

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 микрорайона Новый в городе Тында с центром питания подстанции напряжением 35 кВ Шахтаум

Исполнитель

студент группы 942-узб

(подпись, дата)

Павлов А.И.

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

Старший преподаватель

(подпись, дата)

Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Павлов Андрей Иванович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Новый в городе Тында с центром питания подстанция напряжением 35 кВ Шахтаум

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика нового микрорайона города Тынды, характеристика существующей системы электроснабжения, расчет электрических нагрузок, низковольтное электроснабжение, выбор ТП в микрорайоне Новый, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 134 страницы, 15 рисунков, 41 таблица, 34 источника, 7 листов.

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В профессор, доктор техн. наук _____

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023.

_____ (подпись студента)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Выпускная квалификационная работа содержит 134 с., 15 рисунков, 41 таблица, 34 источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Актуальность и практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность г. Тынды, а именно в целях подготовки и реализации мер, направленных на строительство нового микрорайона.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения микрорайона Новый в городе Тынды с центром питания подстанции напряжением 35 кВ Шахтаум.

Результаты проделанной работы имеют практическое применение, так как все расчёты были проведены на основании существующей системы электроснабжения города Тынды и с перспективой применения при строительстве Микрорайона Новый.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭС – электрические сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика нового микрорайона города Тында	11
1.1 Краткое описание города и рассматриваемого микрорайона «Новый»	11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	13
1.3. Характеристика и анализ потребителей электроэнергии микрорайона Новый	14
2 Характеристика существующей системы электроснабжения города Тында.	17
2.1 Источники питания города Тында и их анализ	17
2.2. Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП в прилегающей к новому микрорайону части города	17
3 Расчет электрических нагрузок микрорайона Новый	20
3.1 Расчет электрических нагрузок микрорайона Новый	20
4 Низковольтное электроснабжение микрорайона новый	25
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	25
4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий	26
4.3 Выбор количества и сечений линий	29
4.4 Расчет наружного освещения	34
5 Выбор ТП в микрорайоне Новый	36
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	36
5.2 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	40
5.3 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	45
5.4 Компенсация реактивной мощности	46
6 Разработка вариантов проектирования системы электроснабжения напряжением 10 кв микрорайона и их анализ	50

6.1	Определение точки потокораздела	53
6.2	Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	55
6.3	Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	58
6.4	Выбор оптимального варианта проектирования системы электроснабжения микрорайона Новый	60
7	Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Шахтаум, РП и ТП	64
7.1	Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ на шинах ПС Шахтаум, РП и ТП	65
7.2	Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	70
8	Выбор и проверка оборудования на ТП	78
8.1	Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	78
8.2	Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	80
8.3	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	82
9	Выбор и проверка электрических аппаратов на рп питающей микрорайон «новый»	85
9.1	Выбор и проверка оборудования на РП микрорайон «Новый»	85
9.2	Выбор и проверка выключателей 10 кВ	86
9.3	Выбор и проверка секционного выключателя на РП	89
9.4	Выбор трансформаторов тока 10 кВ	89
9.5	Выбор трансформаторов напряжения на РП	91
9.6	Выбор и проверка ОПН на ТП	93
9.7	Выбор и проверка ТСН на РП	94
10	Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС 35/10 кВ Шахтаум	96
10.1	Выбор выключателей 10 кВ на ПС Шахтаум	96
10.2	Выбор трансформаторов тока 10 кВ на ПС Шахтаум	96
11	Заземление и молниезащита	98
11.1	Выбор и проверка заземления на подстанции Шахтаум	98
11.2	Проверка молниезащиты подстанции	103

12 Релейная защита и автоматика	105
12.1 Выбор системы оперативного тока	105
12.2 Виды и типы релейной защиты	105
12.3 Защита линий 10 кВ от ПС Шахтаум к проектируемой РП	107
12.4 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ	
12.5 Автоматика	110
13 Безопасность и экологичность	112
13.1 Безопасность	112
13.1.1 Безопасность работников при строительстве линий	112
электропередач	
13.1.2 Безопасность работников при испытаниях	113
13.1.3 Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП	114
13.1.4 Безопасность работников при реконструкции сети	117
13.2 Экологичность	118
13.2.1 Влияние ПС на атмосферу	118
13.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу	119
13.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы	119
трансформаторным маслом	
13.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора	122
13.3 Чрезвычайные ситуации	124
13.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию	124
территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению	
безопасности людей при пожаре	
13.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам	126
13.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей	128
противопожарного водоснабжения	
Заключение	130
Библиографический список	131

