбранного распределительного устройства у нас одна секционированная выключателей система шин, то между секциями устанавливается секционный выключатель. Которые также необходимо выбрать и проверить на воздействие токов КЗ.

Секционный выключатель по своей функциональности должен обеспечивать автоматическое включение или ввод резерва при исчезновении питания на одной из секций шин. Соответственно мощность протекаемая через секционный выключатель соответствует половине мощности всего РП-11. Проверка и выбор секционного выключателя аналогичен выбору и проверке выключателя на вводе. А учитывая, что на вводе ток равен 970 А, то половина составит 485 А, соответственно в качестве секционного выключателя устанавливаем выключатель ISM15_LD/10-12.5/1000 УХЛ1.

8.1.3 Выбор и проверка выключателей на отходящих присоединениях

При выборе выключателей на отходящих присоединениях необходимо учитывать, что у нас петлевая схема. Соответственно выбор выключателя необходимо проводить в послеаварийном режиме, при котором все ТП питаются от одной секции шин.

Проведем расчеты для самой сложной, загруженной петли в схеме - РП11-ТП13-ТП13Б-ТП13А-ТП14-РП11. Мощность данной петли составляет 3,23 МВА. Рабочий ток находится по формуле, указанной выше:

$$I_p = \frac{3,23}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,186 \text{ кА};$$

Выбираем выключатель того же производителя ISM15_LD/10-12.5/1000 УХЛ1, у которого номинальный ток составляет 1000 Ампер. Выбираются выключатели с номинальным током 1000 А по причине, отсутствия на заводах изготовителях вакуумных выключателей с меньшими токами отключения, что связано с особенностями производства вакуумных камер.

Таблица 19 – Проверка выключателя отходящего присоединения

Паспортные данные, ISM15_LD/10-12.5/1000 УХЛ1	Условия выбора	Расчётные данные
1	2	3
10,5	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$	10,5
1000	$I_{ном} \geq I_{прод.расч} = I_{раб.наиб.}$	186
12,5	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$	9,72
32,8	$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}$	1,13
7,64	$I_{пр.скв} \geq I_{П0}$	9,72
514,83	$I_{терм.ном}^2 t_K \geq B_K$	115,26

Так как номинальные токи на всех остальных отходящих присоединениях меньше тока присоединения, на котором мы провели расчеты, а вакуумных выключателей с меньшими номинальными токами не выпускается, то на все остальные присоединения устанавливаем аналогичные выключатели ISM15_LD/10-12.5/1000 УХЛ1.

8.1.4 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока 10 кВ

Для организации работы релейной защиты и учета электроэнергии на РП применяются трансформаторы тока 10 кВ. При реконструкции трансформаторы тока также подлежат замене и в новые ячейки К-129 устанавливаются новые трансформаторы тока. В связи, с чем необходимо привести выбор и установку трансформаторов тока, что сводится к определению ожидаемой вторичной нагрузки и сравнении ее с номинальной допустимой нагрузкой трансформатора тока, а также проверкой выбранного трансформатора тока на электродинамическую и термическую стойкость.

По вторичной нагрузке выбор трансформатора тока зависит от конструкции и класса точности. Который зависит от сопротивления

вторичной нагрузки подключаемой к трансформатору тока. Полное сопротивление нагрузки должно быть меньше номинального допустимого сопротивления трансформатора тока, то есть соблюдается следующее условие:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}; \quad (54)$$

где Z_2 – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в принятом классе точности измеряется в Ом.

Определим вторичную нагрузку необходимую к подключению к трансформатору тока. Так как индуктивное сопротивление ввиду низкого напряжения имеет малую величину, его мы учитывать не будем. Расчет будет вестись только по активному сопротивлению.

Величина сопротивления вторичной нагрузки состоит из:

- сопротивления последовательно включенных приборов;
- сопротивления соединительных проводов;
- сопротивления контактов.

$$r_2 = r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K; \quad (55)$$

Сопротивление контактов обычно величина небольшая и стандартная, принимается равной 0.1 Ом [7].

Сопротивление последовательно включенных приборов находится по формуле:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}; \quad (56)$$

где $S_{приб}$ – мощность подключенных приборов, измеряется в В·А;

I_2 – номинальный вторичный номинальный ток прибора, измеряется в А.

Величина сопротивления соединительных проводов зависит от длины подключенных проводов и сечения проводов.

Поэтому пойдем от противного, нам необходимо что бы трансформатор тока работал в выбранном классе точности соответственно должно соблюдаться условие:

$$r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \leq Z_{2\text{НОМ}}; \quad (57)$$

из которого можно составить следующее выражение:

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}; \quad (58)$$

Откуда зная величину сопротивления проводов можно найти минимально допустимое сечение подключаемых проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}}; \quad (59)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, в нашем случае используется алюминий $\rho = 0.028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ [15];

$l_{\text{РАСЧ}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, для распределительных устройств в РП составляет, 6 м [8];

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем контрольные кабели, при этом необходимо учитывать, что по условию механической прочности сечение жил контрольных кабелей должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$. Также если к трансформатору тока предполагается подключение коммерческих приборов учета, минимальные сечения жил необходимо увеличить до 4 мм^2 .

Учитывая, что трансформаторы тока и напряжения на РП-11 используются для коммерческого учета, то класс точности примем 0,5.

Устанавливаем трансформаторы тока производства Самарский трансформатор типа ТЛМ-10 [30]. Этот трансформатор тока выполняет функции опорного изолятора, в котором роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства 10 кВ. Нагрузку, подключаемую к шинам вторичных цепей трансформатора тока, сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			A	B	C
1	2	3	4	5	6
Амперметр Варметр Ваттметр Счетчик активной и реактивной энергии Итого:	Ввод 10 кВ	AD-723	0,5	–	0,5
		СТ3021	0,5	–	0,5
		СК3021	0,5	–	0,5
		ARIS EM45	3	–	3
				4,5	–
Амперметр Итого:	Секционный выключатель 10 кВ	AD-723	0,5 0,5	-	0,5 0,5

Рассчитаем нагрузку на вводе в трансформатор тока. В соответствии с выбранным трансформатором тока, при классе точности 0,5 номинальная нагрузка составляет 15 В·А.

Найдем сопротивление приборов для трансформатора тока 10 кВ устанавливаемого на вводе.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}; \quad (60)$$

Допустимое сопротивление проводов будет составлять:

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} = 0,6 - 0,18 - 0,1 = 0,32 \text{ Ом}; \quad (61)$$

Найдем минимальное сечение провода по допустимому сопротивлению:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 6}{0,32} = 0,525 \text{ мм}^2; \quad (62)$$

Соответственно сечение должно быть не менее 0,53 мм², 2,5 мм², и не менее 4 мм². Соответственно выбираем провод марки АКРКГ с сечением 4 мм².

Сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,028 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом}; \quad (63)$$

Сопротивление нагрузки:

$$r_{\text{нагр}} = 0,042 + 0,18 + 0,1 = 0,322 \text{ Ом};$$

Термическая и динамическая стойкость:

$$B_K = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 10,63^2 \cdot (1,21 + 0,022) = 139,21 \text{ А}^2 \cdot \text{с}; \text{ кА}^2\text{с} \quad (64)$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 80^2 \cdot 1 = 6400 \text{ А}^2 \cdot \text{с}. \text{ кА}^2\text{с} \quad (65)$$

Результаты расчета и выбора трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор ТТ на вводе

Паспортные данные	Условия выбора	Расчетные данные
1	2	3
Трансформаторы тока на вводе		
U _н = 10 кВ	U _р ≤ U _н	U _н = 10 кВ
I _н = 1250А	I _р ≤ I _н	I _р = 970 А
Z _н = 0,6 Ом	Z _{нр} ≤ Z _н	Z _{нр} = 0,322 Ом
B _{кн} = 6400 кА ² с	B _{кр} ≤ B _{кн}	B _{кр} = 139,21 кА ² с
i _{дин} = 200 кА	i _{уд} ≤ i _{дин}	i _{уд} = 24,6 кА
Трансформаторы тока в секционной ячейке		
U _н = 10 кВ	U _р ≤ U _н	U _н = 10 кВ
I _н = 1250А	I _р ≤ I _н	I _р = 970 А

Продолжение таблицы 21

1	2	3
$Z_H = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{Hr} \leq Z_H$	$Z_{Hr} = 0,162 \text{ Ом}$
$B_{KH} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} \leq B_{KH}$	$B_{Kp} = 139,2 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{дин} = 200 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 24,6 \text{ кА}$

Расчеты трансформатора тока устанавливаемых на отходящих присоединениях аналогичен. Нагрузка подключаемая к трансформаторам тока на отходящих присоединениях везде одинакова и представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Нагрузка ТТ отходящих линий

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Линия 10 кВ	AD-723	0,5	-	0,5
Счетчик		ARIS EM45	3	-	3
Итого:				3,5	-

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока на отходящих присоединениях аналогична расчету нагрузок и выбору на вводе и сведена в таблицу 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка трансформаторов тока на отходящих присоединениях

Паспортные данные	Условия выбора	Расчетные данные
1	2	3
Трансформаторы тока в на отходящих присоединениях		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$	$I_p = 186 \text{ А}$
$Z_H = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{Hr} \leq Z_H$	$Z_{Hr} = 0,282 \text{ Ом}$
$B_{KH} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} \leq B_{KH}$	$B_{Kp} = 139,2 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 24,6 \text{ кА}$

8.1.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Помимо трансформаторов тока в РП еще устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения 10 кВ, для питания и измерения релейной защиты и коммерческого учета. Трансформаторы напряжения, как и трансформаторы тока выбираются по номинальному первичному

напряжению, классу точности, схеме соединения обмоток и величине подключаемой мощности.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}; \quad (66)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора напряжения для выбранного класса точности, измеряется в В·А;

$S_{2\Sigma}$ – суммарная нагрузка измерительных приборов и реле, подключаемых к трансформатору напряжения, измеряется в В·А.

В целях оптимизации и упрощения расчетов однофазная нагрузка приборов не разделяется по фазам, соответственно находится по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}; \quad (67)$$

Упрощая нагрузку измерительных приборов можно придти к выражению 34, без учета схемы включения приборов:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон}; \quad (68)$$

Результаты расчета нагрузки трансформатора напряжения и потребляемая мощность приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	AD-723	2	1	1	0	1	2	-

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ваттметр Варметр	СТ3021	2	2	1	0	1	4	-
	СК3021	2	2	1	0	1	4	-
Счетчик	ARIS EM45	6	4	2	0	12	72	
Итого:							82	-

Для вторичной нагрузки трансформаторов напряжения коэффициент мощности подключаемых приборов близок к единице, соответственно полная мощность вторичной обмотки равна суммарной активной мощности подключаемых приборов или $S=82 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Под заданную нагрузку и характеристики схемы выбираем к установке антирезонансный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10 УХЛ1 [6]. Выбор и проверку выбранного трансформатора напряжения сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Справочные данные	Условия выбора	Расчетные данные
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$S_H = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$	$S_P = 82 \text{ В} \cdot \text{А}$

8.1.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты основного силового оборудования от коммутационных перенапряжений и грозовых перенапряжений используются ограничители перенапряжения. Ограничители перенапряжения состоят из металл оксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку. Выбор ОПН в сети с изолированной нейтралью учитывает напряжение, возникающее при замыкании одной из фаз на землю, соответственно на других фазах у нас линейное напряжение. Откуда можно найти рабочее напряжение ОПН:

$$U_{э\kappa\beta} = U_{\kappa} \cdot \left(\frac{T_{\kappa}}{10}\right)^m = 11,5 \cdot \left(\frac{10}{10}\right)^{0,02} = 11,5 \text{ кВ}; \quad (69)$$

Окончательный выбор ОПН заключается в нахождении энергии поглощаемой ограничителем:

$$W_{\text{рк}} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot ((3U_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_n)^2) = \frac{1}{2} \cdot 0,435 \cdot ((3 \cdot 10,5)^2 - (\sqrt{2} \cdot 11,5)^2) = 158,28; \quad (70)$$

где C – емкость одной фазы кабеля берется из справочника для выбранного ранее кабеля и равна 0,29 нФ/км, длина кабельной линии составляет от 1 км до 2,5 км, примем для расчета 1,5 км. Соответственно $0,29 \cdot 1,5 = 0,435$ нФ.

U_0 - максимальное значение рабочего напряжения фаза – земля;

U_n - номинальное напряжение ОПН (действующее значение).

Выбирается ОПН марки ОПН-РТ\Tel-10\16 с классом напряжения 10 кВ.

8.1.7. Выбор опорных изоляторов

Для крепления токоведущих частей по заземленным конструкциям КРУ и изолирования напряжения используется такой вид основной изоляции как опорные изоляторы. Производится выбор опорных изоляторов, по номинальному напряжению сети и по допускаемой механической нагрузке, которая должна быть больше 60 % разрушающей нагрузки на изгиб:

$$F_{\text{дон}} \leq 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (71)$$

Для установки принимаем опорные изоляторы типа ИО-10 -3,75 2 УХЛ1, с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}.$$

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{24600^2}{0.3} \cdot 10^{-7} = 349,4 \text{ Н}; \quad (72)$$

Допускаемая механическая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}; \quad (73)$$

Соответственно:

$$349,4 \leq 2250$$

Условие механической прочности соблюдается соответственно опорные изоляторы выбраны верно ИО-10 -3,75 2 УХЛ1.

8.1.8 Выбор и проверка ошиновки

В РП 11 для соединения между собой шкафов КРУ и подключения отходящих линий используется ошиновка. Примем ошиновку из алюминиевых шин. Сечение и форму определим по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{16,791}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,97 \text{ кА}; \quad (74)$$

Для дальнейших расчетов и проверки принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения размерами 80х6 мм, соответственно сечение будет:

$$80 \cdot 6 = 480 \text{ мм}^2.$$

Проверим выбранные шины на воздействие термических токов короткого замыкания. Расчетный ток короткого замыкания на шинах РП был определен в разделе 7 и равен 10,63 кА. Тепловой импульс тока КЗ также был рассчитан в разделе выше и составляет:

$$B_K = 139,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости находится по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{139,2 \cdot 10^3}}{91} = 129,65 \text{ мм}^2; \quad (75)$$

где C – коэффициент равный 91, для алюминия [21].

Проверим выбранное сечение на минимальное сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} \leq q;$$

$$129,65 \leq 480 \text{ мм}^2.$$

Выбранные шины удовлетворяют по термической стойкости.

