

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: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10 и 0,4 кВ
города Свободный Амурская область в районе улиц 40 лет Октября – Амурская
- Литвиновская

Исполнитель

студент группы 142-узб

подпись, дата

А.П. Колтыга

Руководитель

профессор

канд.тех.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Колтыга Андрея Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10 и 0,4 кВ города Свободный в районе улиц 40 лет Октября – Амурская - Литвиновская

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26.06.25

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе подробная однолинейная схема ПС Базовая, план расположения вновь вводимых объектов электроснабжения города Свободный, климатическая характеристика рассматриваемого района.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения города и источников питания, расчет электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности ТП, выбор и проверка силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования на подстанции Базовая, выбор и проверка кабельных линий 10 кВ, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Подробная однолинейная схема источника питания подстанции Базовая, план расположения ТП в рассматриваемой части города Свободный, подробная однолинейная схема спроектированной электрической сети 10 кВ, план расположения оборудования ПС Базовая после реконструкции, схема вторичных цепей секционного выключателя 10 кВ подстанции Базовая

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания: 10.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Руководитель профессор, доктор. техн. наук Ю.В. Мясоедов

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 111 с., 12 рисунков, 45 таблиц, 117 формул, 45 источников, 5 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЦЕНТР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ

В работе разработана система электроснабжения жилого микрорайона города Свободный, выбрано необходимое электротехническое оборудование с соблюдением требований по надежности электроснабжения.

Цель ВКР – предоставление готового варианта системы электроснабжения указанного жилого района с указанием всех технических характеристик необходимого для реализации оборудования

При выполнении этой работы будет решено значительное количество задач таких как определение расчетных нагрузок трансформаторных подстанций, определение места расположения трансформаторных подстанций, расчет сечений кабельных линий для питания КТП и потребителей, также будет проведен выбор схемы электроснабжения, выполнено решение остальных сопутствующих задач включая выбор оборудования на источнике питания ПС Базовая

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – выключатель нагрузки;
- КЗ – короткое замыкание;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОУ – огнетушитель углекислотный;
- ПС – подстанция;
- РЗ - релейная защита;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого района	9
1.1 Энерго-экономическая характеристика	9
1.2 Климатическая характеристика	9
2 Обоснование разработки системы электроснабжения	11
3 Характеристика возможных источников питания рассматриваемого района	12
4 Характеристика и расчет нагрузок потребителей электроэнергии 0,4 кВ	18
4.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	21
4.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытового сектора	22
4.3 Расчет нагрузок промышленных потребителей	25
5 Выбор уровней номинального напряжения	29
6 Определение количества и месторасположения КТП	30
7 Низковольтное электроснабжение	32
7.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	32
7.2 Определение расчетных мощностей на участках линий	32
7.3 Выбор площади сечений линий и марки кабеля	34
8 Расчет электрических нагрузок КТП	37
9 Компенсация реактивной мощности КТП	38
10 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП	40
11 Расчет нагрузок на стороне высокого напряжения КТП	43
12 Разработка схемы электроснабжения 10 кВ	46
13 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ	48
14 Выбор типа и сечения кабельных линий 10 кВ	50
15 Расчет токов короткого замыкания	52
15.1 Расчет токов короткого замыкания в питающей сети	52
15.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети	58
16 Выбор оборудования ПС Базовая	61
16.1 Выбор выключателей 35 кВ	62

16.2	Выбор выключателей 10 кВ	63
16.3	Выбор разъединителей	65
16.4	Выбор трансформаторов тока	66
16.5	Выбор трансформаторов напряжения	70
16.6	Выбор гибких шин	71
16.7	Выбор жестких шин	71
16.8	Выбор опорных изоляторов 10 кВ	73
16.9	Выбор опорных изоляторов 35 кВ	74
16.10	Выбор трансформатора собственных нужд	74
16.11	Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений	75
17	Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость	79
17.1	Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость	79
17.2	Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	80
18	Микропроцессорная защита трансформаторов на ПС Базовая	82
18.1	Дифференциальная защита	82
18.2	Газовая защита	84
18.3	Защита от перегрузки	84
18.4	Максимальная токовая защита	85
19	Технико-экономическое обоснование модернизации ПС Базовая	87
20	Безопасность и экологичность	90
20.1	Безопасность	90
20.2	Экологичность	97
20.3	Чрезвычайные ситуации	104
	Заключение	106
	Библиографический список	107
	Приложение А. Расчет потоков мощности на участках сети 0,4 кВ	112
	Приложение Б. Выбор проводников для КЛ 0,4 кВ	113
	Приложение В. Расчет компенсирующих устройств	114
	Приложение Г. Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	115
	Приложение Д. Выбор проводников для КЛ 0,4 кВ	116

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в городе Свободный Амурской области находится на этапе строительства находится район жилой застройки расположенный между улицами 40 лет Октября – Амурская - Литвиновская. Здесь предполагается строительство значительного количества жилых многоэтажных домов, поликлиника, детский сад, школа, магазины, гаражи, административные здания, газовая котельная. Как и для любого жилого района необходимо наличие надежной системы электроснабжения т.к. в настоящее время представить существование человека без использования электрической энергии невозможно.

Даная выпускная квалификационная работа, рассматривая разработку такой системы, которая будет предназначена для надежного и качественного электроснабжения всех потребителей, расположенных в данном жилом районе города Свободный.

Цель представленной работы – предоставление готового варианта системы электроснабжения указанного жилого района с указанием всех технических характеристик необходимого для реализации оборудования

Актуальность представленной работы – заключается в том, что в настоящее время для рассматриваемого жилого района необходимо разработать систему электроснабжения, которая бы соответствовала всем требованиям, предъявляемым к данного рода системам в части экономичности, качества и надежности электроснабжения. При выполнении работы решены следующие основные задачи:

- Расчет электрических нагрузок потребителей, размещение трансформаторных подстанций в рассматриваемом жилом районе;
- Выбор трансформаторов трансформаторных подстанциях с последующей компенсацией реактивной мощности при необходимости и расчетом коэффициентов загрузки;

- Выбор и проверка кабельных линий 10 кВ для питания трансформаторных подстанций;

- Модернизация источника питания включающая выбор основного электротехнического оборудования: выключатели разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие, жесткие шины, ограничители перенапряжений, высокочастотные заградители связи

Ожидаемые результаты от выполнения данной работы это определение фактических данных о нагрузке на стороне низкого напряжения ТП, определение номинальной мощности количества и типа трансформаторов на ТП, определение расчетной мощности нагрузки всего жилого района, определение технических данных необходимого оборудования на источнике питания ПС Базовая, получение данных о фактических токах короткого замыкания в характерных точках.

Практическая значимость данной работы заключается в получении фактических данных о новых потребителях в рассматриваемой части города, а так же в получении готового варианта системы электроснабжения с указанием технических характеристик сетевого и подстанционного оборудования.

Используемое лицензионное программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

1.1 Энерго-экономическая характеристика

Свободный - город в Амурской области России, административный центр Свободненского района (не входит в состав района), административно-территориальная единица и муниципальное образование городской округ город Свободный. Город расположен на правом берегу реки Зея (левый приток Амура) в 125 км к северо-северо-востоку от областного центра - города Благовещенск.

Численность населения по состоянию на 2024 год составляет 48789 человек, последние годы имеет тенденцию к росту связанную со строительством промышленных и жилищных объектов.

Рассматриваемый район города Свободный расположен в центральной части и в настоящее время активно застраивается, помимо тех потребителей которые будут рассматриваться в данной работе данный район в северной своей части застроен частными домами, так же имеется несколько торговых помещений и многоквартирных домов. В восточной части объекты практически отсутствуют за исключением небольшого гаражного массива, южная часть и западная часть пустые.

1.2 Климатическая характеристика

Выбор электрических аппаратов и проводников, разработка конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи ведется с учетом климатических условий.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения разрабатываемых объектов жилого района города Свободный.

Зимы характеризуются малой снежностью и сильными морозами. Абсолютная минимальная температура минус 58 °С. Среднемесячная

температура в январе достигает минус 24 – минус 32 °С. Продолжительность зимы: 150 – 120 дней. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего 20 – 40 см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па).

Лето тёплое и влажное. Средняя июльская температура достигает примерно 25 – 42 °С.

Среднегодовая температура составляет -0,6 °С.

Наибольший скоростной нормативный напор ветра равен 400 Па. Соответствующая скорость ветра составляет 25 м/с. Район по ветру – II. Преобладающее направление ветров – северо-западное.

Район по гололеду – II. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 10 мм. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Почвы в районе расположения района буротаежные, болотистые, удельное сопротивление 400 Ом×м. Глубина промерзания 3,20 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой – пески (до 7 м).

Учет климатической характеристики обязателен при выборе электротехнического оборудования в частности оборудование может работать неправильно или давать сбой если его исполнение не соответствует климатической характеристике местности. Учитывая приведенные данные используем оборудование с климатической характеристикой УХЛ

2 ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В основе жизнедеятельности любого жилого района находится значительное количество различных электроприемников таких как жилые здания различного рода частные предприятия, объекты жилищно коммунального хозяйства, для каждого из которых неотъемлемой частью является необходимость в надежной системе электроснабжения, данная система должна удовлетворять значительному количеству требований в частности предоставлять не только высокую степень надежности и качества поставляемой электрической энергии, но так же позволять подключать дополнительных потребителей.

Поэтому в данной работе решается одна из основных задач при разработке системы электроснабжения жилого микрорайона – разработка современной системы электроснабжения которая будет выполнять все возложенные на нее обязанности.

В ходе выполнения данной работы будет решаться значительное количество задач таких как анализ типа потребителей их взаимного географического расположения, расчет электрических нагрузок, выбор конфигурации системы электроснабжения и выбор всего необходимого оборудования включая источник питания.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗМОЖНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

Возможными источниками питания для рассматриваемого жилого района города Свободный являются ПС Базовая 35/10 кВ расположенная севернее данного района и ПС Южная 35/10 кВ расположенная соответственно южнее. Оба источника питания расположены на одинаковом расстоянии от рассматриваемого жилого района.

В данном разделе рассмотрим подробно каждый источник питания в отдельности.

ПС Базовая

Подробная однолинейная схема подстанции Базовая представлена на рисунке 1. На подстанции Базовая распределительное устройство высокого напряжения 35 кВ выполнено по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор с неавтоматической перемычкой со стороны линий», при этом питание данная ПС получает от одной одноцепной воздушной линии электропередачи 35 кВ выполненной проводом марки АС 95/16 протяженностью 3,8 км от распределительного устройства низкого напряжения ПС Амурская. На данной ПС установлено устаревшее оборудование: масляные выключатели 35 кВ так и измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Силовые трансформаторы на подстанции Базовая установлены типа ТДНС 10000/35/10 и ТМН 6300 35/10, номинальная мощность составляет 10000 и 6300 кВА, номинальное напряжение на стороне ВН 35 кВ на стороне НН 10 кВ, трансформаторы снабжены устройством регулирования напряжения под нагрузкой путем переключения отпаек обмотки высокого напряжения. Основные технические характеристики а так же коэффициенты загрузки данных трансформаторов согласно данным контрольного замера 2024 года приведены в таблице 1, 2:

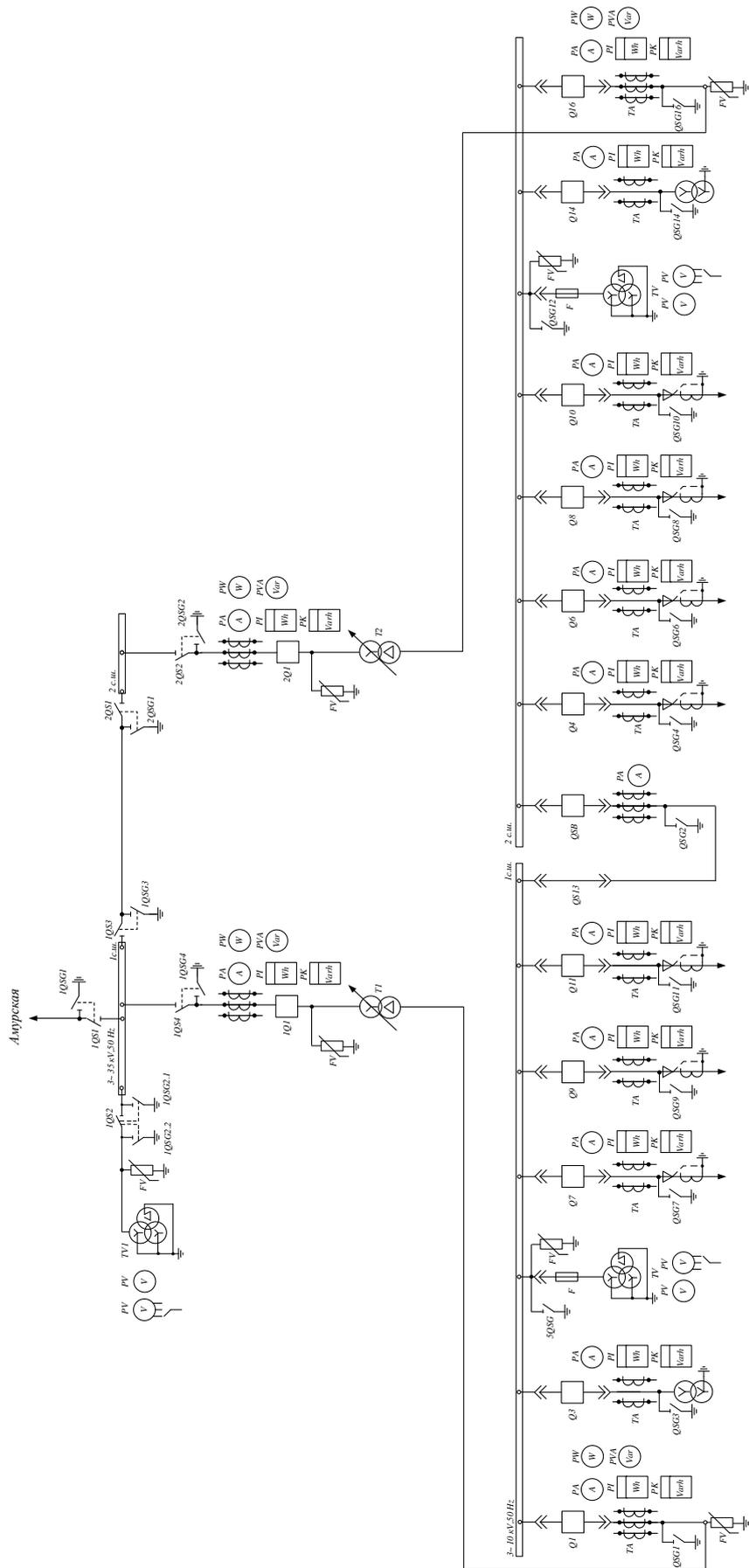


Рисунок 1 – Подробная однолинейная схема подстанции Базовая 35/10 кВ

Таблица 1 – Основные характеристики ТМН 6300/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	6300 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	37 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11 кВ
Потери холостого хода	8,0 кВт
Потери короткого замыкания	46,5 кВт
Напряжение КЗ	7,5 %
Масса масла	5,35 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	4,25×3,42×4,08 м
Коэффициент загрузки	0,57

Таблица 2 – Основные характеристики ТДНС 10000/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	10000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	37 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11 кВ
Потери холостого хода	12,0 кВт
Потери короткого замыкания	60,0 кВт
Напряжение КЗ	5,5 %
Масса масла	7,3 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	4,5×3,15×4,88 м
Коэффициент загрузки	0,57

Распределительное устройство низкого напряжения выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем», данная схема РУ соответствует требуемому уровню надежности электроснабжения т.к. позволяет питать потребителей первой и второй категории по надежности которые и имеются в данном районе электрических сетей.