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос обеспечения электроэнергией новый строящийся микрорайон в городе Тында, с планируемым центром питания подстанцией 35/10 кВ Шахтаум. Проектируемый микрорайон географически планируется к строительству в северной части города Тында на окраине, недалеко от ул. Северная объездная и ул. Ясная

Актуальность и практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность г. Тында, а именно в целях подготовки и реализации мер, направленных на строительство нового микрорайона.

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения микрорайона Новый в городе Тында с центром питания подстанции напряжением 35 кВ Шахтаум.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

1. Разработка системы низковольтного электроснабжения вновь подключаемых электроприёмников.
2. Разработка системы электроснабжения 10 кВ для микрорайона Новый.
3. Проектирование РП 10 кВ
4. Реконструкция ПС 35/10 кВ Шахтаум
5. Рассмотрение вопросов безопасности и экологичности.

Объектом исследования в работе выступает система электроснабжения микрорайона Новый.

Предметом исследования является определение параметров и характеристик основного оборудования системы электроснабжения.

Практическая значимость состоит в том, что результаты теоретического обзора по системе электроснабжения были применены к актуальному состоянию г. Тында на современном этапе развития национальной экономики, что

позволило сделать выводы и определить пути совершенствования системы электроснабжения города и планируемого к строительству микрорайона Новый.

В 1 разделе была рассмотрена и приведена характеристика нового микрорайона города Тынды.

Во 2 разделе была приведена характеристика существующей системы электроснабжения города Тынды.

В 3 разделе был осуществлён расчёт электрических нагрузок для объектов в планируемом микрорайоне Новый.

В 4 разделе был произведён расчёт низковольтного электроснабжения микрорайона Новый.

В 5 разделе был осуществлён выбор новых трансформаторных подстанций для микрорайона Новый.

В 6 разделе были разработаны и подложены возможные варианты проектирования системы электроснабжения напряжением 10 кВ микрорайона Новый.

В 7 разделе был произведён расчёт токов коротких замыканий.

В 8 разделе был осуществлён выбор и проверка оборудования для защиты трансформаторов.

В 9 разделе был осуществлён выбор и проверка электрических аппаратов на РП «микрорайон новый».

В 10 разделе был осуществлён выбор и проверка электрических аппаратов на ПС 35/10 кВ Шахтаум.

В 11 разделе была рассмотрена проверка молниезащиты подстанции.

В 12 разделе проведена выборка и расчёт релейной защиты и автоматики.

В 13 разделе рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 6 листах формата А1.

Для решения вышеуказанных задач используются ВКР и свободно распространяемые лицензионные программные обеспечения Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel, Mathcad 15.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА НОВОГО МИКРОРАЙОНА ГОРОДА ТЫНДА

1.1. Краткое описание города и рассматриваемого микрорайона «Новый»

Тында-это самый молодой, самый высоко расположенный и самый северный город Амурской области. Численность населения на 2013 год составляет 34 785 человек. Площадь города 124 км², плотность населения 230,85 человека на км². Город имеет прямоугольную застройку.

Проведя анализ текущего состояния жилого фонда города Тынды, выявлено, что 46% всего жилого фонда города является многоквартирная жилая застройка – до 16 этажей. Значительная доля жилого фонда представлена также среднеэтажной и малоэтажной жилой застройкой. 12 % занимает индивидуальная жилая застройка.

Жилая застройка по различным типам распределена по территории города неравномерно: наиболее широко представлена застройка в центральной части города, периферийные районы застроены преимущественно индивидуальной и малоэтажной (в 1-2 этажа) жилой застройкой, а также малоэтажной (3-4 этажа) в микрорайоне Таежный.