Проверка по условиям механической прочности проводится по условию допустимого механического воздействия в материале шин. Для этого сначала определяется частота собственных колебаний алюминиевых шин прямоугольного сечения:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{0,95^2} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}} = 443,2 \text{ Гц}; \quad (76)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см^4 , для шин, расположенных плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,6 \cdot 8^3}{12} = 25,6 \text{ см}^4;$$

q - поперечное сечение шины равно 480 мм^2 .

При протекании через шину тока короткого замыкания в металле возникает электродинамическое усилие равное:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{\sqrt{3} \cdot 24600^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 349,39 \text{ Н}; \quad (77)$$

где, $a = 0,3 \text{ м}$ – расстояние между фазами [7].

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{349,39 \cdot 0,95^2}{10} = 31,53 \text{ Н/м}; \quad (78)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, $l = 0,95 \text{ м}$ [7].

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{31,53}{6,4} = 4,93 \text{ МПа}; \quad (79)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 8^2}{6} = 6,4 \text{ см}^3; \quad (80)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин определяется:

$$\sigma_{\text{дон}} \leq 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}} = 0,7 \cdot 130 = 91 \text{ МПа}; \quad (81)$$

где $\sigma_{\text{разр}}$ - разрушающее напряжение, МПа, для алюминиевого сплава АД31Т равное 130 Мпа [30].

Допустимое разрушающее напряжение шины больше чем расчетное напряжение при протекании тока короткого замыкания, соответственно шина выбрана верно.

8.2 Выбор и проверка ТСН

Для питания различных устройств собственных нужд на РП11 устанавливается трансформатор собственных нужд, со вторичным напряжением 380/220 В. ТСН получает электроэнергию от сборных шин напряжением 10 кВ.

Для определения общей мощности потребителей собственных нужд, необходимо составить таблицу электрических нагрузок собственных нужд.

Для выбора мощности трансформатора собственных нужд необходимо определить общую электрическую нагрузку всех потребителей собственных нужд с учетом коэффициента загрузки. В таблице 26 приведены потребители собственных нужд.

Таблица 26 – Нагрузка трансформатора собственных нужд на РП

нагрузка	Потребляемая мощность, кВт
Отопление	20
Освещение	5
оборудование АИИС КУЭ,	1
оборудование телемеханики и связи	1
Ремонтные работы	30
итого	57 кВт
С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$	
итого	39,9 кВт
С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$	С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$

Учитывая, что реактивная нагрузка отсутствует, полная мощность трансформатора собственных нужд будет равна активной нагрузке. Для расчетной мощности выбираем трансформатор собственных нужд мощностью 40 кВА типа ТСЛ, трансформатор сухой литой. Устанавливается в ячейке ТСН без организации отдельного места для размещения ТСН, защита трансформатора собственных нужд осуществляется через предохранители.

8.3 Заземление подстанции РП-11

Для нормальной работы электрооборудования, в соответствии с режимом работы оборудования и требованиями электробезопасности должно быть организовано заземление. Заземление — это преднамеренное соединение металлических конструкций с контуром заземления. В нашем случае необходимо заземлить все металлические конструкции и ноль трансформаторов собственных нужд. Для этого необходимо рассчитать контур заземления, существующий контур РП-11 не удовлетворяет требованиям по заземлению [11].

В связи с чем произведем расчет контура заземления. Исходными данными будут характеристики грунтов - суглинок (удельное сопротивление суглинка 100 Ом·м; климатическая зона – 3), размеры распределительного пункта и остальные данные взятые из основной части расчетов.

Так заземлению подлежит электроустановка на напряжение 10 кВ наибольший ток через заземление при замыканиях на землю на стороне 10 кВ составляет 13,4 А.

Размеры здания РП-11 по периметру составляют 17,6 метра.

Для организации заземления выбираем вертикальные электроды в форме уголка (60×60 мм) длиной 2 м. Вертикальные электроды заглубляются в землю на глубину 2-3 м. Это позволит нам иметь стабильное сопротивление заземления, так как заземлитель соприкасается со всеми слоями грунта. Расположение вертикального заземлителя ниже уровня земли показано на рисунке 22. Горизонтальные электроды выбираем в виде металлической полосы 40×4 мм² на глубине 0,7 м, которые привариваются к вертикальным электродам внахлест на величину не менее ширины полосы.

Дополнительно используем естественные заземлители - железобетонные конструкции сооружений, имеющие надежное соединение с землей и с сопротивлением растеканию 0,8 Ом.

Теперь в соответствии с [11] рассчитаем величину сопротивления заземляющего контура.

В соответствии с ПУЭ 7-е издание [21], наибольшее допустимое сопротивление заземляющего контура устройства для электроустановок напряжением выше 1 кВ и с токами замыкания на землю ≥ 500 А должно быть не больше 0,5 Ом [11].

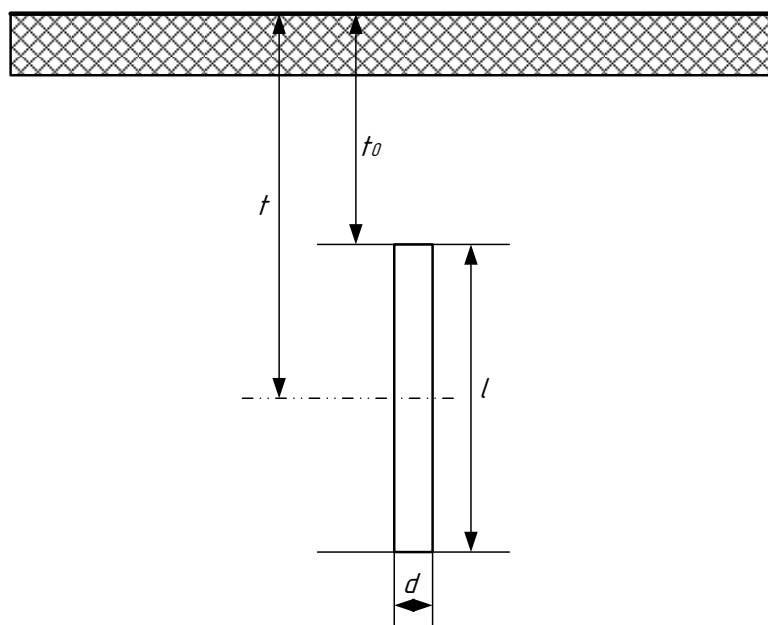


Рисунок 12 – Расположение вертикального электрода

где t_0 – расстояние от уровня земли до верхнего конца электрода, м;
 t – расстояние от уровня земли до горизонтальной оси электрода, м;
 l – длина электрода, м;
 d – диаметр электрода, м.

При формировании контура заземления необходимо соблюдать условия:

$$l > d; \tag{82}$$

$$t_0 > 0.5 \text{ м} \tag{83}$$

Величина сопротивления контура заземления рассчитывается с учетом использования естественного заземлителя, который присоединяется параллельно контуру заземления, соответственно выполняется следующее условие:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{R_3} - \frac{1}{R_e}; \quad (84)$$

где R_3 – расчетное сопротивление заземляющего устройства по ПУЭ [21];

R_H – сопротивление искусственного заземлителя;

R_e – сопротивление естественного заземлителя.

Подставляем в формулу известные нам данные:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0.5} - \frac{1}{0.8};$$

соответственно расчетное сопротивление заземлителя будет должно составлять не более $R_H = 1.33 \text{ Ом}$.