РУ НН выполнено с использованием ячеек КРУ 10 кВ, общее количество которых составляет 15. В качестве выключателей используются устаревшие масляные типа ВМП-10, трансформаторы напряжения так же масляные НТМИ-10 и трансформаторы тока типа ТПЛК-10.

Система оперативного тока основана на использовании трансформаторов собственных нужд от которых получают питание все оперативные цепи и сигнализация.

ПС Южная

Подробная однолинейная схема подстанции Южная представлена на рисунке 2. На подстанции Южная распределительное устройство высокого напряжения 35 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин».

Питание данная ПС получает по двухцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 185/29 протяженностью 3,2 км от РУ 35 кВ ПС Свободный. На данной ПС установлено так же устаревшее оборудование включая масляные выключатели 35 кВ так и измерительные трансформаторы тока и напряжения имеющий значительный износ. Силовые трансформаторы на подстанции Южная установлены типа ТДНС 16000/35/10 кВ, номинальная мощность составляет 16000 кВА, номинальное напряжение на стороне ВН 35 кВ на стороне НН 10 кВ, трансформаторы имеют систему охлаждения типа Д (принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла) и снабжены устройством регулирования напряжения под нагрузкой путем переключения отпаек обмотки высокого напряжения. Основные технические характеристики данных трансформаторов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные характеристики ТДНС 16000/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	16000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	37 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11 кВ
Потери холостого хода	17,0 кВт
Потери короткого замыкания	85,0 кВт
Напряжение КЗ	10,0 %
Масса масла	10,5 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	6,1×3,08×5,25 м
Коэффициент загрузки	0,16

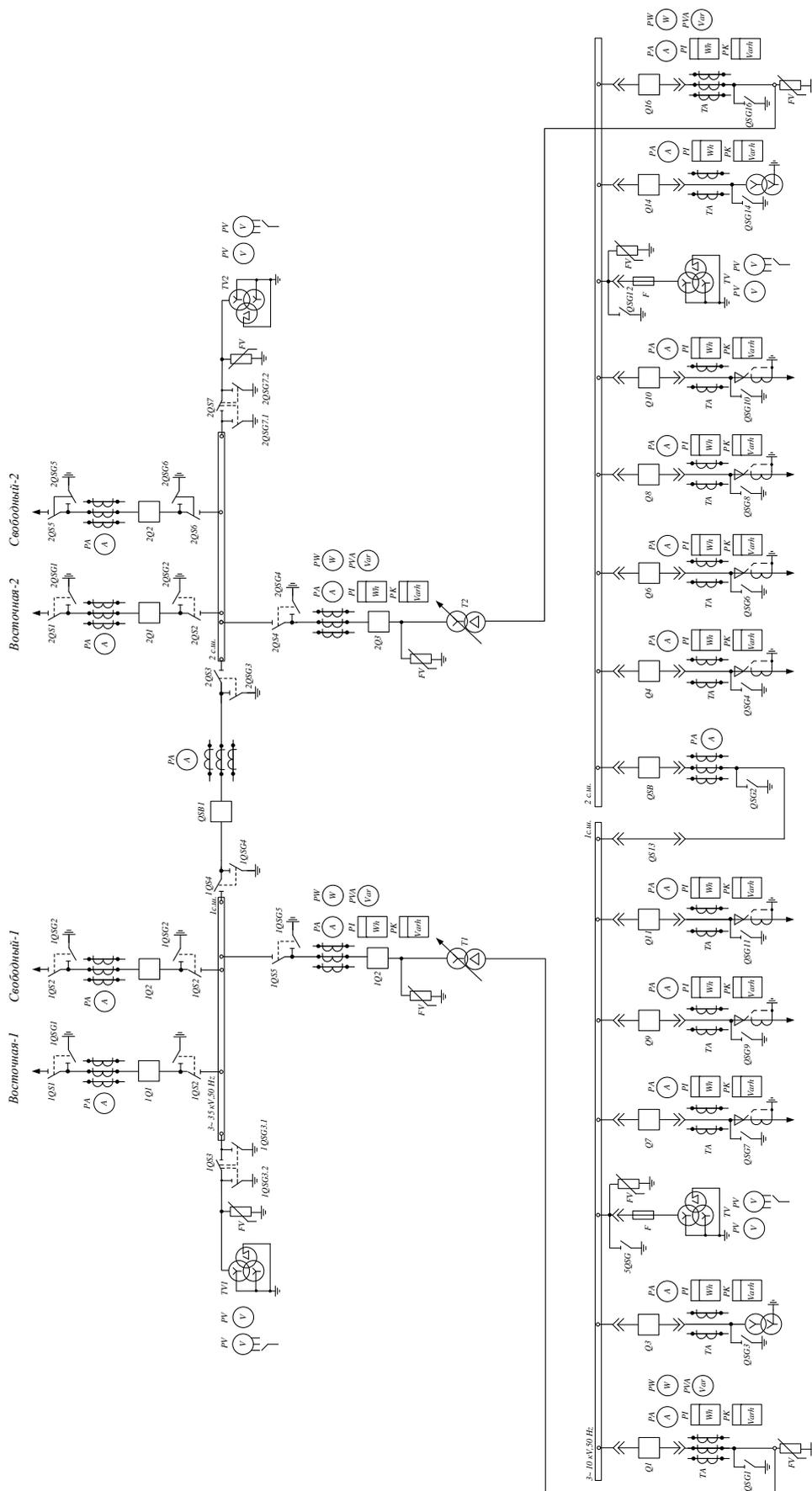


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема подстанции

Южная 35/10 кВ

Распределительное устройство низкого напряжения выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем» В качестве выключателей используются масляные типа ВМПП 10/630-20, трансформаторы напряжения НТМИ-10. Система оперативного тока выполнена по той же схеме что и для ПС Базовая.

Основной общий недостаток обоих источников питания это использование устаревшего оборудования которое влияет на надежность электроснабжения, высокий износ оборудования приводит к периодическим отказам, требуется замена всего силового и измерительного оборудования включая выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители на обоих источниках питания. С точки зрения коэффициентов загрузки обе ПС имеют резерв по подключению новых потребителей.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА И РАСЧЕТ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 КВ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы в данном разделе представлены все необходимые данные в частности на рисунке 3 представлено взаимное географическое расположение потребителей электрической энергии рассматриваемого жилого района города Свободный, при этом основную часть из них занимают жилые многоэтажные дома с лифтами и санитарно-техническими устройствами, так же следует отметить наличие системы централизованного отопления в данном районе от расположенной рядом газовой котельной.

Так же в рассматриваемом жилом районе будут расположены такие потребители как школа, детский сад, супермаркет, кафе, парикмахерская, различные административные здания, гаражи, поликлиника.

Все потребители подключаются на переменном токе промышленной частоты 50 Гц номинальным напряжением 0,4 кВ, имеются как однофазные так и трехфазные электроприемники, потребители постоянного тока в нагрузке отсутствуют.

В таблице 4 представлены основные данные об объектах расположенных в рассматриваемом жилом районе города.

Таблица 4 – Данные о потребителях

Номер на плане	Количество	Наименование	Количество квартир/мест/площадь/установленная мощность/протяженность
1-8	8	Жилой многоэтажный дом 9 этажей, 4 подъезда	180 квартир
9	1	Супермаркет	500 м ²
10	1	Газовая котельная №27	-
11	1	Школа	528 мест
12	1	Детский сад	350 мест
13	1	Поликлиника	500 мест
14	200	Гаражи	-
-	1	Уличное освещение	4 км

В таблице 5 представлены данные об удельной мощности нагрузки квартир.

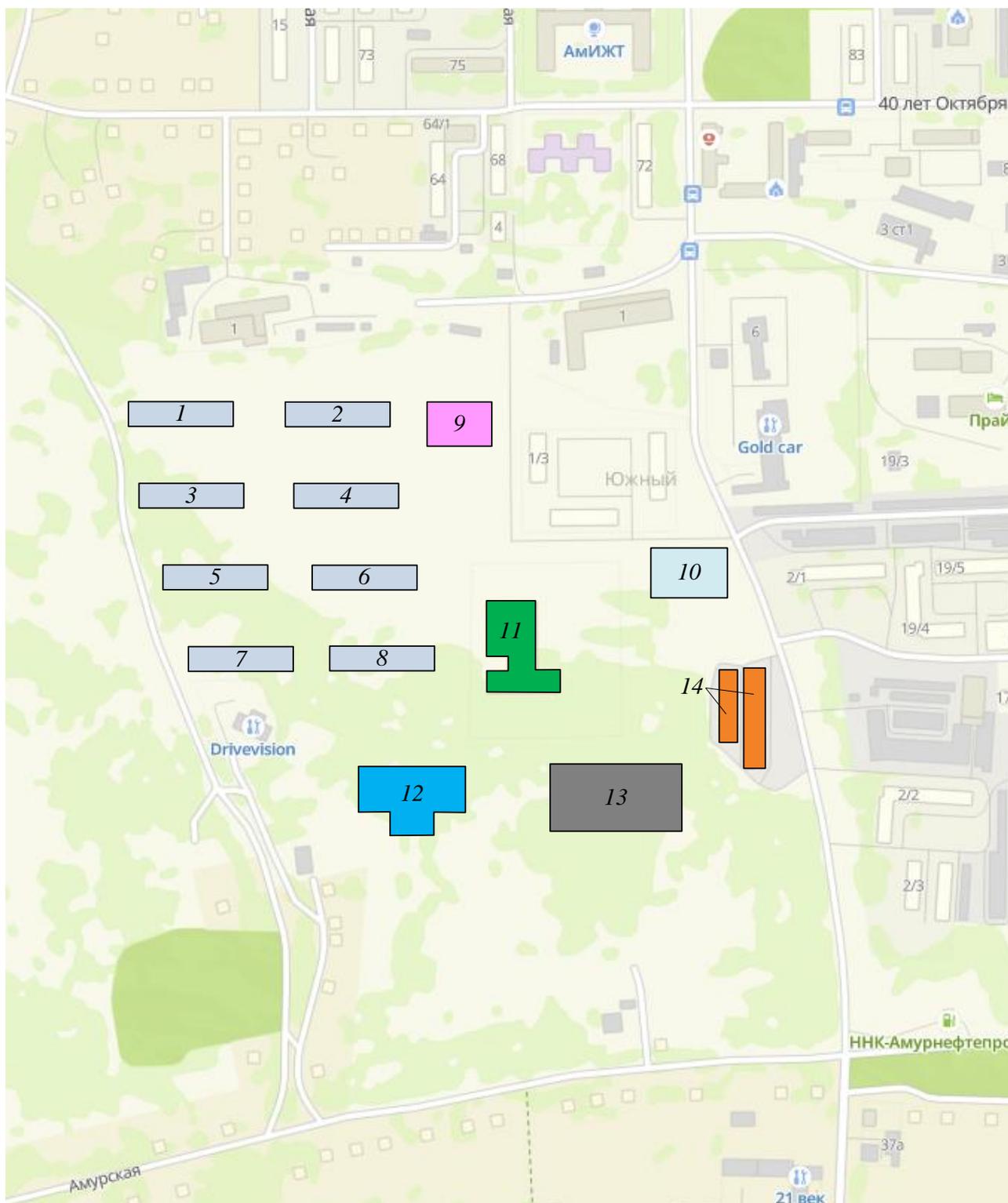


Рисунок 3 – План расположения объектов в жилом районе города Свободный Амурской области

Таблица 5 – Данные об удельной мощности нагрузки квартир (кВт/ед.)

Потребитель	Количество квартир									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Квартира с эл. плитой до 8,5 кВт (tgφ = 0,2)	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5

Данные об удельной мощности нагрузки остальных потребителей представлены в таблице 6 [10].

Таблица 6 – Данные об удельной мощности нагрузки иных потребителей

Потребитель	Удельная мощность	Коэффициент мощности tgφ
Гаражи	0,2 (кВт/ед.)	0,7
Поликлиника	0,14 (кВт/место)	0,43
Супермаркет	0,25 (кВт/м ²)	0,75
Школа	0,25 (кВт/место)	0,38
Детский сад	0,46 (кВт/место)	0,25
Уличное освещение	2,0 (кВт/км)	0,3

Всех потребителей электрической энергии можно классифицировать по значительному количеству категорий включая следующие [10]:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности электроснабжения.

По режиму работы электроприемники различаются на следующие: с мало изменяющейся или неизменной во времени нагрузкой (освещение нагревательные приборы), с повторной кратковременной нагрузкой (электродвигатели различных механизмов, работающих с перерывами)

По роду тока различают следующих потребителей: переменного тока промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты, постоянного тока.

По степени надежности электроснабжения: разделяют три основных категории, характеризующиеся степенью ущерба, наносимого при перерывах в электроснабжении.