Основная часть жилого фонда сосредоточена в следующих районах города: Центральный, микрорайон Таёжный и Западный район, приближенный к центру города.

В ходе анализа были выявлены следующие 4 архитектурно – пространственные особенности города: беспорядочная и аварийная застройка; капитальные гаражи в центре города; городской рынок; территории бывшей военной части.

В городе Тында расположены следующие потребители, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Потребители электроэнергии в г. Тында

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников
1	2
Коммунально – бытовые потребители	
Частный дом, коттедж	2 441
Жилые (многоквартирные) дома	239
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)	
Котельная	11
Производственная база	7
Магазины	286
Аптеки	7
Школы	8
Парикмахерские	6
Гаражи	48
Гостиницы	11

Рассматриваемый микрорайон Новый, планируется разместить на незастроенной территории в северной части города Тынды, на окраине, недалеко от ул. Северная объездная и ул. Ясная.

Микрорайон Новый, с перспективой на 2030 год, будет современным, отвечающим всем требованиям безопасности, экологичный и комфортный.

Микрорайон будет включать в себя жилые многоквартирные дома, собственную котельную, пожарное депо, вместительные гаражи, административно офисные центр, центр культуры и досуга, собственную школу и поликлинику.

Тем самым данный микрорайон будет представлять из себя не только коммунально-бытовых потребителей, но также иметь в своем составе учреждения культурно бытового назначения.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Город Тында расположен в резко континентальном климатическом поясе, основной тип грунта - глина. Отрицательная температура воздуха в данном районе преобладает над положительной. Так около 70 дней в году, температура воздуха остаётся ниже 30 градусов, а снежный покров лежит в Тынде около 210 дней. В связи с чем, оборудование при проектировании необходимо выбирать климатического исполнения типа ХЛ или ХЛ-1.

В настоящей выпускной квалификационной работе все расчеты будут, производятся с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий Тындинского района. В таблице 2 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 2 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
1	2
район по гололеду	4
нормативная стенка гололеда, мм	20
район по ветру	3
низшая температура воздуха, 0С	- 40
среднегодовая температура воздуха, 0С	-4,75
высшая температура воздуха, 0С	+ 24,7
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, см	20
глубина промерзания грунтов, м	4

1	2
сейсмичность района, баллы	8
Высота над уровнем моря,	500

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии микрорайона Новый

Проектируемый микрорайон Новый планируется создать современным и безопасным, сделать его уникальным и перспективным. Для этого микрорайон подразумевается спроектировать полностью автономным и самодостаточным. Все необходимые аварийные службы и организации будут расположены в проектируемом микрорайоне.

Иными словами, потребители, которых будет насчитываться около 3 520 человек, будут независимы от аварийных служб и больниц города Тынды.

Пищеприготовление в данных домах будет смешанное. В жилых домах типа №1, 2, 3 и 7, планируется электро-пище приготовление, а для домов типа № 4,5 и 6 газо-пище приготовление.

Данный микрорайон будет предусматривать надёжное электроснабжение потребителей I, II и III категорий, что значит, что потребители электрической энергии будут получать электроэнергию от двух источников питания.

Конфигурация потребителей строящегося микрорайона в городе Тында приведена на рисунке 1. На данном рисунке имеется все планируемые к подключению потребители с их точным месторасположением.

Перечень планируемых к проектированию потребителей приведен в таблице 3. Данный перечень показывает конкретно каждого потребителя, с его категорией и имеющимся tq ф. Также расписано подробно количество сооружений, а для жилых многоквартирных домов количество квартир.