Найдем расчетные удельные сопротивления грунта для каждого типа заземлителя горизонтального и вертикального:

$$\rho_{p,\Gamma} = \rho_{y\partial} \cdot k_{\Pi,\Gamma}; \quad (85)$$

$$\rho_{p,B} = \rho_{y\partial} \cdot k_{\Pi,B}; \quad (86)$$

где $\rho_{y\partial}$ – удельное сопротивление грунта принимается равным $100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

$k_{\Pi,B}$, $k_{\Pi,\Gamma}$ – повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов для заданной климатической зоны 3.

Примем повышающие коэффициенты для климатической зоны 3 равными 2 для горизонтальных заземлителей при глубине залегания 0,7 м, а повышающий коэффициент для вертикальных заземлителей равный 1,4 – для вертикальных стержневых электродов длиной 2 – 3 м.

Найдем удельные расчетные сопротивления горизонтальных и вертикальных электродов:

$$\rho_{p,\Gamma} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{p,B} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Определим сопротивление растеканию единичного вертикального электрода, длиной 2 метра, при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле:

$$R_{O.B.Э} = \frac{\rho_{pB}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right); \quad (87)$$

Найдем эквивалентный диаметр вертикального электрода, так как фактически он выполнен из уголка, то:

$$d = d_{y,э} = 0,95 \cdot b; \quad (88)$$

где b – ширина сторон уголка.

Для принятого уголка с данными $b = 0.06$ м; $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,06 = 0,057$ м.

$$R_{O.B.Э} = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{0,057} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 50,5 \text{ Ом}; \quad (89)$$

Теперь необходимо найти примерное количество необходимых нам вертикальных электродов при этом коэффициент использования вертикальных электродов в случае размещения их по контуру без учета влияния горизонтальных электродов связи находим по справочным данным [].

При длине вертикальных электродов 2 м, в соответствии с отношением расстояния между вертикальными электродами к их длине $d/l=2$ принимаем, что расстояние между электродами равно 4 м; $l=2$, отсюда $4/2= 2$.

Используя справочные данные [11], выбираем предварительно коэффициент использования:

$$k_{u,э} = 0,66 \text{ (при числе уголков порядка 60 и отношении } d/l = 2).$$

Примерное число вертикальных заземлителей n [11]:

$$n = \frac{R_{O.B.Э}}{k_{u,э} \cdot R_{II}}; \quad (90)$$

где R_{II} — необходимое сопротивление искусственного заземлителя;

Соответственно предварительное число электродов равно:

$$n = \frac{50,5}{0,66 \cdot 1,33} = 57,5;$$

Округляем предварительное число вертикальных электродов до 60-ти.

Теперь найдем сопротивление горизонтальных заземлителей.

Горизонтальный заземлитель как писалось ранее выполнен из полосы 40×4 мм², которая приварена внахлест к вертикальным заземлителям.

Коэффициент использования соединительной полосы в контуре находим по справочным данным: $k_{u,\Gamma} = 0,28$.

Соответственно сопротивление полосы находится по формуле:

$$R_{p\Gamma\Xi} = \frac{1}{k_{u,\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{p,\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}; \quad (91)$$

Расположение горизонтально протяженного заземлителя ниже уровня земли показано на рисунке 13.

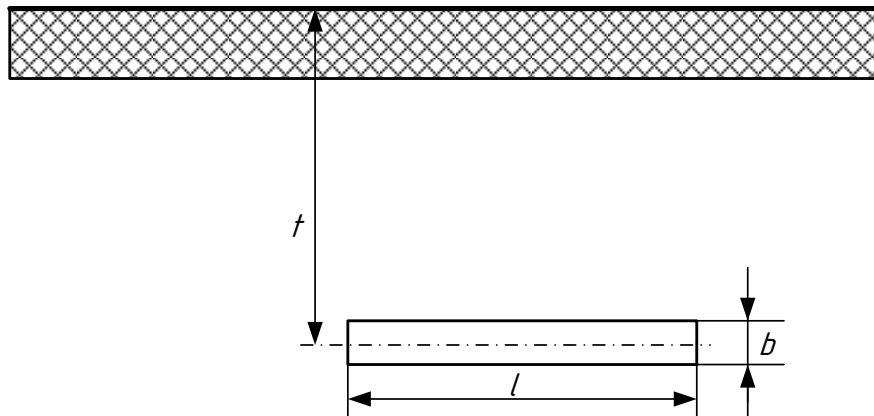


Рисунок 13 – Расположение горизонтального электрода

где t – расстояние от уровня земли до горизонтальной оси электрода, м;

l – длина электрода, м;

b – ширина полосы, м.

Расстояние между вертикальными электродами $d = 4$ м. Предполагаемое количество электродов 60, соответственно периметр, по которому прокладываются горизонтальные полосы, будет составлять:

$$l = 60 \cdot 4 = 240 \text{ м}$$

Отсюда сопротивление горизонтального заземлителя составит:

$$R_{pГЭ} = \frac{1}{0,28} \cdot \frac{200}{2\pi \cdot 240} \cdot \ln \frac{2 \cdot 240^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,47 \cdot 15,2 = 7,16 \text{ Ом.}$$

После этого необходимо уточнить сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{B,Э} = \frac{R_{pГЭ} \cdot R_{II}}{R_{pГЭ} - R_{II}} = \frac{7,16 \cdot 1,33}{7,16 - 1,33} = 1,63 \text{ Ом.}$$

Откуда по следующей формуле находим уточненное значение количества вертикальных электродов, при коэффициенте использования равном 0,66, принимается из справочных данных при $n = 60$ и $d/l = 2$ [11].

$$n = \frac{R_{O.B.Э}}{k_{и.э} \cdot R_{B,Э}} = \frac{50,5}{0,58 \cdot 1,63} = 53,4 ; \quad (92)$$

В итоге принимаем к установке в контур заземления РП-11 54 вертикальных электрода в виде уголка, расположенных по контуру РП.

В соответствии с рекомендациями [11] в дополнение к основным рассчитанным электродам по контуру РП-11 устанавливается сетка из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8 – 1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 6 м для выравнивания потенциала с целью исключения шагового напряжения при больших токах замыкания на землю.

Данные дополнительные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления.

Проверим на термическую стойкость горизонтальное сопротивление, выполненное полосой 40×4 мм². При этом минимальное сечение полосы по условиям термической стойкости при действии токов КЗ на землю определяется по выражению:

$$s_T = \frac{I_{расч} \sqrt{t_{II}}}{C_T}; \quad (93)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток КЗ через проводник, А;

t_{II} – приведенное время прохождения тока КЗ на землю, с;

C_T – постоянная (для стали $C_T = 74$); $I_{расч} = 13,4$ А согласно основной части;

$$t_{II} = 1,25 \text{ с.}$$

Соответственно минимальное сечение будет равно:

$$s_T = 13,4 \cdot \sqrt{\frac{1,25}{74}} = 1,74 \text{ мм}^2;$$

Выбранная полоса заземления удовлетворяет термической стойкости.

8.4 Выбор и проверка высоковольтной аппаратуры на ТП

Для установки в существующие капитальные здания КТП при реконструкции принимаем камеры стационарного одностороннего обслуживания (КСО) марки КСО-366 укомплектованные предохранителями с выключателями нагрузки. На низкой стороне трансформатора устанавливаются низковольтные панели типа ЩО 2000 укомплектованные автоматическими выключателями.