Теперь необходимо провести классификацию электроприемников которые расположены в рассматриваемом жилом районе города Свободный: по режимам работы относим их к потребителям с мало изменяющейся или практически неизменной нагрузкой, по роду тока они относятся к потребителям промышленной частоты переменного тока, относим их так же к потребителям средней и малой мощности номинальным напряжением 0,4 кВ. По надежности электроснабжения основную часть занимают потребители второй категории, остальные третью категорию, потребителем первой категории является газовая котельная.

4.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Мощность нагрузки жилого здания определяется по следующей формуле (без наличия различных общественных помещений) [10]:

$$P_{Pжд} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + k_y \cdot k_c \cdot \Sigma P_l \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная мощность приходящаяся на одну квартиру, кВт;

$n_{кв}$ – количество квартир в доме, шт.;

k_c – коэффициент спроса лифтовых установок.

k_y – коэффициент участия лифтовой установки в максимуме нагрузки.

P_l – номинальная мощность электродвигателя лифтовой установки, кВт.

Реактивная составляющая мощности нагрузки данного потребителя по следующей формуле [10]:

$$Q_{Pжд} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\phi_{кв} + k_y \cdot k_c \cdot \Sigma P_l \cdot tg\phi_l \quad (2)$$

где $tg\phi_{кв}$ – коэффициент мощности нагрузки квартиры;

$tg\phi_l$ – коэффициент мощности нагрузки лифтов;

Определяем активную мощность нагрузки многоквартирных домов с учетом данных о мощности лифтовых установок и их количестве:

$$P_{Ржд} = 1,5 \cdot 180 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot 15,0 = 307,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{Ржд} = 1,5 \cdot 180 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot 15,0 \cdot 0,6 = 76,68 \text{ квар}$$

Полученные данные используем при выборе проводников 0,4 кВ а так же при расчете мощности нагрузки ТП.

4.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытового сектора

В данном подразделе проводим расчет нагрузок остальных потребителей расположенных в данном районе (за исключением газовой котельной)

Для супермаркета активная расчетная мощность определяется как [6]:

$$P_{Pcyn} = P_{cyn.уд} \cdot M \quad (3)$$

где $P_{cyn.уд}$ – удельная активная мощность на один квадратный метр супермаркета;

M – площадь супермаркета (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для супермаркета [6]:

$$Q_{Pcyn} = P_{Pcyn} \cdot tg\phi_{cyn} \quad (4)$$

где $tg\phi_{cyn}$ – коэффициент мощности для торговых помещений.

$$P_{Pcyn} = 0,25 \cdot 500 = 125,0 \text{ кВт}$$

$$Q_{Pcyn} = 125,0 \cdot 0,75 = 93,8 \text{ квар}$$

Для поликлиники активная расчетная мощность определяется как [6]:

$$P_{Pпол} = P_{пол.уд} \cdot N \quad (5)$$

где $P_{пол.уд}$ – расчетная активная мощность на одно место (кВт/место);

N – количество мест в поликлинике (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для поликлиники [6]:

$$Q_{P_{пол}} = P_{P_{пол}} \cdot tg\varphi_{пол} \quad (6)$$

где $tg\varphi_{пол}$ – коэффициент мощности для поликлиники.

$$P_{P_{пол}} = 0,14 \cdot 500 = 70,0 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_{пол}} = 70,0 \cdot 0,43 = 30,1 \text{ квар}$$

Для школы активная расчетная мощность определяется как [6]:

$$P_{P_{шк}} = P_{шк.уд} \cdot N \quad (7)$$

где $P_{шк.уд}$ – расчетная активная мощность на одно место (кВт/место);

N – количество мест в школе (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для школы [6]:

$$Q_{P_{шк}} = P_{P_{шк}} \cdot tg\varphi_{шк} \quad (8)$$

где $tg\varphi_{шк}$ – коэффициент мощности для школы.

$$P_{P_{шк}} = 0,25 \cdot 528 = 132,0 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_{шк}} = 132,0 \cdot 0,38 = 50,16 \text{ квар}$$

Для детского сада активная расчетная мощность определяется как [6]:

$$P_{P_{дс}} = P_{дс.уд} \cdot N \quad (9)$$

где $P_{дс.уд}$ – расчетная активная мощность на одно место (кВт/место);

N – количество мест в детском саду (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для детского сада [6]:

$$Q_{P_{\text{дс}}} = P_{P_{\text{дс}}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{дс}} \quad (10)$$

где $\text{tg} \varphi_{\text{дс}}$ – коэффициент мощности для детского сада.

$$P_{P_{\text{дс}}} = 0,46 \cdot 350 = 161,0 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_{\text{дс}}} = 161,0 \cdot 0,25 = 40,25 \text{ квар}$$

Для гаражей активная расчетная мощность определяется как [6]:

$$P_{P_{\text{гар}}} = P_{\text{гар.уд}} \cdot N \quad (11)$$

где $P_{\text{шк.уд}}$ – расчетная активная мощность на один гараж (кВт/ед.);

N – количество гаражей в массиве (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для гаражей [6]:

$$Q_{P_{\text{гар}}} = P_{P_{\text{гар}}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{гар}} \quad (12)$$

где $\text{tg} \varphi_{\text{гар}}$ – коэффициент мощности для гаражей.

$$P_{P_{\text{гар}}} = 0,2 \cdot 200 = 40,0 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_{\text{гар}}} = 40,0 \cdot 0,7 = 28,0 \text{ квар}$$

Для освещения улиц расчетная мощность определяется как [6]:

$$P_{P_{\text{осв}}} = P_{\text{осв.уд}} \cdot L \quad (13)$$

где $P_{\text{осв.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой улицы;

L – протяженность освещенной улицы (км).

Реактивная мощность нагрузки для освещения улиц [6]:

$$Q_{Pocв} = P_{Pocв} \cdot tg \varphi_{ocв} \quad (14)$$

где $tg \varphi_{ocв}$ – коэффициент мощности для освещения улиц.

$$P_{Pocв} = 2,0 \cdot 4,0 = 8,0 \text{ кВт}$$

$$Q_{Pocв} = 8,0 \cdot 0,3 = 2,4 \text{ квар}$$

Полученные данные используем при выборе проводников 0,4 кВ а так же при расчете мощности нагрузки ТП.

4.3 Расчет нагрузок промышленных потребителей

В рассматриваемой части жилого района будет располагаться такой промышленный объект как газовая котельная, следовательно для нее так же должен быть выполнен расчет нагрузок и разработана система электроснабжения.

Для выполнения расчета нагрузки котельной методом коэффициента использования, в таблице 7 приведены основные данные о ее электроприемниках.

Таблица 7 – Данные об электроприемниках газовой котельной

Потребитель	Кол-во	Номинальная мощность $P_{ном}$, кВт	Коэффициент использования k_u	Коэффициент мощности $cos\varphi$
Рециркуляционный насос	1	5,5	0,7	0,8
Насос сырой воды	2	7,5		
Сетевой насос	4	55,0		
Вакуумный насос	1	7,5		
Подпиточный насос	2	5,5		
Пескоструй	1	1,5		
Насос обратного водоснабжения	2	7,5		
Насос пожарный	1	4,0		
Дымосос	4	22,0	0,9	0,8
ВПД	4	15,0	0,65	0,8
ВВД	4	15,0		
Возврат уноса	1	22,0		
ШЗУ	2	7,5	0,6	0,75
Задвижка	10	0,55-1,5	0,01	0,75
Сварка	2	15,0	0,3	0,35
Освещение	2000 м ²	-	1	-

Расчёт проводится по методу коэффициента использования механизма или электроустановки первоначально определяем групповой коэффициент использования по следующей формуле [10]:

$$k_{групп} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (15)$$

где k_{ui} - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{номi}$ - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт).

Проводим расчет:

$$k_{групп} = \frac{413,1}{618,3} = 0,65$$

Далее определяем эффективное число электроприемников подключенное по следующей формуле [10]:

$$N_э = \frac{(\sum n_i \times P_{номi})^2}{\sum n_i \times P_{номi}^2} \quad (16)$$

где n_i - количество электроприемников в группе.

Применительно нашему потребителю

$$N_э = \frac{3,58 \cdot 10^5}{1,76 \cdot 10^4} = 23,17 \text{ ед.}$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников через коэффициент использования по следующей формуле [10]:

$$P_{ср} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \quad (17)$$

$$P_{ср} = 280,2 \text{ кВт}$$

По справочным данным определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа

электроприемников. В данном случае принимаем $k_p = 1$, далее определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле [10]:

$$P_p = P_{cp} \cdot k_p \quad (18)$$

$$P_p = 280,2 \cdot 1 = 280,2 \text{ кВт}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности [10]:

$$Q_{cp} = \sum k_{ui} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (19)$$

$$Q_{cp} = 238,25 \text{ квар}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников более 10 равна средней реактивной мощности [10]:

$$Q_p = Q_{cp} \quad (20)$$

$$Q_p = 238,25 \text{ квар}$$

Расчетная мощность нагрузки освещения определяется по нормированной удельной мощности приходящейся на один квадратный метр освещаемого помещения [10]:

$$P_{Pосв} = P_{осв.уд} \cdot S_{ном} \quad (21)$$

где $P_{осв.уд}$ - мощность осветительных приборов приходящаяся на единицу площади производственного помещения (кВт/м²)

$S_{ном}$ - площадь производственного помещения (м²)

$$P_{Pосв} = 0,01 \cdot 2000 = 20,0 \text{ кВт}$$

Расчет реактивной расчетной мощности сети освещения территории котельной проводится по следующей формуле:

$$Q_{Poc\epsilon} = P_{Poc\epsilon} \cdot tg\varphi_{oc\epsilon} \quad (22)$$

где $tg\varphi_{oc\epsilon}$ - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа.

$$Q_{po} = 20 \cdot 0,3 = 6,0 \text{ квар}$$

Определяется расчетная мощность нагрузки котельной с учетом осветительной нагрузки [10]:

$$P_{P\Sigma} = P_P + P_{Poc\epsilon} \quad (23)$$

$$Q_{P\Sigma} = Q_P + Q_{Poc\epsilon} \quad (24)$$

$$P_{P\Sigma} = 280,2 + 20,0 = 300,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{P\Sigma} = 238,25 + 244,25 \text{ квар}$$

Полученные данные используем при выборе проводников 0,4 кВ для питания данного потребителя а так же при расчете мощности нагрузки ТП.

5 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводим выбор уровней номинального напряжения. В частности для низковольтного электроснабжения принимаем уровень номинального напряжения 0,4 кВ учитывая тот факт что все электроприемники в рассматриваемой части района города Свободный имеют соответствующих класс напряжения и имеют либо трехфазное либо однофазное подключение. Данный уровень номинального напряжения является самым распространённым в низковольтном электроснабжении и соответственно позволит подключать дополнительных потребителей без необходимости использования отдельных преобразовательных устройств.

То что касается высоковольтного электроснабжения то в данном случае будем использовать сеть 10 кВ из условия того что все источники питания данного района подстанции: Базовая и Южная имеют данный класс напряжения распределительных устройств и применение другого класса напряжения является экономически и технически не обоснованным. Так же следует отметить тот факт что сети 10 кВ получили наибольшее распространение в городских сетях и успешно эксплуатируются т.к. позволяют снизить потери мощности и напряжения по сравнению с устаревшим классом напряжения 6 кВ.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ ТП

В данном разделе определяем месторасположение и количество комплектных трансформаторов подстанций необходимых для питания потребителей микрорайона города Свободный, при выполнении данной задачи необходимо учитывать различные условия – доступность для обслуживания (минимальную протяженность кабельных линий) и самих трансформаторных подстанций, трансформаторные подстанции должны по возможности быть расположены в центре электрических нагрузок.

После анализа потребителей и их географического места расположения принимаем решение разделить микрорайон на несколько частей при этом для питания каждой части предусматривается отдельная КТП, схема расположения КТП представлена на рисунке 4.

Для газовой котельной по умолчанию предусматривается отдельная трансформаторная подстанция как для потребителя первой категории.

Распределение потребителей по каждой КТП представлено в таблице 8

Таблица 8 - Распределение потребителей по КТП

Номер КТП	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Потребители на плане	1,2,9	3,4	5,6	7,8	11,12,13,14	10

Таким образом микрорайон он разделен на 6 частей для каждой из которых будет производиться расчет электрических нагрузок и соответствующий выбор номинальной мощности трансформаторов КТП.

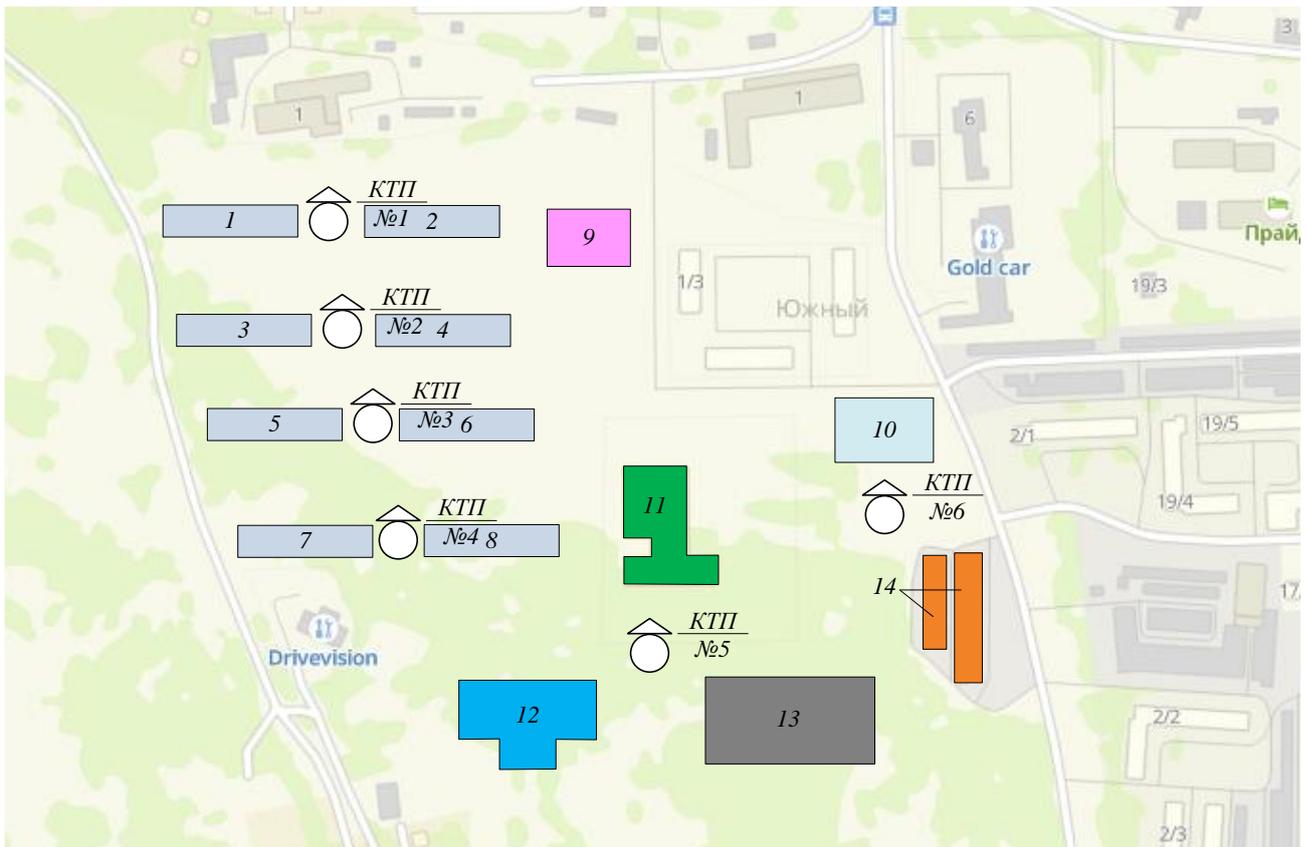


Рисунок 4 – План расположения КТП в жилом районе города Свободный Амурской области

7 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

7.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

В данном разделе рассмотрим выбор количества линий и трасс их прохождения для питания потребителей заданного района города.