Таблица 3 – Данные о количестве и наименовании потребителей

Наименование	Количество квартир	tq φ	Категория электроснабжения	Количество сооружений
1	2	3	4	5
Коммунально – бытовые потребители				
Жилой дом №1	60	0.2	II	7
Жилой дом №2	20	0.2	II	22
Жилой дом №3	50	0.2	II	8
Жилой дом №4	6	0.2	III	6
Жилой дом №5	4	0.2	III	26
Жилой дом №6	2	0.2	III	4
Жилой дом №7	32	0.2	II	11
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)				
Котельная	-	0,55	II	1
Пожарное депо	-	0,26	I	1
Гараж на 40 автомашин	-	0,2	II	1
Административно офисный центр	-	0,334	II	1
Узел связи	-	0,334	I	1
Центр культуры и досуга	-	0,335	II	1
Многоуровневая автостоянка	-	0,35	II	1
Школа	-	0,33	II	1
Гараж для коммунальной автотехники	-	0,2	II	1
Поликлиника	-	0,368	II	1
Универсальный спортивно- тренировочный комплекс	-	0,327	II	1
Детский сад	-	0,95	II	1
Универсальный магазин центр бытового обслуживания	-	0,337	II	1

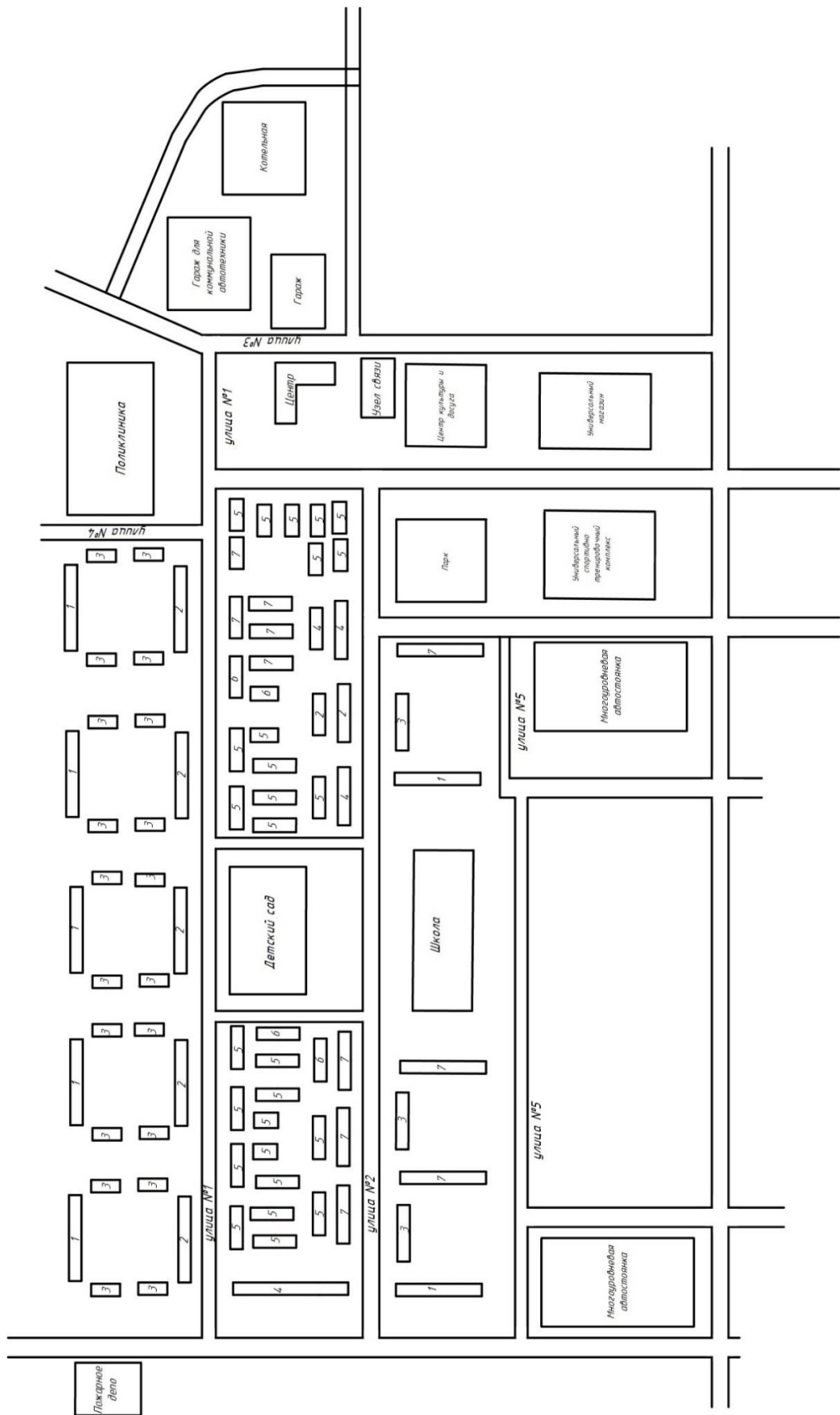


Рисунок 1 – Конфигурация потребителей строящегося микрорайона в городе Тында

2. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ТЫНДА.