8.4.1 Выбор плавких предохранителей

В комплектных трансформаторных подстанциях трансформаторы 10 кВ защищаются с помощью предохранителей. Выбор плавких вставок предохранителей проводится по следующим параметрам:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- по длительному току: $I_{рmax} \leq I_{ном}$;

Проверка плавких вставок предохранителей выполняется по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (94)$$

Где ток плавкой вставки предохранителя, который рассчитывается по следующему условию:

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (95)$$

Полученный расчетный ток необходимо округлить до ближайшего большего значения из стандартной производимой заводами изготовителями линейки предохранителей.

Проведем расчеты для трансформаторной подстанции, на которой установлены силовые трансформаторы с номинальной мощностью 250 кВА.

В целях упрощения расчетов, плавкие вставки будем выбирать и проверять на ТП у которых значения тока КЗ минимальны. Так как ток КЗ на шинах всех ПС не превышает значения 11 кА, поэтому на все предохранители выбирается номинальный ток отключения равный 12,5 кА.

Находим ток плавкой вставки предохранителя:

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{267,65}{\sqrt{3} \cdot 10} = 15,45 \text{ A};$$

По данному току принимаем к установке предохранители типа ПКТ101-10-31,5-12,5УХЛ1. На трансформаторные подстанции с другими мощностями предохранители рассчитываются аналогично, результаты расчетов и выбора предохранителей сведем в таблицу 27.

Таблица 27 – Выбор предохранителей

Паспортные данные	Условия выбора	Расчётные данные
ТМГ 250 кВА ПКТ101-10-31,5-12,5УХЛ1		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 31,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{рmax} = 15,45 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$	$I_{по} = 10,142 \text{ кА}$
ТМГ 400 кВА, ПКТ102-10-40-12,5УХЛ1		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 40 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{рmax} = 31,11 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$	$I_{по} = 9,12 \text{ кА}$
ТМГ 630 кВА ПКТ102-10-50-12,5УХЛ1		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{рmax} = 40,023 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$	$I_{по} = 9,232 \text{ кА}$
ТМГ 1000 кВА, ПКТ103-10-100-12,5УХЛ1		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{рmax} = 82,62 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$	$I_{по} = 9,68 \text{ кА}$

8.4.2 Выбор выключателей нагрузки

Последовательно с предохранителями на стороне 10 кВ для создания видимого разрыва и отключения нагрузочного тока устанавливаются выключатели нагрузки. Выбор и проверка выключателей нагрузки производится аналогично выбору выключателей, описанной выше в разделе 8.1.1 по той же методике.

Проведем выбор выключателей нагрузки для ТП номинальной мощностью силовых трансформаторов 250 кВА.

Рабочий ток:

$$I_p = \frac{267,65}{\sqrt{3} \cdot 10} = 15,45 \text{ А};$$

Выбирается выключатель нагрузки марки ВНА-10/630-Л-3-И2-УХЛ1, производства КЭАЗ, с номинальным рабочим током равным 630 А.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = 10,142^2 \cdot (1,21 + 0,013) = 125,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное значение аperiodической составляющей:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 80 \cdot 0,4 = 45,25 \text{ кА};$$

Аperiodическая составляющая в момент времени t :

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 10,142 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,013}} = 2,1 \text{ кА};$$

Значение термического импульса::

$$B_{Kном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таблица 28 – Проверка выключателя нагрузки

Справочные данные	Условия выбора	Расчётные данные
ВНА-10/630-Л -3-И2-УХЛ1		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $B_{к.ном} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{откл} = 80 \text{ кА}$ $i_{a.ном} = 45,25 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $B_{к.ном} \geq B_K$ $I_{откл} \geq I_{п.о}$ $i_{a.ном} \geq i_{at}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 15,45 \text{ А}$ $B_K = 125,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{п.о} = 10,142 \text{ кА}$ $i_{at} = 2,1 \text{ кА}$

Так как в остальных ТП номинальные токи не превышают 100 А, проанализировав расчеты по выбору предохранителей, а выключателей нагрузки с номинальными токами меньше 630 кВ не выпускаются заводами-

изготовителями, то на остальные ТП ставим аналогичные выключатели нагрузки.

8.4.3. Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ в ТП

Автоматические выключатели (автоматы), не обладая недостатками предохранителей, обеспечивают быструю и надежную защиту проводов и кабелей сетей, как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания. Кроме того, они используются для управления при нечастых включениях и отключениях. Таким образом, автоматические выключатели совмещают в себе функции защиты и управления.

Для выполнения защитных функций автоматы снабжаются либо только тепловыми, либо только электромагнитными расцепителями, либо комбинированными (тепловыми и электромагнитными). Тепловые расцепители осуществляют защиту от токов перегрузки, электромагнитные – от токов короткого замыкания [13].

Действие тепловых расцепителей автоматов основано на использовании нагрева биметаллической пластинки, изготовленной из спая двух металлов с различными коэффициентами теплового расширения. В расцепители при токе, превышающем тот, на который они выбраны, одна из пластин нагревается больше, и вследствие большего её удлинения воздействует на отключающий пружинный механизм. В результате чего коммутирующее устройство аппарата размыкается [13].

Тепловой расцепитель автомата не защищает питающую линию или асинхронный двигатель от токов короткого замыкания. Это объясняется тем, что тепловой расцепитель, обладая большой тепловой инерцией, не успевает нагреться за малое время существования токов КЗ [13].

Электромагнитный расцепитель представляет собой электромагнит, который воздействует на отключающий пружинный механизм. Если ток в катушке превышает определенное, заранее установленное значение (ток трогания или ток срабатывания), то электромагнитный расцепитель отключает линию мгновенно [13].

В зависимости от наличия механизмов, регулирующих время срабатывания расцепителей, автоматы разделяются на неселективные с временем срабатывания 0,02-0,1с; селективные с регулируемой выдержкой времени и токоограничивающие с временем срабатывания не более 0,005 с [13].

Выбор автоматических выключателей происходит по следующим условиям:

- номинальное напряжение выключателя не должно быть ниже напряжения сети;
- отключающая способность должна быть рассчитана на максимальные токи к.з.;
- номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчётного тока нагрузки, длительно протекающего по защитному элементу:

$$I_{ном.рас} \geq I_{р.мах} \quad (96)$$

- автомат не должен отключаться в нормальном режиме работы, поэтому ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию (для автоматов с регулируемым расцепителем):

$$I_{ср.рас} \geq I_{р.мах} \quad (97)$$

- при допустимых кратковременных перегрузках защищаемого элемента выключатель не должен срабатывать; это достигается выбором уставки мгновенного срабатывания расцепителя по условию:

$$I_{ном.рас} \geq I_n \quad (98)$$

Проведем выбор выключателей для защиты силовых трансформаторов на вводах. Для трансформатора мощностью 250 кВА выбираем трехфазный автоматический выключатель производства КЭАЗ типа ВА 57-39, на номинальный ток 400 А. Проверим выбранный выключатель:

$$400 \text{ А} > 360 \text{ А} ;$$

Выбранный выключатели подходит, на остальные ТП выключатели выбираются аналогично.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для предотвращения аварий в городских электрических сетях на РП 11 необходимо реализовать релейную защиту и автоматику [17]. Выбранная релейная защита в обязательном порядке должна соответствовать следующим требованиям:

селективность — требование отключения только выделенного поврежденного участка;

быстродействие — требование к оперативному отключению не позволяющему развиться масштабы аварии, соответственно защита должна сработать в заданное время;

чувствительность — требование реагировать на заданные изменения параметров режима и величины тока короткого замыкания;

надежность — требование иметь весьма низкую вероятность отказа или неправильной работы.