Как указывалось ранее в данном районе имеются различные категории потребителей с точки зрения надежности электроснабжения в основном это вторая категория к которой относятся жилые дома школа, детский сад, поликлиника а так же супермаркет для них предусматривается питание по двухлучевой схеме (по два питающих кабеля 0,4 кВ для каждого потребителя)

Что касается котельной то для нее так же как для потребителя первой категории предусматривается питание по двухцепной линии 0,4 кВ от КТП.

Потребители третьей категории – гаражный массив и освещение улиц будут получать питание по одноцепной линии электропередачи 0,4 кВ.

Линии электропередач реализуются кабелями, ввиду заданного района города. Проезжая часть менее предпочтительна для прокладки кабелей, в основном прокладка проводится вдоль проезжей части в траншеях.

7.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

В данном разделе выполняем расчет мощностей на всех участках линий 0,4 кВ рассматриваемого района города.

Учитывая то что каждый потребитель указанный на плане жилого района подключается отдельной линией электропередачи следовательно отсутствует необходимость использования коэффициента участия в максимуме нагрузки потребителей, следовательно полная мощность нагрузки на участках линий будет определяться следующим образом [12]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (25)$$

где P_p - расчетная активная мощность потребителя получающего питание по данной линии.

Q_p - расчетная реактивная мощность потребителя получающего питание по данной линии.

Проводим расчет на примере линии 0,4 кВ КТП6 – котельная (учитывается ремонтный режим и питание полностью организовано по одной КЛ):

$$S_p = \sqrt{300,2^2 + 244,25^2} = 387,01 \text{ кВА}$$

Аналогично проводим расчет мощности для остальных участков, результаты сводим в таблицу 9

Таблица 9 - Расчет потоков мощности на участках сети 0,4 кВ

Наименование участка КЛ 0,4 кВ	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
1	2	3	4
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Жилой дом - 2 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Жилой дом-2 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Супермаркет (фидер 5)	125,0	93,8	156,28
КТП-1 – Супермаркет (фидер 6)	125,0	93,8	156,28
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-5 – Школа (фидер 1)	132,0	50,16	141,21
КТП-5 – Школа (фидер 2)	132,0	50,16	141,21

1	2	3	4
КТП-5 – Детский сад (фидер 3)	161,0	40,25	165,96
КТП-5 – Детский сад (фидер 4)	161,0	40,25	165,96
КТП-5 – Поликлиника (фидер 5)	70,0	30,1	76,20
КТП-5 – Поликлиника (фидер 6)	70,0	30,1	76,20
КТП-5 – Гаражи (фидер 7)	40,0	28,0	48,83
КТП-6 – Котельная (фидер 1)	300,2	244,25	387,01
КТП-6 – Котельная (фидер 2)	300,2	244,25	387,01
КТП-6 – освещение улиц (фидер 3)	8,0	2,4	8,35

Расчет так же приведен в приложении А. Полученные данные используем при выборе марки и сечения питающих кабельных линий 0,4 кВ.

7.3 Выбор площади сечений линий и марки кабеля

В данном разделе будем проводить выбор сечения и марки кабельных линий питающих потребителей 0,4 кВ, в качестве кабеля в данной работе рассматривается отечественная марка АВБШв, расшифровка маркировки следующая:

А - алюминиевая токопроводящая жила;

В - изоляция из ПВХ пластиката;

Б - броня из стальных оцинкованных лент;

Шв - выпрессованный ПВХ защитный шланг.

Данный современный тип проводника хорошо зарекомендовал себя в современных системах электроснабжения и широко применяется в городских сетях благодаря своей относительно невысокой стоимости и отличной надежности.

Выбор и проверка кабельной линии по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [12]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (26)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток КЛ согласно паспортным данным [12]:

$$I_{\partial\partial} = I_{\partial\partial n} \cdot k_{cp} \cdot k_{cp} \quad (27)$$

где $I_{\partial\partial n}$ – допустимый длительный ток кабельной линии.

k_{cp} – коэффициент, учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

k_{cp} – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей;

Проводим выбор кабеля на примере участка КТП-6 – Котельная. Определяем расчетный ток данной КЛ с учетом того что котельная будет получать питание в ремонтном режиме от одной цепи КЛ [12]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (28)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение кабельной линии.

$$I_p = \frac{387,01}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 558,6 \text{ А}$$

Принимаем на данном участке для каждой цепи двойной кабель сечением 150 мм² и длительно допустимым током 310 А, при расчете длительного тока отталкиваемся от того что условия прокладки не отличаются от расчетных, вводим расчетный коэффициент при групповой прокладке:

$$I_{\partial\partial} = 2 \cdot 310 \cdot 1 \cdot 0,92 = 570,4 \text{ А}$$

Выполняем проверку

$$558,6 \leq 570,4 \text{ А}$$

Расчет показывает что сечение проводника выбрано верно следовательно его принимаем к установке, далее проводим расчет для остальных фидеров, результаты сводим в таблицу 10:

Таблица 10 - Выбор проводников для КЛ 0,4 кВ

Наименование участка КЛ 0,4 кВ	S_p , кВА	I_p , А	$I_{од}$, А	Кол-во цепей	Сечение, мм ²
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Жилой дом - 2 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Жилой дом-2 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Супермаркет (фидер 5)	156,28	225,84	250,24	1	120
КТП-1 – Супермаркет (фидер 6)	156,28	225,84	250,24	1	120
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-5 – Школа (фидер 1)	141,21	204,06	220,8	1	90
КТП-5 – Школа (фидер 2)	141,21	204,06	220,8	1	90
КТП-5 – Детский сад (фидер 3)	165,96	239,83	250,24	1	120
КТП-5 – Детский сад (фидер 4)	165,96	239,83	250,24	1	120
КТП-5 – Поликлиника (фидер 5)	76,20	110,12	126,04	1	35
КТП-5 – Поликлиника (фидер 6)	76,20	110,12	126,04	1	35
КТП-5 – Гаражи (фидер 7)	48,83	70,56	80,04	1	16
КТП-6 – Котельная (фидер 1)	387,01	558,6	570,4	2	150
КТП-6 – Котельная (фидер 2)	387,01	558,6	570,4	2	150
КТП-6 – освещение улиц (фидер 3)	8,35	12,07	80,04	1	16

Расчет и выбор так же приведен в приложении Б. Все выбранные кабели прошли проверку по длительному току их принимаем к установке.

8 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК КТП

В данном разделе проводим расчет мощности нагрузки на шинах каждой КТП рассматриваемого района электрических сетей, для этого приводим суммирование нагрузок от всех потребителей подключенных к шинам низкого напряжения КТП с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки, формула для расчета выглядит следующим образом [12]:

$$P_{Робщ} = P_{макс} + \sum P_{Рномпр} \cdot k_{yi} \quad (29)$$

$$Q_{Робщ} = Q_{макс} + \sum Q_{Рномпр} \cdot k_{yi} \quad (30)$$

где $P_{макс}$, $Q_{макс}$ – наибольшая расчетная мощность нагрузки потребителя;
 $P_{Рномпр}$, $Q_{Рномпр}$ – расчетная мощность нагрузки остальных потребителей;

Пример расчета выполним на КТП-5 от которой питаются различные типы потребителей, при этом наибольшей мощностью обладает такой потребитель как детский сад следовательно коэффициенты участия в максимуме нагрузки вводятся для остальных потребителей:

$$P_{Робщ} = 161,0 + 132,0 \cdot 0,7 + 70,0 \cdot 0,8 + 40,0 \cdot 0,6 = 333,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{Робщ} = 40,25 + 50,16 \cdot 0,7 + 30,1 \cdot 0,8 + 28,0 \cdot 0,6 = 116,24 \text{ квар}$$

По аналогичной формуле проводим расчет для остальных КТП результаты расчетов сводим в таблицу 11:

Таблица – 11 Расчет нагрузки на стороне НН КТП

Наименование КТП	$P_{Робщ}$, кВт	$Q_{Робщ}$, квар
КТП-1	703,1	219,02
КТП-2	615,6	153,36
КТП-3	615,6	153,36
КТП-4	615,6	153,36
КТП-5	333,4	116,24
КТП-6	306,6	246,17

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ КТП

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [12]:

$$Q_K = Q_{Робщ} - P_{Робщ} \cdot tg\varphi \quad (31)$$

где $tg\varphi$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети согласно приказа Мин Энерго)

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле [12]:

$$Q_{K1} = \frac{Q_K}{2} \quad (32)$$

где Q_{K1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 0,4 кВ (квар)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей [12]:

$$Q_{неск} = Q_{Робщ} - Q_{ном} \quad (33)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет на примере КТП-6, мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 246,17 - 306,6 \cdot 0,35 = 138,86 \text{ квар}$$

$$Q_{K1} = \frac{138,86}{2} = 69,43 \text{ квар}$$

Принимаем к установке на данной КТП устройства компенсации реактивной мощности типа КРМ 0,4-75 УЗ номинальной мощностью 75 квар на

каждую секцию шин 0,4 кВ, определяем нескомпенсированную мощность получаемую из сети высокого напряжения:

$$Q_{\text{неск}} = 246,17 - 2 \cdot 75,0 = 96,17 \text{ квар}$$

Аналогично проводим расчет мощности КУ на остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет компенсирующих устройств

Наименование КТП	$Q_{\text{Робц}}$, квар	Q_K , квар	$Q_{\text{ном}}$, квар	$Q_{\text{неск}}$, квар	Тип установки
КТП-1	219,02	-27,07	-	-	Не требуется
КТП-2	153,36	-62,10	-	-	Не требуется
КТП-3	153,36	-62,10	-	-	Не требуется
КТП-4	153,36	-62,10	-	-	Не требуется
КТП-5	116,24	-0,45	-	-	Не требуется
КТП-6	246,17	138,86	2×75,0	96,17	КРМ 0,4-75 УЗ

Расчет так же приведен в приложении В. Расчет показал что компенсация реактивной мощности требуется только на КТП-6 где подключен промышленный потребитель и где имеется значительное количество двигательной нагрузки, при этом на остальных КТП значение требуемой мощности компенсирующих устройств имеет отрицательное значение, следовательно их установка не целесообразна.

10 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Учитывая категорию надёжности электроснабжения потребителей в рассматриваемой работе рассматривается разработка только двух трансформаторных КТП.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле [16]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{Робц}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N \cdot k} \quad (34)$$

где k - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора для двух трансформаторных КТП принимается равным 0,7.

N - количество трансформаторов.

При выборе номинальной мощности силового трансформатора необходимо отталкиваться от ряда номинальных стандартных мощностей выпускаемых трансформаторов, при этом необходимо учесть тот факт что принимаемая мощность должна быть либо больше либо равной полученному значению расчетной мощности. После выбора данного параметра необходимо проверить трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и после аварийном режиме работы по формулам приведенным ранее. Количество трансформаторов на ТП не меняем так как категория надёжности подключенных потребителей не изменяется.

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для КТП-6:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{306,6^2 + 96,17^2}}{2 \cdot 0,7} = 229,52 \text{ кВА}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТСЛ-250/10 компании СВЭЛ, номинальной мощностью 400 кВА.

Рассмотрим основные преимущества данных типов трансформаторов по сравнению с маслом наполненными.

1) В первую очередь это высокий класс пожаробезопасности при котором трансформаторные пункты могут быть расположены очень близко к потребителям.

2) При установке данных трансформаторов отсутствует необходимость применения систем пожаротушения.

3) Трансформаторы очень экологичные у них отсутствует загрязняющее окружающую среду трансформаторное масло и соответственно отсутствует угроза загрязнения.

4) Эксплуатация данного оборудования имеет высокий уровень безопасности т.к. они являются негорючими и не имеют возможности поддерживать возгорание.

5) Эксплуатация данного рода оборудования имеет минимальные затраты, отсутствует необходимость в замене масла при эксплуатации.

6) Такие трансформаторы имеют малые габариты и позволяют устанавливать оборудование в небольших отсеках при реконструкции.

7) При коротких замыканиях эти трансформаторы обладают очень большой динамической стойкостью и выдерживают токи короткого замыкания большой величины без повреждений.