2.1 Источники питания города Тында и их анализ

Основными центрами питания города являются ПС 35/10 кВ Шахтаум и ПС 35/10 кВ Эльга, которые в свою очередь питаются от системообразующего центра г. Тында, ПС 220/110/35 кВ Тында.

Схема внешнего электроснабжения города Тында представлена на рисунке 2.

Подстанция Эльга является тупиковой двухтрансформаторной ПС питаемой по 2-м ВЛ и выполненной по схеме № 110-4Н (Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий).

Подстанция Шахтаум была введена в эксплуатацию в 2016 году и является тупиковой двухтрансформаторной ПС питаемой по 2-м ВЛ и выполненной по схеме № 35-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин). (рисунок 3).

На ПС Шахтаум имеется 2 силовых трансформатора ТДНС-10 000 кВА. В КРУ – 10 кВ имеется резервы по Ф-13 и Ф-42.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП в прилегающей к новому микрорайону части города

В городе Тында расположено около 118 трансформаторных подстанции различной мощности. Исполнение электросетей в городе различное, имеется как воздушное, так и кабельное исполнение линий электропередачи.

По результатам контрольных замеров коэффициенты загрузки существующих двух трансформаторных подстанций варьируются в пределах от 0,57 до 0,77.

При существующих коэффициентах загрузки. Возможно подключение только точечных потребителей, небольшой мощности.

Так как трансформаторные подстанции в городе Тында рассчитаны и установлены под имеющиеся нагрузки с небольшой перспективой, а

планируется проектировать целый микрорайон, который будет полностью автономным и имеющим питание от ПС 35/10 кВ Шахтаум, то принимается следующее решение. ТП для микрорайона будем проектировать и устанавливать новые, под рассчитанные нагрузки.