Также распределительные сети 10 кВ на РП11 выполняются с учетом автоматического резервирования линий.

В РП11 предусматривается телемеханизация для контроля за состоянием и нагрузкой основного оборудования и линий 10 кВ РП. В качестве каналов связи для телемеханики используются городские телефонные сети, радиоканалы, высокочастотные и другие каналы.

9.1 Выбор системы оперативного тока

Устройства релейной защиты и автоматики в сети выполняются на переменном оперативном токе. Эти устройства должны выполняться по наиболее простым и надежным схемам с минимальным количеством аппаратуры.

Питание оперативных цепей переменным током предусматривается от шкафа оперативного переменного тока (ШОПТ). Схема питания ШОПТ предусматривает питание от двух трансформаторов собственных нужд,

выбранных в разделе выше. В случае пропажи напряжения на одном из трансформаторов питание автоматически переключается на второй трансформатор собственных нужд, питающийся от другой секции шин.

9.2 Виды и типы релейной защиты

В зависимости от назначения защита может работать на сигнал или отключение. Защиты от коротких замыканий трансформаторов и кабельных линий работают на отключение. Защита кабельных линий от замыканий на землю работает на сигнал.

В качестве основной защиты отходящих линий используется максимальная токовая защита. Максимальную токовую защиту реализуем с использованием современных технологий, позволяющих выполнить максимальную токовую защиту с временем срабатывания зависимым от протекающего тока, указанная зависимость задается определенными характеристиками и позволяет увеличить быстродействие защиты.

На линиях 10 кВ предусматриваем указатели протекания токов короткого замыкания. Защита линий 10 кВ от замыканий на землю, выполняется с действием на сигнал.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок [17] на двухобмоточных трансформаторах устанавливаются:

1. Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах - применяют токовую отсечку без выдержки времени – ступень МТЗ, охватывающая около 80% защищаемого участка сети.

2. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием - максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения (при недостаточной чувствительности без пуска напряжения), устанавливаемая со стороны питания.

3. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой - токовая защита, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4. Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10 кВ применяются предохранители. При условии обеспечения селективности работы с защитами смежных элементов. Плавкие предохранители выполняют роль автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

9.3 Релейная защита на РП 11

Производится расчет защиты линии питающей ТП 22Б. В качестве функционального органа релейной защиты устанавливаем терминалы защиты БИМ 8036 Р01 в составе с блоком питания оборудования на переменном оперативном токе БИМ БП-1.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з.} = K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{раб.макс} = 1.3 \cdot 2 \cdot 91,4 = 237,64 \text{ А}; \quad (99)$$

где $I_{раб.макс}$ - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

Определяется чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_K^{(2)} \cdot 0.87}{I_{с.з.}} = \frac{9016 \cdot 0.87}{237,64} = 26,41 \geq 1.5; \quad (100)$$

где $I_{K2}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ на шинах противоположной по отношению к защите подстанции.

Ток срабатывания терминала защиты по формуле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}}{n_{TA}} = \frac{237,64 \cdot 1}{40} = 7,42 \text{ A.} \quad (101)$$

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{c.з.} = t_{np} + \Delta t = 0,55 + 0,5 = 1,05 \text{ с.} \quad (102)$$

9.4 Релейная защита ТП

Выполняется расчет токовой отсечки для защиты трансформаторов на ТП22Б. Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ($kч \geq 2$).

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{c.з.} = K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{раб.маx} = 1,25 \cdot 2 \cdot 91,4 = 228,5 \text{ A}; \quad (103)$$

где $I_{раб.маx}$ - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{c.o} \leq k_n \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,3 \cdot 10,411 = 13,53 \text{ кА}; \quad (104)$$

где $I_{к.макс}^{(3)}$ - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3 для микропроцессорного терминала;

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_m} = 228,5 \cdot \frac{1}{40} = 7,14 \text{ A}; \quad (105)$$

где $k_{сх}$ - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду $k_{сх} = 1$; в треугольник и на разность фаз $k_{сх} = \sqrt{3}$);

n_m - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_{\dot{ч}} \geq k_{\dot{ч}}' \cdot \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = 1 \cdot \frac{9016}{228,5} = 31,57;$$

где $I_{к.мин}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

$k_{\dot{ч}}'$ - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

Выбор максимальной токовой защиты:

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{раб.маx} = 1,25 \cdot 2 \cdot 91,4 = 228,5 \text{ A}; \quad (106)$$

где $I_{раб.маx}$ - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\psi} = \frac{I_{K3}^{(2)} \cdot 0.87}{I_{c.з.}} = \frac{9016 \cdot 0.87}{228,5} = 27,64 \geq 1.5; \quad (107)$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{c.з.МТЗ} = t_{np \max} + \Delta t = 0.7 + 0.5 = 1.2 \text{ с} \quad (108)$$

Ток срабатывания реле микропроцессорного терминала:

$$I_{c.p.} = K_{cx} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_{TA}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 285,6}{40} = 12,37 \text{ А.} \quad (109)$$

9.5 Автоматика

В целях повышения надежности функционирования системы электроснабжения 10 кВ на РП11 используем автоматический ввод резерва. Произведем выбор и расчет АВР на РП11, которое реализуется на микропроцессорных терминалах, устанавливаемых в ячейках 10 кВ.

Минимальное напряжение срабатывания терминала защиты выбирается:

$$U_{c.p.1} = 0.3 \cdot U_{ном} = 3 \text{ кВ}; \quad (110)$$

Выдержка времени пускового органа терминала защиты должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

Выдержка времени автоматического ввода резерва находится по формуле:

$$t_{ABP} \approx t_{Л} + (0,5 - 0,7) = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.} \quad (111)$$

где $t_{Л}$ – выдержка времени релейной защиты на головном участке линии 10 кВ подстанции Западная.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос реконструкции распределительной сети 10 кВ города Благовещенск с центром питания РП-11. Учитывая, что все линии в городской черте выполнены кабелем, а ТП в капитальных кирпичных зданиях, также в городской черте. То важными аспектами реконструкции являются вопросы безопасной эксплуатации, экологичности и мер воздействия принимаемых в случае чрезвычайных ситуаций в городской черте, так как могут вызвать травмы неограниченного круга лиц.

10.1 Безопасность

Также в данном разделе рассмотрим вопросы организации ремонтных работ на РП-11 и трансформаторных подстанциях. Так все мероприятия по организации безопасного производства ремонтных работ можно разделить на 2 вида: технические и организационные [20]. Рассмотрим каждый вид мероприятий поподробнее отдельно.

Организационные мероприятия это:

- а) оформление работы нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допуск к работе;
- в) надзор во время работы;
- г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Технические мероприятия разделяются на несколько типов мероприятий зависящих от того выполняются работы со снятием напряжения или без снятия. Техническое мероприятие это подготовка рабочего места.

- а) произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры;

б) на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой вывешены запрещающие плакаты;

в) проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

г) наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

д) вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты, ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после наложения заземлений.

Работы в электроустановках в отношении мер безопасности подразделяются на выполняемые:

- со снятием напряжения;
- без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них;
- без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

а) к работам, выполняемым со снятием напряжения, относятся работы, которые производятся в электроустановке (или части ее), в которой с токоведущих частей снято напряжение.