8) Также следует отметить высокую импульсную грузовую прочность такого типа трансформаторов при пропускании через них перенапряжений.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как [16]:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{P_{\text{Робц}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{S_{\text{ном}} \cdot N} \quad (35)$$

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{306,6^2 + 96,17^2}}{2 \cdot 250} = 0,64$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах 0,5-0,7, данное условие выполняется.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как [16]:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_{Робц}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ном}} \quad (36)$$

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{306,6^2 + 96,17^2}}{250} = 1,28$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме должен находиться в пределах 1,0-1,3, данное условие выполняется, трансформатор принимается к установке, далее проводим расчет для остальных КТП, результаты расчета сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

Наименование КТП	$S_{треб}$, кВА	$S_{ном}$, кВА	$K_{3\phi}$	$K_{ПА}$
КТП-1	526,02	630	0,58	1,16
КТП-2	453,15	630	0,50	1,0
КТП-3	453,15	630	0,50	1,0
КТП-4	453,15	630	0,50	1,0
КТП-5	249,20	250	0,7	1,4
КТП-6	229,52	250	0,64	1,28

Расчет так же приведен в приложении Г. Расчет считается окончанным т.к. коэффициенты загрузки находятся в допустимом диапазоне.

11 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ КТП

Данный расчет выполняется с использованием таких данных трансформаторов как потери короткого замыкания и потери холостого хода которые в результате суммируются с нагрузкой на шинах низкого напряжения соответствующих КТП.

Расчет мощности потребляемой из сети 10 кВ необходим в дальнейших расчетах т.к. позволяет точнее определить перетоки мощности по сечениям (учитываются потери мощности в силовых трансформаторах), а так же правильно выбрать линейное оборудование сети. Расчет потерь активной мощности в трансформаторах КТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки по следующей формуле [16]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{3\phi}^2 + \Delta P_x \quad (37)$$

Потери реактивной мощности [16]:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{Робц}^2}{100 \cdot S_{ном}} + \frac{i_x \cdot S_{ном}}{100} \quad (38)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%);

i_x - ток холостого хода трансформатора (%);

$S_{Робц}$ - расчетная полная мощность на шинах низкого напряжения КТП;

Расчетная полная мощность на шинах НН КТП определяется по следующей формуле [16]:

$$S_{Робц} = \sqrt{P_{Робц}^2 + Q_{неск}^2} \quad (39)$$

В случае если компенсация реактивной мощности не выполнялась применяется суммарная реактивная мощность нагрузки.

Приводим пример расчета на КТП-6, определяем расчетную полную мощность на шинах НН:

$$S_{Робщ} = \sqrt{306,6^2 + 96,17^2} = 321,33 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot (3,7 \cdot 0,64^2 + 0,75) = 4,53 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left(\frac{6,0 \cdot (321,33 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 250} + \frac{1,0 \cdot 250}{100} \right) = 17,39 \text{ квар}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах [16]:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (40)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,53^2 + 17,39^2} = 17,97 \text{ кВА}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной КТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах [16]:

$$P_{BH} = P_{Робщ} + \Delta P_m \quad (41)$$

$$Q_{BH} = Q_{неск} + \Delta Q_m \quad (42)$$

$$S_{BH} = \sqrt{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2} \quad (43)$$

Расчет проводим для КТП-6:

$$P_{BH} = 306,6 + 4,53 = 311,13 \text{ кВт}$$

$$Q_{BH} = 96,17 + 17,39 = 113,56 \text{ квар}$$

$$S_{BH} = \sqrt{311,13^2 + 113,56^2} = 331,32 \text{ кВА}$$

Проводим расчет для остальных КТП результаты сводим в таблицу 14.

Таблица 14 – Определение расчетных мощностей на стороне ВН КТП

Наименование КТП	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , кВА	ΔS_m , кВА	P_{BH} , кВт	Q_{BH} , квар	S_{BH} , кВА
КТП-1	10,38	39,84	41,17	713,48	258,86	758,99
КТП-2	8,95	34,32	35,47	624,55	187,68	652,14
КТП-3	8,95	34,32	35,47	624,55	187,68	652,14
КТП-4	8,95	34,32	35,47	624,55	187,68	652,14
КТП-5	4,98	19,10	19,74	338,38	135,34	364,44
КТП-6	4,53	17,39	17,97	311,13	113,56	331,32

Полученные данные используем при выборе проводников - КЛ 10 кВ

12 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

В данном разделе проводим разработку системы электроснабжения рассматриваемого района при этом необходимо учитывать следующие ограничения: категория надежности электроснабжения потребителей (первая, вторая и третья) подразумевает наличие двух независимых источников питания в частности ими должны выступать две секции шин источника питания в данном случае ПС Базовая как наиболее близкого варианта, разрабатываемый вариант системы должен быть технически осуществим и иметь минимальный набор оборудования в частности минимальную протяженность кабельных линий между КТП из экономических соображений, так же он должен иметь высокую схемную надежность.

Для рассматриваемого случая наиболее оптимальной является петлевая схема электроснабжения которая может быть применена к КТП-1,2,3,4,5 учитывая вторую и третью категорию надежности электроснабжения. КТП-6 питает потребителя первой категории и следовательно для нее принимаем отдельную двухлучевую схему.

Что касается существующих линий электропередачи в рассматриваемом районе электрических сетей то их при проектировании не рассматриваем по следующим причинам:

- значительный износ
- большая протяженность
- использование устаревших типов КЛ и неизолированных проводников

ВЛ

Все указанные причины в значительной степени снижают надежность электроснабжения что в современных условиях недопустимо.

Принципиальная схема прокладки кабельных линий для принятой схемы электроснабжения представлена на рисунке 5.

Наиболее предпочтительным в качестве ИП является ПС Базовая тк имеет преимущество в меньшем расстоянии до нее.

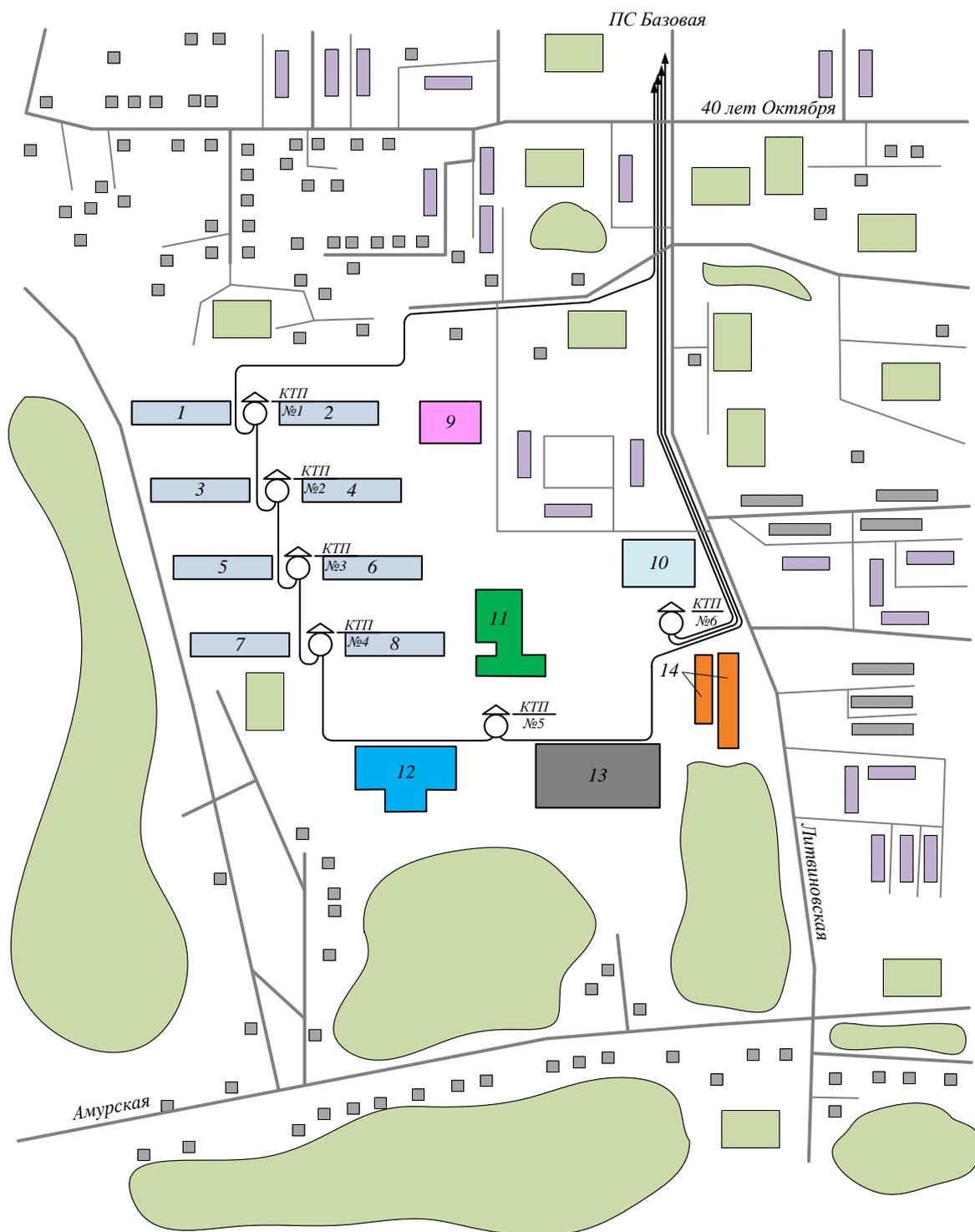


Рисунок 5 - Схема прокладки кабельных линий 10 кВ

На основании представленной схемы далее будем проводить расчет и выбор кабельных линий электропередачи для связи КТП рассматриваемого района с источником питания.

13 РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В СЕТИ 10 КВ

В данном разделе проводим расчёт потоков мощности во всех сечениях при этом используем режимы работы КЛ при максимальной нагрузке.

В нормальном режиме работы электрической сети перетоки во всех сечениях имеют минимальное значение поэтому при выборе сечения кабеля необходимо использовать данные о ремонтных режимах в которых происходит увеличение нагрузки практически во всех линиях из-за отключения одного из источников питания.

Величина мощности в сечении зависит от количества подключенных от нее КТП [12]:

$$S_p = k_c \cdot \sum S_{BH} \quad (44)$$

где S_{BH} - расчетная полная мощность нагрузки на стороне ВН КТП.

k_c - коэффициент совмещения максимумов нагрузки нескольких КТП.

Для КТП-6 имеется только один ремонтный режим ввиду схемы подключения, соответственно мощность нагрузки рабочей КЛ при отключении смежной будет равна мощности нагрузки на стороне ВН КТП-6.

В отношении КТП-1,2,3,4,5 питание может осуществляться по КЛ: ПС Базовая – КТП-5 (при отключении КЛ ПС Базовая – КТП-1), так же питание может осуществляться по КЛ: ПС Базовая – КТП-1 (при отключении КЛ ПС Базовая – КТП-5)

Для примера проводим расчет первого ремонтного режима и определяем поток мощности на участке ПС Базовая – КТП-5 (отключен участок КЛ ПС Базовая – КТП-1)

$$S_p = 0,8 \cdot (758,99 + 652,14 + 652,14 + 652,14 + 364,44) = 2463,88 \text{ кВА}$$

Далее проводим расчет тока в сечении по следующей формуле [12]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (45)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение КЛ.

$$I_p = \frac{2463,88}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 142,42 \text{ А}$$

По аналогичным формулам проводим расчет потоков мощности и токов в сечения для второго режима работы, результаты расчетов сводим в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет потоков мощности в сечениях и токовых нагрузок на КЛ

Режим №1 отключение КЛ ПС Базовая – КТП-1, отключение одной КЛ ПС Базовая – КТП-6			Режим №2 отключение КЛ ПС Базовая – КТП-5		
Участок	S_p , кВА	I_p , А	Участок	S_p , кВА	I_p , А
ПС Базовая – КТП-1	0	0	ПС Базовая – КТП-1	2463,88	142,42
КТП-1 – КТП-2	758,99	37,29	КТП-1 – КТП-2	1856,69	107,32
КТП-2 – КТП-3	1199,46	69,33	КТП-2 – КТП-3	1334,976	77,16
КТП-3 – КТП-4	1650,62	95,41	КТП-3 – КТП-4	864,09	49,94
КТП-4 – КТП-5	2172,33	125,57	КТП-4 – КТП-5	364,44	21,06
КТП-5- ПС Базовая	2463,88	142,42	КТП-5- ПС Базовая	0	0
КТП-6 - ПС Базовая	331,32	19,15	-	-	-

По полученным данным определяем максимальные значения потоков мощности в сечениях и токовых нагрузок в сечениях на основании которых выбираем марку и сечение КЛ.

14 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ

Выбор марки и сечения кабельных линий 10 кВ аналогичен выбору линий 0,4 кВ

В качестве марки кабеля 10 кВ в данной работе рассматривается отечественная марка АПвПу с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выбор и проверка кабельной линии 10 кВ по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [12]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (46)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток КЛ согласно паспортным данным [12]:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{гр}} \quad (47)$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый длительный ток кабельной линии.

$k_{\text{ср}}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{гр}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей;

Проводим выбор кабеля на примере участка ПС Базовая – КТП-6. Определяем расчетный ток данной КЛ с учетом того что котельная будет получать питание в ремонтном режиме от одной цепи КЛ 10 кВ, расчетный ток в ремонтном режиме определён ранее и составляет 19,15 А

Принимаем на данном участке кабель сечением 70 мм² и длительно допустимым током 215 А, при расчете длительного тока отталкиваемся от того что условия прокладки не отличаются от расчетных, вводим расчетный коэффициент при групповой прокладке:

$$I_{\text{дд}} = 215 \cdot 1 \cdot 0,92 = 197,8 \text{ А}$$

Выполняем проверку

$$19,15 \leq 197,8 \text{ А}$$

Расчет показывает что сечение проводника выбрано верно следовательно его принимаем к установке, далее проводим расчет для остальных фидеров, результаты сводим в таблицу 16:

Таблица 16 - Выбор проводников для КЛ 10 кВ

Наименование участка КЛ 0,4 кВ	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{до}}$, А	Сечение, мм ²
ПС Базовая – КТП-1	2463,88	142,42	197,8	70
КТП-1 – КТП-2	1856,69	107,32	197,8	70
КТП-2 – КТП-3	1334,976	77,16	197,8	70
КТП-3 – КТП-4	1650,62	95,41	197,8	70
КТП-4 – КТП-5	2172,33	125,57	197,8	70
КТП-5- ПС Базовая	2463,88	142,42	197,8	70
КТП-6 - ПС Базовая 1 цепь	331,32	19,15	197,8	70
КТП-6 - ПС Базовая 2 цепь	331,32	19,15	197,8	70

Расчет и выбор так же приведен в приложении Д. Все выбранные кабели прошли проверку по длительному току их принимаем к установке.