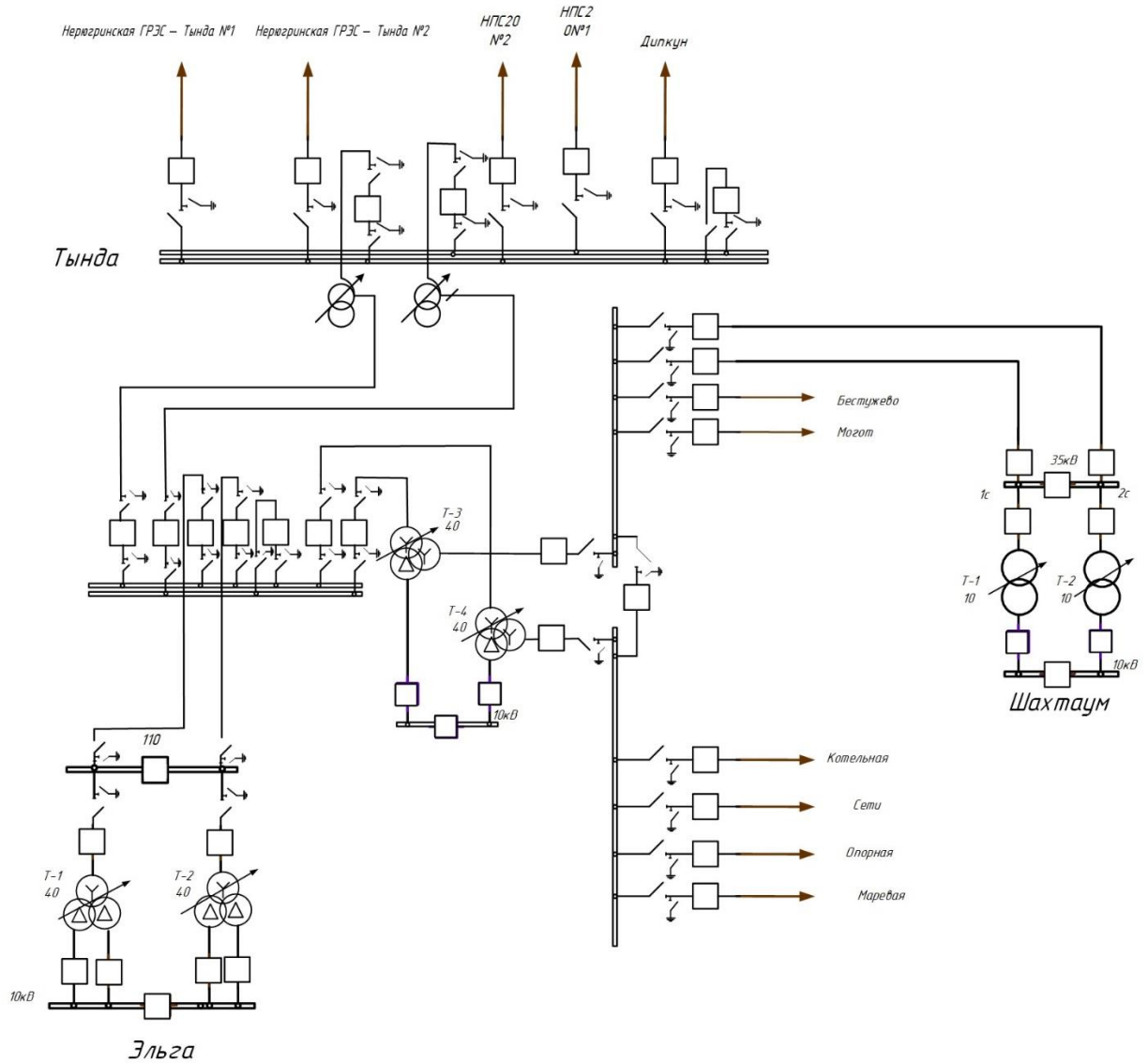
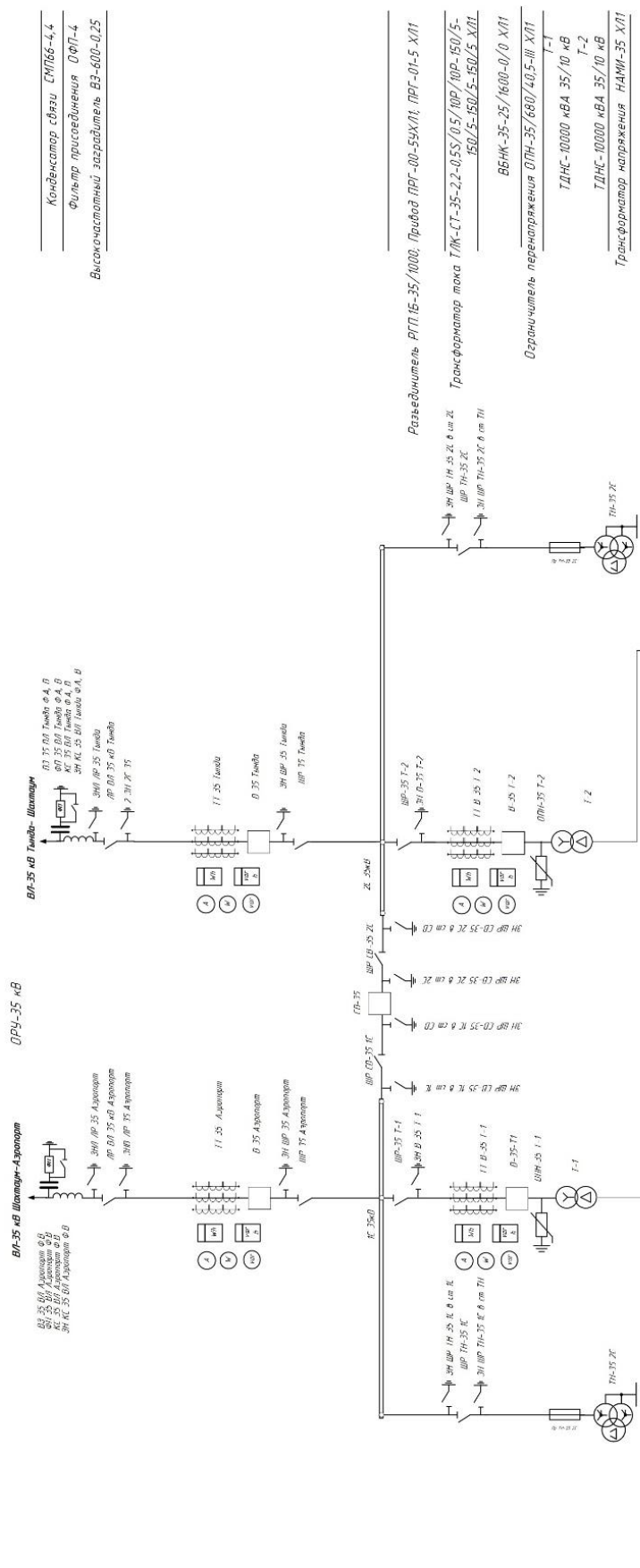