б) к работам, выполняемым без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, относятся работы, проводимые непосредственно на этих частях.

Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны выполнять не менее чем два лица, из которых производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные - не ниже III [20]. При работе в электроустановках без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них необходимо:

- оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом ковре;

- применять инструмент с изолирующими рукоятками (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень); при отсутствии такого инструмента пользоваться диэлектрическими перчатками.

в) работой без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, считается работа, при которой исключено случайное приближение работающих людей и используемых ими ремонтной оснастки и инструмента к токоведущим частям, и не требуется принятия технических или организационных мер (например, непрерывного надзора) для предотвращения такого приближения.

При производстве работ без снятия напряжения на токоведущих частях с помощью изолирующих средств защиты необходимо [20]:

- держать изолирующие части средств защиты за рукоятки до ограничительного кольца;

- располагать изолирующие части средств защиты так, чтобы не возникла опасность перекрытия по поверхности изоляции между токоведущими частями двух фаз или замыкания на землю;

- пользоваться только сухими и чистыми изолирующими частями средств защиты с неповрежденным лаковым покрытием.

Необходимо также соблюдать правила безопасности при текущих ремонтах и во время эксплуатации. Почти для каждого вида ремонтных работ созданы инструкции и технологические карты. Рассмотрим применяемую в данном районе инструкцию по замене трансформаторного масла. Основные пункты, которыми нужно руководствоваться при замене трансформаторного масла приведены ниже [20].

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслонаполненном оборудовании.

10.2 Экологичность

Так как распределительный пункт и трансформаторные подстанции расположены в жилой зоне города Благовещенск, то в разделе экологичность рассмотрим вопросы влияния трансформаторных подстанций на экологию и население. Влияние трансформаторных подстанций на экологию связано с наличием в трансформаторах трансформаторного масла. Так при чрезвычайной ситуации, например, такой как короткое межвитковое замыкание в трансформаторной подстанции возможен выброс масла из трансформатора с розливом его по прилегающей территории, и соответственно загрязнением окружающей среды. Так как трансформаторное масло является производным продуктом нефти, получаемым посредством гидрокрекинга. А нефть очень сильное загрязняющее вещество. Для

предотвращения таких ситуаций необходимо предусмотреть резервуар для сбора масла в случае аварии – маслоприемник.

Согласно ПУЭ 7-е издание [21], при массе масла до 600 кг в камерах трансформаторов, при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

В данном районе РП-11 г. Благовещенска установлены трансформаторы с естественной циркуляцией воздуха и масла мощностью до 1000 кВА включительно. В соответствии с данными заводов изготовителей в силовых трансформаторах ТМГ мощностью до 1250 кВА масса масла составляет 560 кг, что не превышает указанной в ПУЭ величины, соответственно необходимости в установке маслоприемников нет.

Также еще одним фактором, влияющим на экологию и возможность безопасной эксплуатации трансформаторных подстанций в жилой зоне является шумовое воздействие. Так на территориях прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек установлены нормируемые требования к шуму [24]:

$$L_{a_{\max}} = 55 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$$L_{a_{\max}} = 45 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

При реконструкции района возле РП-11 г. Благовещенска устанавливаются силовые трансформаторы мощностями 400, 630 и 1000 кВА марки ТМГ с естественным масляным охлаждением, в соответствии с данными [24] при работе данные трансформаторы имеют следующие шумовые характеристики для ТМГ400 кВА - $L_{pa} = 68$ дБА, ТМГ630 кВА кВА - $L_{pa} = 70$ дБА, ТМГ 1000 кВА - $L_{pa} = 73$ дБА.

Произведем расчет шума для трансформаторной подстанции №13 расположенной по ул. Ленина недалеко от городского парка культуры и отдыха. План расположения подстанции приведен на рисунке 14.

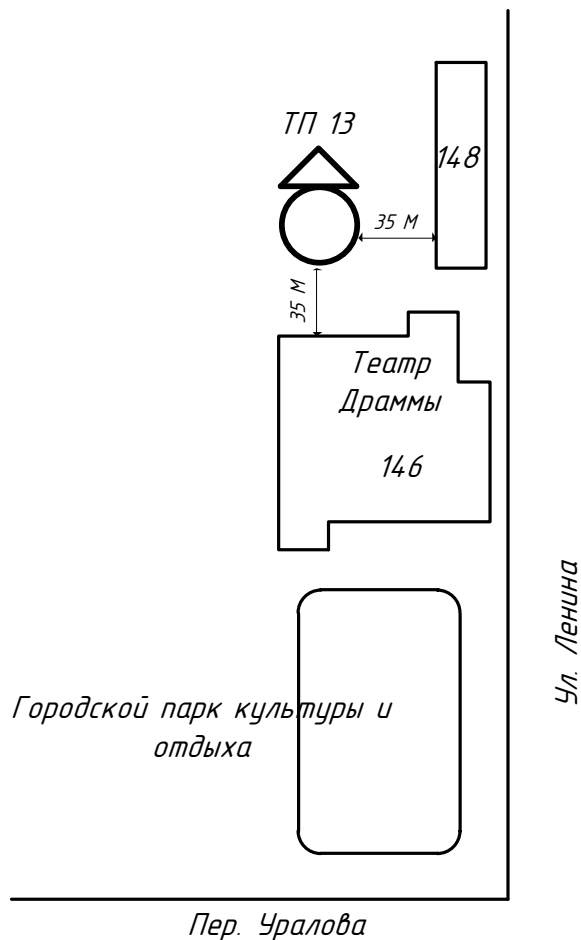


Рисунок 14 - План для расчета шумового воздействия

Определим шум от работающего трансформатора на заданном расстоянии (от ТП до ближайшего дома, и театра) от трансформатора (более 30 м) определяют по следующей формуле:

$$L_a = L_{pa} - 10 \cdot \lg S, \quad (112)$$

где S – площадь измерительной поверхности, определяемая по формуле

$$S = 2\pi R^2. \quad (113)$$

Исходя из формул (1) и (2) произведём расчёт шума для устанавливаемого трансформатора. Расчёт будем производить для расстояния $R = 35$ м. В качестве примера приведём расчёт звукового давления для ТП №13, на которой установлен силовой трансформатор марки ТМГ - 10 кВ.

$$S = 2\pi R^2 = 2 \cdot 3.14 \cdot 35^2 = 7693 \text{ м}^2,$$

$$L_a = 65 - 10 \cdot \lg 7693 = 26.1 \text{ дБА}.$$

Из расчета, приведенного выше видно, что на расстоянии 35 м от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормам, так как не превышает допустимого уровня звукового давления [24].

Также необходимо учитывать, что трансформаторы установлены в кирпичном или блочном здании, поэтому стены здания являются защитными экранами, что еще дополнительно снижает уровень звукового давления.

Электромагнитными помехами является электрическое поле создаваемое линиями электропередач переменного тока промышленной частоты. Основное электрическое поле создают воздушные линии электропередач, которые отсутствуют в данном районе, поэтому электромагнитные помехи можно не учитывать, так как они будут удовлетворять правилам устройств электроустановок.

Электрическая сеть выполнена кабельными линиями напряжением 10 кВ проложенными в земле, поэтому жилая застройка не подвергается тепловым воздействиям.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации у нас рассматривается пожар. В связи с чем мерами препятствующими или уменьшающими последствия пожара являются противопожарные мероприятия. Так одним из опасных

видов пожаров будет пожар в здании РП, который относится к техногенным чрезвычайным ситуациям повышенной опасности.