15 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

15.1 Расчет токов короткого замыкания в питающей сети

Учитывая тот факт что в настоящее время ПС Базовая получает питание по одноцепной ВЛ 35 кВ от ПС Амурская, то данная работа рассматривает вариант повышения надежности электроснабжения путем подключения дополнительной цепи ВЛ в сторону источника питания, при этом РУВН ПС Базовая позволяет это сделать без значительных капиталовложений.

В данном разделе рассматривается расчет токов короткого замыкания на ПС Базовая в связи с ее реконструкцией и модернизацией, при этом учитывается что ее питание будет осуществляться по двум цепям ВЛ 35 кВ

Расчет токов короткого замыкания проводится для последующей проверки оборудования по термической динамической и коммутационной стойкости. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетная схема с указанием точек короткого замыкания представлена на рисунке 6.

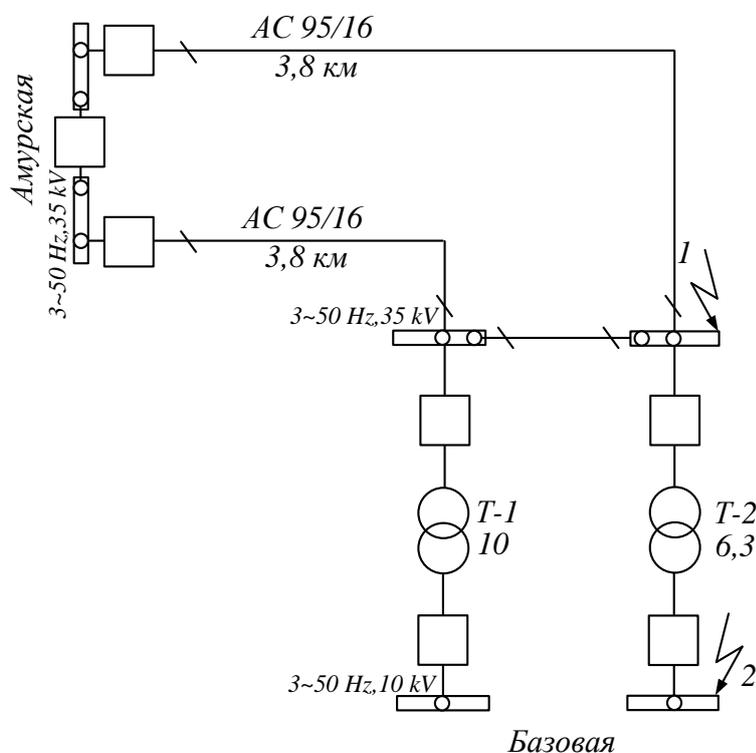


Рисунок 6 - Расчетные КЗ

На рисунке 7 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

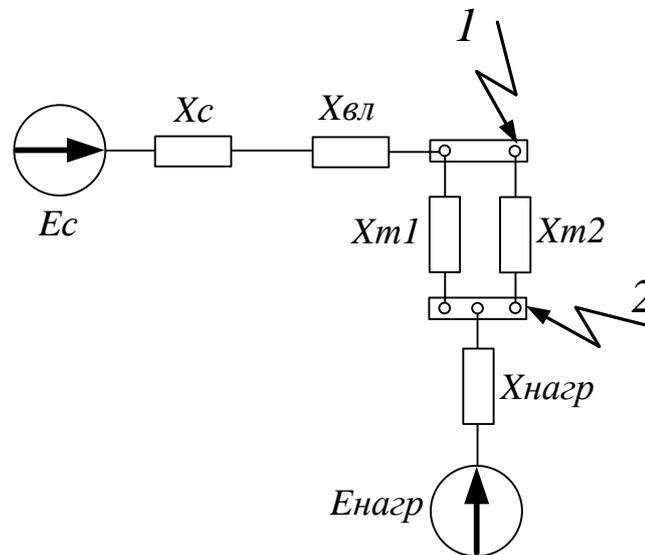


Рисунок 7 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Принимаем базисные условия [1]:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 10,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение 35 кВ $U_{\sigma 35} = 37$,
- 3) базисное напряжение 10 кВ $U_{\sigma 10} = 10,5$.
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки 0,85 и 0,35 о.е.

Базисный ток [1]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (48)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 35} = \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,25 \text{ кА}$$

$$I_{610} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,88 \text{ кА}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ подстанции Амурская [1]:

$$X_C = \frac{S_6}{S_C} \quad (49)$$

где S_C – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС Амурская (МВА).

$$X_C = \frac{10,0}{506,3} = 0,03 \text{ о.е.}$$

Сопротивление ВЛ [1]:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (50)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 3,8 \cdot \frac{10,0}{37^2} = 0,05 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (нагрузка определена согласно данным контрольного замера, и данным о новых потребителях) [1]:

$$X_{нагр} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{P_P^2 + Q_{неск}^2}} \quad (51)$$

$$X_{нагр} = 0,35 \cdot \frac{10,0}{\sqrt{10,1^2 + 3,42^2}} = 0,32 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление трансформаторов [1]:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (52)$$

где $u_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора

$$X_{T1} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,0}{10,0} = 0,06 \text{ о.е.}$$

$$X_{T2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,0}{6,3} = 0,09 \text{ о.е.}$$

Для примера подробно проводим расчет тока КЗ на стороне ВН ПС Базовая, точка КЗ №1, проводим преобразование схемы:

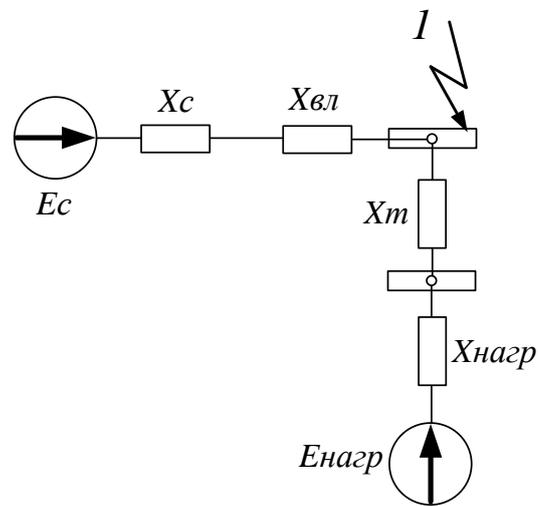


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

$$X_T = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} \tag{53}$$

$$X_T = \frac{0,06 \cdot 0,09}{0,06 + 0,09} = 0,04 \text{ о.е.}$$

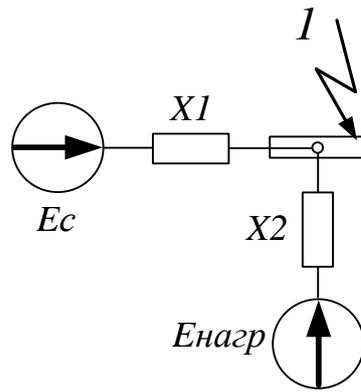


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} \quad (54)$$

$$X1 = 0,03 + 0,05 = 0,08 \text{ о.е.}$$

$$X2 = X_T + X_{нагр} \quad (55)$$

$$X2 = 0,04 + 0,32 = 0,36 \text{ о.е.}$$

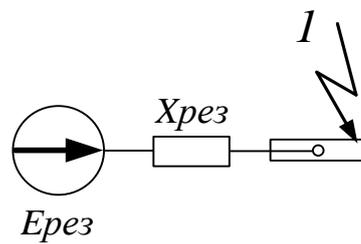


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

$$X_{рез} = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (56)$$

$$X_{рез} = \frac{0,08 \cdot 0,36}{0,08 + 0,36} = 0,07 \text{ о.е.}$$

$$E_{рез} = \frac{E_c \cdot X2 + E_{нагр} \cdot X1}{X2 + X1} \quad (57)$$

$$E_{\text{рез}} = \frac{1 \cdot 0,36 + 0,85 \cdot 0,08}{0,36 + 0,08} = 0,97 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ [1]:

$$I_{no} = \frac{E_{\text{рез}}}{X_{\text{рез}}} \cdot I_{635} \quad (58)$$

$$I_{no} = \frac{0,97}{0,07} \cdot 0,25 = 6,06 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ [1]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (59)$$

где t_{OB} – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты.

T_a – постоянная времени.

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 6,06 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,16 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ [1]:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right) \quad (60)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,06 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}}\right) = 14,71 \text{ кА}$$

Расчет теплового импульса (с учетом максимального времени работы защиты) [1]:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (61)$$

где t_{OB} – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы защиты.

$$B_K = 6,06^2 \cdot (2 + 0,03) = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$$

Аналогично проводится расчет и для второй точки короткого замыкания, Результаты сводятся в таблицу 17:

Таблица 17 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{но}$, кА	$I_{ат}$, кА	$I_{уд}$, кА	B_K , кА ² с
1	6,06	1,16	14,71	74,54
2	11,77	2,25	28,57	281,22

15.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ с целью дальнейшей проверки КЛ 10 кВ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания КТП. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН КТП-6, протяженность КЛ от источника до КТП составляет 1200 м проводником типа АПвПу 3×70. Схема замещения представлена на рисунке 11

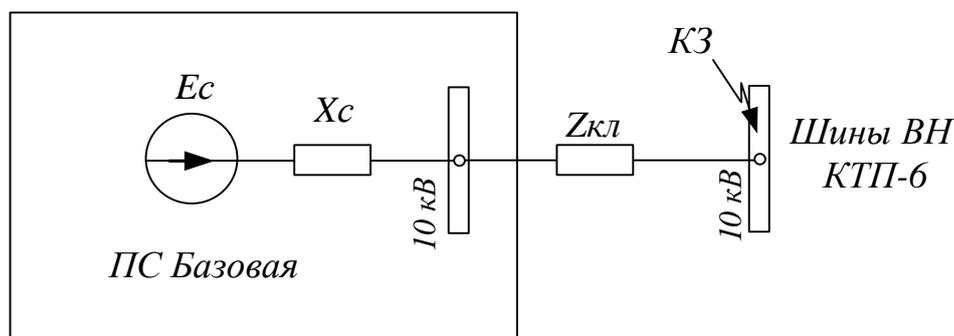


Рисунок 11 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления КЛ [1]:

$$X_{кл} = x_0 \cdot L \quad (62)$$

$$R_{кл} = r_0 \cdot L \quad (63)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление КЛ.

$$X_{кл} = 0,2 \cdot 1,2 = 0,24 \text{ Ом}$$

$$R_{кл} = 0,39 \cdot 1,2 = 0,47 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанции Базовая [1]:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (64)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Базовая рассчитан далее.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,77} = 0,24 \text{ Ом}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ на шинах ВН КТП-6 [1]:

$$X_p = X_c + X_{кл} \quad (65)$$

$$X_p = 0,24 + 0,24 = 0,48 \text{ Ом}$$

$$R_p = R_{кл} = 0,47 \text{ Ом}$$

Определяем периодическую составляющая тока короткого замыкания по следующей формуле [1]:

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (66)$$

$$I_{по} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,48^2 + 0,47^2}} = 9,02 \text{ кА}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ [1]:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (67)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{0,48}{314 \cdot 0,47} = 0,03$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек [1]:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{об} + T_a) \quad (68)$$

где $T_{об}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 9,02^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 51,25 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты расчетов токов КЗ на ближайших КТП приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	$I_{по}$, кА	B_k , кА ² с
Шины ВН КТП-1	9,3	54,18
Шины ВН КТП-5	8,15	41,85
Шины ВН КТП-6	9,02	51,25

Полученные данные далее будут необходимы при проверке выбранных КЛ по термической стойкости к токам КЗ.

16 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ БАЗОВАЯ

Учитывая тот факт что данная работа рассматривает модернизацию источника питания ПС Базовую поэтому в данном разделе выполняется выбор и проверка подстанционного оборудования

Определяем максимальный рабочий ток РУ 35 кВ подстанции Базовая для выключателей Q1, 2, трансформаторов тока ТА1, 2 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы) [10]:

$$I_{.m} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (69)$$

где $S_{\text{тном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{.m1} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ А}$$

$$I_{.m2} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,0 \text{ А}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 10 кВ Q8, 13 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы) [10]:

$$I_{.мввод} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (70)$$

$$I_{.мввод1} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,82 \text{ А}$$

$$I_{.мввод2} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 509,1 \text{ А}$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 10 кВ QV [10]:

$$I_{\text{мсек}} = \frac{I_{\text{мввод1}}}{2} \quad (71)$$

$$I_{\text{мсек}} = \frac{769,82}{2} = 384,91 \text{ А}$$

Определяем максимальный рабочий ток для отходящего присоединения 10 кВ на примере нового фидера в сторону КТП-1 [10]:

$$I_{\phi} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (72)$$

$$I_{\phi} = \frac{2,46}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 142,4 \text{ А}$$

Для остальных присоединений ток определяется аналогично.

16.1 Выбор выключателей 35 кВ

Принимаем по номинальному току и напряжению вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Результаты выбора показаны в таблице 19, 20.

Таблица 19 – Выбор выключателя 35 кВ Q1

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 230,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Номинальный ток отключения	$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 6,06 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 6,06 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$
Наибольший пик тока включения	$i_{\text{вкл}} = 31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{\text{ан}} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 1,16 \text{ кА}$	$i_{\text{ан}} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$

Таблица 20 – Выбор выключателя 35 кВ Q2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 145,0 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 6,06 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 6,06 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 1,16 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатели прошли проверку их принимаем к установке.

16.2 Выбор выключателей 10 кВ.

В качестве вводных выключателей 10 кВ принимаем вакуумные типа ВРС-10-31,5-1000 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 21, 22.

Таблица 21 – Выбор вводного выключателя 10 кВ Q13

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 769,82 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 28,57 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 2,25 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 28,51 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 281,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 22 – Выбор вводного выключателя 10 кВ Q8

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 509,1$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 11,77$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 11,77$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{yd} = 28,57$ кА	$i_{вкл} \geq i_{yd}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 2,25$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{yd} = 28,51$ кА	$i_{прскв} \geq i_{yd}$
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

В качестве секционного выключателя 10 кВ QB2 принимаем вакуумный типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 384,91$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 11,77$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 11,77$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{yd} = 28,57$ кА	$i_{вкл} \geq i_{yd}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 2,25$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{yd} = 28,51$ кА	$i_{прскв} \geq i_{yd}$
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

В качестве выключателя 10 кВ отходящего присоединения принимаем вакуумный типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор выключателя присоединения 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 142,4$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 11,77$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 11,77$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{yд} = 28,57$ кА	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 2,25$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{yд} = 28,51$ кА	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатели прошли проверку их принимаем к установке.