Рисунок 2 – Схема внешнего электроснабжения города Тында



Конденсатор связи СМ166-4,4
 Фильтр присоединения ОПН-4
 Высокочастотный заградитель ВЗ-600-0,25

Разъединитель РПН-16-35/1000, Привод РРГ-00-55ХЛ1, РРГ-01-5 ХЛ1
 Трансформатор тока ТМН-СТ-35-2-0,55/0,15/10Р/10Р-150/5-150/5-150/5-150/5-150/5 ХЛ1
 Выключатель перенапряжения ОПН-35/680/40,5-III ХЛ1
 ТДНС-10000 кВА 35/10 кВ Т-2
 ТДНС-10000 кВА 35/10 кВ Т-2
 Трансформатор напряжения НАМИ-35 ХЛ1

№ шинной	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Назначение	ТДНС-10000 кВ	РЗТ-10 кВ	Ф-4,2	Ф-4	Ф-4,0	ТН-10 кВ	СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ГЭС	ТН-10 кВ	Ф-8	Ф-13	РЗТ-10 кВ Т-2	ТДНС-10000 кВ	Ф-21
Выключатель, предохранитель	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52	ВВ/ТЛ-10-20/1000-52
ТТ, ТН	ТДНС-10	ТДНС-10	ТДНС-10	ТДНС-10	ТДНС-10	НАМИ-10	ТДНС-10	НАМИ-10	ТДНС-10	ТДНС-10	ТДНС-10	ТДНС-10	ТДНС-10

Рисунок 3 – Схема ПС 35/10 кВ Шахтаум

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА НОВЫЙ

3.1 Расчет электрических нагрузок микрорайона Новый

Для рационального выбора системы электроснабжения необходимо определить расчетные нагрузки, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Расчётная нагрузка - нагрузка по которой определяют и выбирают электрооборудование, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприёмников могут быть не известны, да и учесть их практически невозможно, поэтому для определения нагрузок пользуются различными методами. Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

По характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки все потребители города разбиваются на следующие группы: потребители селитебных зон, промышленные потребители, коммунальные потребители общегородского значения, потребители пригородных районов.

Основу нагрузок города Тынды составляет потребители селитебной зоны и коммунально-бытовая нагрузка.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ–0,4 кВ ТП от электроприемников квартир определяется по формуле, кВт:

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

где $P_{\text{кв.уд}}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха, кВт/квартиру;

n – количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется по формуле кВт:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + P_c, \quad (2)$$

где $P_{кв}$ – расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Под расчётной нагрузкой силовых электроприёмников понимают нагрузку лифтовых установок, а также нагрузку электродвигателей санитарно – технических устройств.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , приведенная к вводу жилого дома:

$$P_c = P_{p.лф.} + P_{c-т} \quad (3)$$

Мощность лифтовых установок $P_{p.лф.}$ определяется по формуле

$$P_{p.лф.} = K_{c/лф} * \sum_m P_{лфi} \quad (4)$$

где $K_{c/лф}$ - коэффициент спроса лифтовых установок;

m - число лифтовых установок;