В соответствии с опытом эксплуатации и требованиями инструкции по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций [23] применяются огнетушитель – как средства первичного пожаротушения.

Так в Российской Федерации бывают следующие виды огнетушителей:

- водные;
- пенные (химические, химические воздушно-пенные, воздушно-пенные);
- газовые (углекислотные, хладоновые, бромхладоновые);
- порошковые;

В соответствии с требованиями инструкции по электробезопасности в электроустановках [23] в РП-10 кВ, установлены 2 ручных углекислотных огнетушителя ОУ-5, емкостью 25 литров. Корпуса таких огнетушителей, т.е. с таким объемом заряда устанавливаются на полу на специальные тележки.

Дополнительно к первичным средствам пожаротушения применяется инвентарь и щиты для их хранения которые должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

В здании РП в соответствии с требованиями безопасности и ПУЭ 7-е издание [21] предусматриваются два эвакуационных выхода, открывающихся по ходу эвакуации.

РП работает без участия людей, управление осуществляется с использованием средств телемеханики. На случай возникновения пожара должна присутствовать пожарная автоматика, сигнализация для оповещения и связь. Установки обнаружения пожара, к которым относятся аппаратура автоматической пожарной сигнализации (пожарные извещатели, приемные станции, блоки питания), а также аппаратура основных релейных защит электрооборудования, задействованная в схемах автоматического пуска стационарных систем пожаротушения, должны поддерживаться в исправном

состоянии для обеспечения своевременного обнаружения пожара и правильной информации о нем персонала.

Автоматика пожаротушения должна обеспечивать правильное обнаружение зоны горения, отключения необходимого электрооборудования при необходимости, с одновременной выдачей сигнала о возгорании на пульт диспетчерского управления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведены работы по реконструкции и определению перспективного направления развития системы электроснабжения части города Благовещенска в районе РП 11.

В работе успешно проведены работы по сбору исходной информации и ее анализу, в том числе, используя информацию о перспективном развитии города Благовещенска. В связи с этим успешно определены основные направления перспективного развития исследуемой части города Благовещенска. Выявлены трансформаторные подстанции, на которых на данный момент и в перспективе на 5 лет будет наблюдаться дефицит свободной мощности, необходимой для успешного развития экономики и подключения как новых, так и увеличения потребляемой мощности существующих потребителей электрической энергии.

Проведены работы по анализу существующей схемы сети 10 кВ и принято решение о ее замене на петлевую схему электроснабжения, дабы многократно повысить надежность сети и возможности резервного питания потребителей.

При анализе технического состояния РП 11 и существующих трансформаторных подстанций принято решения о капитальном ремонте производственных зданий и установке в них нового современного оборудования, удовлетворяющего всем требованиям электробезопасности.

По новой перспективной схеме развития электроснабжения был выполнен расчет токов короткого замыкания с целью последующей проверки выбранного оборудования на действие токов короткого замыкания, как по термической стойкости, так и по электродинамической стойкости. После расчета токов короткого замыкания проведена проверка и выбор основного силового оборудования.

Так в качестве распределительного устройства 10 кВ в распределительном пункте установлены ячейки российского производства компании ООО «Мосизолятор» типа К-129 «Оптима», с вакуумными выключателями производства Таврида Электрик. На все оборудование дается хорошая гарантия и данные производители зарекомендовали себя как надежные производители оборудования. В трансформаторных подстанциях оборудование высокой сложности не требуется, поэтому там приняты к установке ячейки КСО-366 с плавкими предохранителями и выключателями нагрузки. На перегруженных трансформаторных подстанциях к установке приняты герметичные силовые трансформаторы типа ТМГ.

После выбора и проверки основного оборудования в РП 11 были проведены мероприятия по выбору и расчету релейной защиты и автоматики. Эти данные в современном мире имеют немаловажное значение для надежной и безопасной эксплуатации силового оборудования, позволяя автоматически оперативно реагировать на внештатные ситуации, в том числе короткие замыкания. Отрезая поврежденные участки и восстанавливая электроснабжение за счет принятых при реконструкции петлевых схем при включении питания от другой секции шин.

В выпускной квалификационной работе также уделено внимание мероприятиям по безопасной эксплуатации электрооборудования, мероприятия по обеспечения экологической безопасности и действию персонала в случаях чрезвычайных ситуаций.

Подводя итоги проделанной работы можно сделать выводы о высоком потенциале использования полученных направлений перспективного развития исследуемой части города Благовещенск. Реализации реконструкции непосредственно этой части города, делает возможным применение данного подхода при реконструкции и остальных участков города.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Алиев И.И. Электротехнический справочник 4 издание испр./ И.И. Алиев. – М.: 2004. – 384 с.

2 Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ 2006 г. – 288 с.

3 Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

4 Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учебное пособие для вузов. М.: Издательский центр «Академия». 2003 г.-176 с.

5 Материалы свободной википедии, общая информация о городе Благовещенске.// – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%BB%D0%B0%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D1%89%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%BA#:~:text=%D0%91%D0%BB%D0%B0%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D0%CC%81%D1%89%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%BA%20%E2%80%94%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4%20%D0%B2%20%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8%2C%20%D0%BD%D0%B0>. – 02.03.2023.

6 Словари и энциклопедии на Академике [Электронный ресурс] //официальный сайт. 02.04.2023. – Режим доступа: <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/14851>. – 02.04.2023.

7 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 517 с.

8 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.3. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 840 с.

9 Государственный стандарт СССР «Шум трансформаторы масляные силовые» ГОСТ 12.2.024– 87. от 01.01.89 (2001).

10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

11 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.- М.: Издательство МЭИ, 2004. – 57 с.

12 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 от 31.05 94, с изм. от 29. 06.99 № 213.

13 Киреева Э.А. Справочник электрика. /Киреева Э.А., Гусев Л.В., Харитон А.Г., Чохонелидзе А.Н., Цырук С.А. М.: Колос, 2007. – 464 с.

14 Крючков И.П., Старшинов В.А. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.

15 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ том 6/ Е.Ф. Макаров – М: ИД «Энергия», 2006. – 624 с.

16 Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие. СПб. НОУ ДПО «УМИТЦ «ЭлектроСервис». 2010. – 664 с.

17 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 139 с.

18 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения ГОСТ Р 54149-2010 Дата введения 2013-01-01.

19 О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 года N 380.

20 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).

21 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

22 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2001. – 151 с.

23 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2000. – 116 с.

24 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

25 Свод правил Естественное и искусственное освещение, СП 52.13330.2016 введены 08.05.2017, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

26 Свод правил строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2011.

27 Строительные нормы и правила нагрузки и воздействия СП 20.13330.2010.

28 Строительные нормы и правила Строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2010.

29 Свод правил строительная климатология СП 131.13330, 2018.

30 Справочная книга для проектирования электрического освещения/ под ред. Г.М. Кнорринга Л.: «Энергия». 1999. – 384 с.

31 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. – 320 с.

32 Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 4-е, перераб и доп. - СПб.: "ПЭИПК", 2003. – 350 с.

33 Электрооборудование среднего напряжения 10-6 кВ/ Каталог 2006 г.: г Минск, Изд-во «ЮНИПАК», 2006. – 58 с.