16.3 Выбор разъединителей.

На ОРУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Результаты выбора показаны в таблице 25, 26, 27.

Таблица 25 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS7

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 230,9$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{yд} = 14,71$ кА	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$B_K = 74,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Термическая стойкость ЗН	625 кА ² с	$B_K = 74,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 26 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS8

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 145,0$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 14,71$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$B_K = 74,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Термическая стойкость ЗН	625 кА ² с	$B_K = 74,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Проводим проверку разъединителей QS1, 2, 3, 4 по условиям протекания максимального тока в ремонтном режиме.

Таблица 27 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS1, 2, 3, 4

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 269,2$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 14,71$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$B_K = 74,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Термическая стойкость ЗН	625 кА ² с	$B_K = 74,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединители прошли проверку их принимаем к установке.

16.4 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ [10]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (73)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (74)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление;

l - длина проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (75)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая измерительными приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8.

Расчет нагрузки 35, 10 кВ приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ подстанции Базовая

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Сумма		1,62

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ПП}}}{I^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ Ом}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ ТА1

Номинальные параметры трансформатора тока В классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{макс} = 230,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 30 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ ТА2

Номинальные параметры трансформатора тока В классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 145,0 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10 для установки в вводные ячейки 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для вводного выключателя Q13

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 769,82 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			

1	2	3	4
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 28,57$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 32 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для вводного выключателя Q8

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 600$ А	$I_{макс} = 509,1$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 28,57$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10 для установки в ячейку секционного выключателя 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 400$ А	$I_{макс} = 384,91$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 28,57$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10 для установки в ячейку присоединения 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для присоединения

Номинальные параметры трансформатора тока в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 200$ А	$I_{макс} = 165,0$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 28,57$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

16.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке [10]:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичных цепей;

S_2 - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции Базовая

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Сумма			4

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 4 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 10 кВ типа НАМИ 10 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	16	4
Счетчик РЭ			
Сумма			72

Таблица 38 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН в классе точности 0,5		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 72 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

16.6 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода АС-95/16 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Т.к. произошло изменение нагрузки то проводим сравнение расчетного тока нагрузки на стороне ВН подстанции с длительно допустимым значением для существующего типа шин. Расчетный ток ВН составляет 260,2 А, при этом длительно допустимый для провода АС 95/16 составляет 330 А, следовательно шины проходят проверку

16.7 Выбор жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции Базовая. Максимальный рабочий ток составляет 769,82

А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50×5 мм ($2,5 \text{ см}^2$), длительно допустимый ток для данной шины составляет 910 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [10]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (76)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{281,22}}{91} = 0,18 \text{ см}^2$$

где B_K – интеграл джоуля.

C – коэффициент для алюминия.

Проверка механической прочности

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (77)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ м}$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q – сечение проводника (см^2)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (78)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ см}^3 \times \text{см}$$

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (79)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{28570^2}{0,4} = 54,41 \text{ Н/м}$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (80)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ см}^3$$

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (81)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{28570^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 28,7 \text{ МПа}$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ на шинах 10 кВ рассчитанный ранее (А)

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

16.8 Выбор опорных изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям [10]:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ подстанции Базовая, при горизонтальном или

вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как [6]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (82)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{28570^2 \cdot 1,1}{0,3} \cdot 10^{-7} = 59,85 \text{ Н}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ подстанции Базовая

16.9 Выбор опорных изоляторов 35 кВ.

Выбор производится аналогично РУ 10 кВ [10]:

Расчетная сила, определяется как [6]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (82)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14710^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 18,93 \text{ Н}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 10-35-А-2 с номинальным разрушающим усилием 10000 Н, проверяем неравенство:

$$10000 \cdot 0,6 = 6000 \geq 18,93$$

16.10 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 39 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Базовая.

Таблица 39 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Потребитель	Расчетная полная мощность нагрузки, кВА
Электродвигатели завода включающих пружин В-35 кВ	1,38×3
Обогрев приводов выключателей В-35 кВ	1,6×3
Электродвигатели завода включающих пружин В-10 кВ	0,33×15
Обогрев РУ 10 кВ	8,0
Освещение коридора РУ 10 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	2,0
Сумма	38,47

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Базовая [10]:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{опт}} \quad (83)$$

$$S_P = \frac{38,47}{2 \cdot 0,7} = 27,47 \text{ кВА}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 40/10 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

16.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений

Ограничители перенапряжений нелинейные представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из нелинейных резисторов, изготавливаемых по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов. В соответствии с методикой выбирается по следующим основным параметрам:

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение. Наибольшее допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования [10].

$$U_{нд} \geq (1,02 - 1,05) U_{нрф} \quad (84)$$

Обеспечение взрывобезопасности. Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ОПН на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, определяемый для точки подключения ограничителя [10].

$$I_{вб} = I_{кз} (1,15 - 1,2) \quad (85)$$

Временное допустимое повышение напряжения. После окончания переходного процесса при коммутации элементов электрической сети могут возникать временные установившиеся повышения напряжения (квазиустановившиеся перенапряжения) с амплитудой, существующие в течении времени до тех пор, пока они не будут устранены специальными мерами или не произойдет их самоликвидация.

Кратность напряжения [10].

$$K_u = \frac{U_y}{U_{нд}} \leq 1,4 \quad (86)$$

Защитный уровень ОПН при грозовых перенапряжениях. Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях должно быть не выше остающегося напряжения вентильного разрядника при тех же токах координации [10].

$$U_{ост.опн} < U_{ост.рв} \quad (87)$$

Защитный уровень ОПН при коммутационных перенапряжениях. ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений если остающееся напряжение при воздействии коммутационного импульса тока меньше

испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования с запасом 15-20% [10].

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1,15 \dots 1,2) \quad (88)$$

Длина пути утечки ОПН. В соответствии с ПУЭ для ОРУ и ПС нормируется удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции, обеспечивающая необходимый уровень надежности при воздействии на ее поверхность промышленных загрязнений.

Длина пути утечки ОПН ($l_{\text{ут.опн}}$) является паспортной величиной и должна быть больше расчетной длины пути утечки в районе установки ОПН [10].

$$l_{\text{ут.опн}} > l_{\text{ут.р}}, \quad (89)$$

- Энергоемкость ОПН. Способность ОПН рассеивать выделенную в нем энергию (его пропускную способность) характеризуют удельной энергоемкостью. По удельной энергоемкости ОПН делятся на пять классов. Для каждого класса указываются максимальные значения испытательного прямоугольного импульса). Энергоемкость ОПН $W_{\text{опн}}$ должна быть больше или равна расчетной энергоемкости ($W_{\text{р}}$) [10].

$$W_{\text{р}} = \frac{C}{2} \left((3\sqrt{2} \cdot U_{\text{нс}})^2 - (\sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot I_{\text{нр}})^2 \right) \quad (90)$$

где C – емкость батареи или кабеля, Ф;

$U_{\text{нс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети фаза-земля, кВ;

По приведенному выше условию производится выбор ОПН, устанавливаемых перед трансформатором со всех сторон, в ячейки с трансформаторами напряжения на всех секциях шин и в ячейки с трансформаторами собственных нужд на стороне 10 кВ.

На напряжении 35 кВ устанавливаются ОПН - 35 - УХЛ1 , основные характеристики которого приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Технические характеристики ОПН - 35 - УХЛ1

Наименование параметров	Паспортные данные
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	38,5
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	450
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Длина пути утечки, мм	1050
Высота Н, мм	735
Масса, не более, кг	20

На напряжение 10 кВ устанавливаем ОПН-10 УХЛ1, основные технические данные которого приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Технические характеристики ОПН-10 УХЛ1

Наименование параметров	Паспортные данные
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	250
Удельная энергия, кДж/кВ	3,6
Длина пути утечки, мм	205
Высота Н, мм	125
Масса, не более, кг	9

17 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ

17.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению [20]:

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (91)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c} \cdot 1000 \quad (92)$$

где B_{κ} - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для КЛ участка сети РУ 10 кВ Базовая – шины ВН КТП-6 (сечение составляет 70 мм²):

$$S_T = \frac{\sqrt{51,25}}{95} = 7,5 \text{ мм}^2$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (93)$$

$$7,5 \leq 70,0$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Далее проводим проверку остальных участков, результаты сводим в таблицу 42

Таблица 42 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	B_{κ} , кА ² с	S_T , мм ²	$S_{\text{факт}}$, мм ²
Шины ВН КТП-1	54,18	9,34	70
Шины ВН КТП-5	41,85	7,13	70
Шины ВН КТП-6	51,25	7,5	70

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по потере напряжения

17.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке КЛ определяется по следующей формуле [20]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (94)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Базовая – КТП-6, определяем потерю напряжения на участке (токи и мощности ветвей определены ранее):

Потеря напряжения в участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 19,15 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot (0,39 \cdot 0,96 + 0,2 \cdot 0,27) \cdot \frac{100}{10500} = 0,12 \%$$

Аналогично выполняется расчет на каждом участке, и суммируется потеря напряжение до наиболее удаленной ТП.

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме работы на самой удалённой ТП не должна превышать 5%, в данном случае условие выполняется следовательно расчет окончен, для остальных фидеров проводим так же расчет результаты сводим в таблицу 43

Таблица 43 – Расчет потерь напряжения на наиболее удалённых КТП

Наиболее удаленная КТП	ΔU , %
КТП-3	2,15
КТП-6	0,12

Далее проводим расчет послеаварийного режима при этом определяем потери напряжения на каждом участке, результаты расчета приведены в таблице 44

Таблица 44 – Расчет потерь напряжения в послеаварийном режиме

Наиболее удаленная КТП	ΔU , %
КТП-1	3,22
КТП-5	2,77
КТП-6	0,24

Все принятые сечения проводников проходят проверку тк потеря напряжения не превышает предельного значения, расчет окончен.

18 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС БАЗОВАЯ

В связи с модернизацией ПС Базовая соответственно на силовые трансформаторы будут устанавливаться новые терминалы микропроцессорной защиты, в данном разделе рассматривается пример расчета уставок защит для данного оборудования.

18.1 Дифференциальная защита

Защиту трансформатора Т1, Т2 выполняем на терминале Сириус.

Выбираем коэффициенты трансформации [34]:

Определяем номинальный ток трансформатора Т1, Т2 на стороне ВН с учетом утяжеленного режима:

$$I_{\text{н}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (95)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

Для Т1:

$$I_{\text{н1}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ А}$$

Для Т2:

$$I_{\text{н2}} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,0 \text{ А}$$

Принимаем трансформатор тока с коэффициентом трансформации из стандартного ряда в большую сторону 300/5 для Т1 и 150/5 для Т2

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию [34]:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP}$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (96)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом [34]:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (97)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HBP} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (98)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (99)$$

Значения $I_{d\min}$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта.

Расчетный ток небаланса.

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{OTC} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 45:

Таблица 45 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (100)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

18.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 10000, 6300 кВА на подстанции Базовая, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

В качестве газового реле применяем реле Бухгольца.

18.3 Защита от перегрузки

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки T1, T2 на ПС Базовая с действием на отключение определяется следующим образом [34]:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_e} \cdot I_{номBH} \quad (101)$$

$$I_{C31} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 164,95 = 216,51 \text{ А}$$

$$I_{C32} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 103,92 = 136,34 \text{ А}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки принятого типа реле.

k_e – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания реле для Т1, Т2:

$$I_{CP} = \frac{216,51}{(300/5)} = 3,6 \text{ А}$$

$$I_{CP} = \frac{136,34}{(150/5)} = 4,53 \text{ А}$$

18.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ ПС Базовая.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов Т1, Т2 ПС Базовая:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_e} \cdot I_{номВН} \quad (102)$$

где k_i – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$I_{C31} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 216,51 = 487,71 \text{ А}$$

$$I_{C32} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 136,34 = 306,76 \text{ А}$$

$$k_u = \frac{I^{(3)}_к}{I_{C3}} \quad (103)$$

$$k_u = \frac{11,77 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{487,71} = 10,12$$

$$k_u = \frac{11,77 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{306,76} = 16,34$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{487,71}{(300/5)} = 8,11 \text{ А}$$

$$I_{CP} = \frac{306,76}{(150/5)} = 10,2 \text{ А}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

19 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ПОДСТАНЦИИ БАЗОВАЯ

В данном разделе определены суммарные капиталовложения в модернизацию ПС Базовая, издержек и так же приведенных затрат.

Определяем стоимость распределительных устройств ПС Базовая согласно укрупненным стоимостным показателям:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (104)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2025 год (равен 22,21)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ согласно укрупненным стоимостным показателям в РУ ПС Базовая:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года согласно укрупненным стоимостным показателям:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ в РУ ПС Базовая

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года согласно укрупненным стоимостным показателям:

$$K_{py} = (2 \cdot 0,18 + 0,15 \cdot 15) \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 79,68 \text{ млн. руб.}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции согласно укрупненным стоимостным показателям:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (105)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года согласно укрупненным стоимостным показателям:

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 135,71 \text{ млн. руб.}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Базовая:

$$K_{ПС} = K_{пу} + K_{пост} \quad (106)$$

$$K_{ПС} = 79,68 + 135,71 = 215,39 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (107)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (108)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 215,39 \cdot \frac{1}{20} = 10,76 \text{ млн. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (109)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)

$$I_{ЭКС} = 215,39 \cdot 0,059 = 12,71 \text{ млн. руб.}$$

Проводим расчет приведенных затрат для данного варианта реконструкции и модернизации ПС Базовая

Расчет статических приведенных затрат выполняется по формуле:

$$Z = E \cdot K + I_{AM} + I_{ЭКC} \quad (110)$$

где E – норма дисконта, принимается 0,1.

$$Z = 215,39 \cdot 0,1 + 10,76 + 12,71 = 45,01 \text{ млн. руб.}$$

При расчете приведенных затрат стоимость реализации варианта реконструкции составила 215,39 млн. рублей при этом ежегодные издержки на эксплуатацию составят 12,71 млн. рублей на амортизацию 10,76 млн. рублей.

20 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

20.1 Безопасность

В данной работе рассматривается разработка системы электроснабжения жилого района города Свободный в Амурской области, а также реконструкция трансформаторной подстанции 35/10 кВ Базовая, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы. Рассмотрим основные меры безопасности при работе в действующих электроустановках

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться [29]:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики [29].

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания,

определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ [29].

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

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

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки [29].

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в

подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и

вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь» [29].

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ [29].

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ [29].

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы

следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стоять! Напряжение» [29].

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или

режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекалке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекалке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекалывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м [29].

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для

подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м [29].

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

20.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу

выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением земляных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально

существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Базовая при реконструкции устанавливаются 2 трансформатора марки ТДНС 10000/35/10 с размерами (м) 4,5×3,15×4,88 и массой масла 7,3 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,0 м [30].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [30].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [30].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 12 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

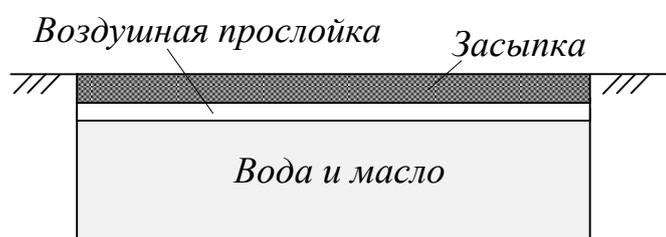


Рисунок 12 – Схематичное изображение маслоприемника трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [9]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (111)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{7,3}{0,88} = 8,3 \text{ м}^3$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [9]:

$$S_{мп} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (112)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (4,5 + 2 \cdot 1,0) \cdot (3,15 + 2 \cdot 1,0) = 33,48 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [9]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (113)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\delta n} = (4,5 + 3,15) \cdot 2 \cdot 4,88 = 74,66 \text{ м}^2$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [30]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2))$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [9]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (114)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,48 + 74,66) \cdot 10^{-3} = 38,93 \text{ м}^3$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [9]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (115)$$

$$V_{mmH_2O} = 8,3 + 0,8 \cdot 38,93 = 39,44 \text{ м}^3$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O}

:

$$H_{mn} = \frac{V_{mH2O}}{S_{mn}} \quad (116)$$

$$H_{mn} = \frac{39,44}{33,48} = 1,18 \text{ м}$$

Высота гравийной подушки согласно [30]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [30]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [30]:

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (117)$$

$$H_{nmp} = 1,18 + 0,05 + 0,25 = 1,48 \text{ м}$$

20.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта – ПС Базовая:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным

перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной работы основным вопросом который был решен это проектирование современной системы электроснабжения потребителей нового жилого района города Свободный в Амурской области, с центром питания подстанция Базовая а так же были решены вопросы связанные с реконструкцией, выбором оборудования самого источника питания. Были рассмотрены вопросы связанные с выбором современного оборудования для системы электроснабжения.

При выполнении этой работы решено значительное количество задач таких как определение расчетных нагрузок трансформаторных подстанций, определение места расположения трансформаторных подстанций, расчет сечений кабельных линий для питания КТП и потребителей, также проведен выбор схемы электроснабжения, выполнено решение остальных сопутствующих задач включая выбор оборудования на источнике питания ПС Базовая.

В качестве дополнительных задач были решены такие как расчет основных экономических показателей при реконструкции одного из источников питания ПС Базовая, при этом определены суммарные капиталовложения и ежегодные издержки на ремонт, эксплуатацию и амортизацию.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров, В. В. Расчет токов коротких замыканий в Электроэнергетических системах : учебное пособие / В. В. Александров, А. А. Малютин. — 2-е изд. — Москва : ФЛИНТА, 2016. — 131 с.
2. Ананичева, С. С. Модели развития электроэнергетических систем : учебное пособие / С. С. Ананичева, П. Е. Мезенцев, А. Л. Мызин ; под редакцией П. И. Бартоломей. — Екатеринбург : Уральский федеральный университет, ЭБС АСВ, 2014. — 148 с.
3. Ананичева, С. С. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие / С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2019. - 296 с.
4. Ананичева, С. С. Электроэнергетические системы и сети. Примеры и задачи : учебное пособие для вузов / С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг ; под научной редакцией Е. Н. Котовой. — 2-е изд. — Москва : Издательство Юрайт, 2024. — 177 с.
5. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
6. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
7. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
8. Безопасность работников систем электроснабжения в вопросах и ответах : учебное пособие / Е. Е. Привалов, А. В. Ефанов, С. С. Ястребов, В. А. Ярош ; под ред. Е. Е. Привалова. - Ставрополь : Изд-во ПАРАГРАФ, 2020. - 173 с.
9. Булгаков, А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.

10. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
11. Диагностика оборудования систем электроснабжения : учебное пособие / Е. Е. Привалов, А. В. Ефанов, С. С. Ястребов, В. А. Ярош ; под редакцией Е. Е. Привалова. — Ставрополь : Параграф, 2020. — 236 с.
12. Иванов, А. С. Электроснабжение : лабораторный практикум для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» / А. С. Иванов. - Волгоград : ФГБОУ ВО Волгоградский ГАУ, 2020. - 116 с.
13. Иванов, С. Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие / С. Н. Иванов, А. А. Скрипилев. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. - 164 с.
14. Кобозев, В. А. Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей : учебное пособие / В. А. Кобозев, И. В. Лыгин. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. - 356 с.
15. Куксин, А. В. Релейная защита и автоматические системы управления устройствами электроснабжения/ А. В. Куксин. — Саратов, Москва : Профобразование, Ай Пи Ар Медиа, 2020. — 179 с.
16. Климова, Г. Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение : учебное пособие для вузов / Г. Н. Климова. — 3-е изд., перераб. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2024. — 177 с.
17. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
18. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
19. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
20. Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. — Москва : Издательство Юрайт, 2024. — 360 с.

21. Малафеев, А. В. Режимы аварийной несимметрии систем электроснабжения : монография / А. В. Малафеев, Е. А. Панова. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. - 148 с.
22. Меры безопасности при работах на оборудовании систем электроснабжения предприятий АПК : учебное пособие / Е. Е. Привалов, А. В. Ефанов, С. С. Ястребов, В. А. Ярош ; под редакцией Е. Е. Привалова. — Ставрополь : Параграф, 2020. — 311 с.
23. Миронова, А. Н. Электрооборудование и электроснабжение электротехнологических установок : учебное пособие / А.Н. Миронова, Ю.М. Миронов. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : ИНФРА-М, 2023. — 470 с.
24. Николаева, С. И. Электроэнергетические сети и системы: Учебное пособие / Николаева С.И. - Волгоград:Волгоградский государственный аграрный университет, 2018. - 64 с
25. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
26. Папков, Б. В. Электроэнергетические системы и сети. Токи короткого замыкания : учебник и практикум для вузов / Б. В. Папков, В. Ю. Вуколов. — 3-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2024. — 353 с.
27. Петухов, Р. А. Электроснабжение : учебное пособие / Р. А. Петухов, Е. Ю. Сизганова, Л. С. Синенко. - Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. - 328 с.
28. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
29. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)
30. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070)
31. Правила противопожарного режима в Российской Федерации (с изменениями на 24 октября 2022 года)

32. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учебное пособие / С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, М. Д. Сенюк, М. Р. Загидуллин, К. А. Зиновьев, А. И. Хальясмаа ; науч. ред. С. Н. Шелюг, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. - Екатеринбург : Издательство Уральского университета, 2019. - 107 с.

33. РД 34.03.201-97. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей (с доп. и изм. по состоянию на 03.04.2000 г.)

34. Релейная защита электрооборудования электрических станций, сетей и систем:/ Л. Г. Мигунова, А. И. Земцов, Е. М. Шишков, А. В. Гофман. — Саратов : Профобразование, 2022. — 204 с.

35. Сибикин, Ю. Д. Основы электроснабжения объектов : учебное пособие / Ю. Д. Сибикин. - 3-е изд. стер. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. - 328 с.

36. Сивков, А. А. Основы электроснабжения : учебное пособие для вузов / А. А. Сивков, А. С. Сайгаш, Д. Ю. Герасимов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2022. — 173 с.

37. Синюкова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование электрических установок: учебное пособие / Синюкова Т. В. - Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2021.

38. Хорольский, В. Я. Надежность электроснабжения : учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. — 127 с.

39. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — Москва : ИНФРА-М, 2024. — 288 с.

40. Черных, Р. А. Электроснабжение и энергосбережение на предприятии: курс лекций : учебное пособие / Р. А. Черных, О. В. Карлова, С. М. Плотников. — Красноярск : СибГУ им. академика М. Ф. Решетнёва, 2021. — 92 с.

41. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие / В.П. Шеховцов. — 3-е изд., испр. — Москва : ИНФРА-М, 2024. — 214 с.

42. Электроснабжение и электропотребление производственных объектов: расчет электрических цепей : учебное пособие / Кобелев А. В. - Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2021.

43. Электрические системы и сети. Установившиеся режимы электрических сетей : учебное пособие / А. Ю. Арестова, А. В. Лыкин, Ю. М. Сидоркин, Я. А. Фролова. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2020. - 98 с.

44. Электроснабжение в тепло- и электроэнергетике : учебное пособие / С. М. Зуев, А. С. Верещагин, Р. А. Малеев, А.Е. Чернов ; под ред. С. М. Зуева. — Москва : ИНФРА-М, 2024. — 244 с.

45. Эксплуатация линий распределительных сетей систем электроснабжения: Учебное пособие / Привалов Е.Е., Ефанов А.В., Ястребов С.С. - Ставрополь:СтГАУ - "Параграф", 2018. - 168 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А - Расчет потоков мощности на участках сети 0,4 кВ

Наименование участка КЛ 0,4 кВ	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Жилой дом - 2 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Жилой дом-2 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-1 – Супермаркет (фидер 5)	125,0	93,8	156,28
КТП-1 – Супермаркет (фидер 6)	125,0	93,8	156,28
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 1)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 2)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 3)	307,8	76,68	317,21
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 4)	307,8	76,68	317,21
КТП-5 – Школа (фидер 1)	132,0	50,16	141,21
КТП-5 – Школа (фидер 2)	132,0	50,16	141,21
КТП-5 – Детский сад (фидер 3)	161,0	40,25	165,96
КТП-5 – Детский сад (фидер 4)	161,0	40,25	165,96
КТП-5 – Поликлиника (фидер 5)	70,0	30,1	76,20
КТП-5 – Поликлиника (фидер 6)	70,0	30,1	76,20
КТП-5 – Гаражи (фидер 7)	40,0	28,0	48,83
КТП-6 – Котельная (фидер 1)	300,2	244,25	387,01
КТП-6 – Котельная (фидер 2)	300,2	244,25	387,01
КТП-6 – освещение улиц (фидер 3)	8,0	2,4	8,35

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Выбор проводников для КЛ 0,4 кВ

Наименование участка КЛ 0,4 кВ	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{до}}$, А	Кол-во цепей	Сечение, мм ²
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Жилой дом - 1 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Жилой дом - 2 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Жилой дом-2 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-1 – Супермаркет (фидер 5)	156,28	225,84	250,24	1	120
КТП-1 – Супермаркет (фидер 6)	156,28	225,84	250,24	1	120
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-2 – Жилой дом – 3 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-2 – Жилой дом – 4 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 5 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-3 – Жилой дом – 6 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 1)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 7 (фидер 2)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 3)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-4 – Жилой дом – 8 (фидер 4)	317,21	458,40	500,48	2	120
КТП-5 – Школа (фидер 1)	141,21	204,06	220,8	1	90
КТП-5 – Школа (фидер 2)	141,21	204,06	220,8	1	90
КТП-5 – Детский сад (фидер 3)	165,96	239,83	250,24	1	120
КТП-5 – Детский сад (фидер 4)	165,96	239,83	250,24	1	120
КТП-5 – Поликлиника (фидер 5)	76,20	110,12	126,04	1	35
КТП-5 – Поликлиника (фидер 6)	76,20	110,12	126,04	1	35
КТП-5 – Гаражи (фидер 7)	48,83	70,56	80,04	1	16
КТП-6 – Котельная (фидер 1)	387,01	558,6	570,4	2	150
КТП-6 – Котельная (фидер 2)	387,01	558,6	570,4	2	150
КТП-6 – освещение улиц (фидер 3)	8,35	12,07	80,04	1	16

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет компенсирующих устройств

Наименование КТП	$Q_{Робц}$, квар	Q_K , квар	$Q_{ном}$, квар	$Q_{неск}$, квар	Тип установки
КТП-1	219,02	-27,07	-	-	Не требуется
КТП-2	153,36	-62,10	-	-	Не требуется
КТП-3	153,36	-62,10	-	-	Не требуется
КТП-4	153,36	-62,10	-	-	Не требуется
КТП-5	116,24	-0,45	-	-	Не требуется
КТП-6	246,17	138,86	2×75,0	96,17	КРМ 0,4-75 УЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

Наименование КТП	$S_{\text{треб}}$, кВА	$S_{\text{ном}}$, кВА	$K_{3\phi}$	$K_{ПА}$
КТП-1	526,02	630	0,58	1,16
КТП-2	453,15	630	0,50	1,0
КТП-3	453,15	630	0,50	1,0
КТП-4	453,15	630	0,50	1,0
КТП-5	249,20	250	0,7	1,4
КТП-6	229,52	250	0,64	1,28

ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Выбор проводников для КЛ 0,4 кВ

Наименование участка КЛ 0,4 кВ	S_p , кВА	I_p , А	$I_{до}$, А	Сечение, мм ²
ПС Базовая – КТП-1	2463,88	142,42	197,8	70
КТП-1 – КТП-2	1856,69	107,32	197,8	70
КТП-2 – КТП-3	1334,976	77,16	197,8	70
КТП-3 – КТП-4	1650,62	95,41	197,8	70
КТП-4 – КТП-5	2172,33	125,57	197,8	70
КТП-5- ПС Базовая	2463,88	142,42	197,8	70
КТП-6 - ПС Базовая 1 цепь	331,32	19,15	197,8	70
КТП-6 - ПС Базовая 2 цепь	331,32	19,15	197,8	70