$P_{лфi}$ - установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно- технических устройств $P_{c-т}$ определяется по их установленной мощности $P_{c-т.у}$ и коэффициенту спроса $K_{c.с-т}$:

$$P_{c-т} = K_{c/лф} * \sum_n P_{c-т.у.} \quad (5)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома $P_{p.ж.д.}$ определяйся по формуле

$$P_{p.ж.д.} = P_{кв} + K_u \cdot (P_{p.лф.} + P_{c-т}) \quad (6)$$

Коэффициент участия в максимуме $K_y = 0,9$.

Тогда:

$$P_{p.ж.д.} = 2,8 * 60 + 0,9 * (0,8 * 9,5 + 0,8 * 9,5) = 181,68 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности, [23].

Для 60 квартирного жилого дома расчётная нагрузка питающих линий и от электроприёмников квартир равна:

$$Q_{p.ж.д.} = P_{p.ж.д.} * \text{tg}\varphi = 181,68 * 0,2 = 36,3 \text{ кВар} \quad (7)$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{Q_{p.ж.д.}^2 + P_{p.ж.д.}^2} = \sqrt{36,3^2 + 181,68^2} = 185,3 \text{ кВА} \quad (8)$$

$$I_{p.ж.д.} = \frac{S_{p.ж.д.}}{\sqrt{3} * U_{н.н.}} = \frac{185,3}{\sqrt{3} * 0,4} = 267,5 \text{ А} \quad (9)$$

При определении электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей последние условно могут быть разбиты на две группы: в первую группу относятся учреждения культурно бытового назначения (просвещение, здравоохранение, торговля, общественное питание, связь), во вторую группу – коммунально-хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация).

Расчёт электрической нагрузки общественно – коммунального потребителя приведем на примере школы. Определение данных нагрузок производится с использованием укрупненных удельных нагрузок, [23].

$$P_p = P_{уд} \cdot n, \quad (10)$$

где $P_{уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся;

n – количество учащихся.

Таким образом, расчетная нагрузка школы равна:

$$P_p = 0,25 * 900 = 225 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 225 \cdot 0.33 = 74,25 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{Q_p^2 + P_p^2} = \sqrt{74,25^2 + 225^2} = 237 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{н.н.}} = \frac{237}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 342 \text{ А}$$

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане.

Экспликация объектов микрорайона города Тынды приведена в следующей таблице:

Таблица 4 – Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование	N (квар тип)	P, кВт	Q, кВар	tg φ	S кВА	Категория электросна бжения	Количес тво домов
1	2	3	4	5	6	7	8
Коммунально – бытовые потребители							
Жилой дом №1	60	182	36.3	0.2	185.3	II	7
Жилой дом №2	20	58.9	11.78	0.2	60.1	II	22
Жилой дом №3	50	151.7	30.3	0.2	154.7	II	8
Жилой дом №4	6	30.6	6,1	0.2	31,2	III	6
Жилой дом №5	4	27.2	5,4	0.2	27,7	III	26
Жилой дом №6	2	18.4	3,7	0.2	18,8	III	4
Жилой дом №7	32	80.1	16	0.2	81.7	II	11
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)							
Котельная	-	796	437,8	0,55	908,5	-	1
Пожарное депо	-	200,4	52,1	0,26	207,1	I	1
Гараж на 40 автомашин	-	98,5	19,7	0,2	100,5	II	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Административно офисный центр	-	624,4	208,5	0,334	658,3	II	1
Узел связи	-	86,7	29	0,334	91,4	I	1
Пищеблок в школе	-	190,4	59,2	0,311	199,4	II	1
Укрытие ГО и ЧС (в школе)	-	69,6	24,7	0,355	73,9	II	1
Центр культуры и досуга	-	1403,7	470,2	0,335	1480,4	II	1
Многоуровневая автостоянка	-	440,18	154,1	1,75	466,3	II	5
Школа №1	-	225	74,25	0,33	236,9	II	1
Гараж для коммунальной автотехники	-	140,9	28,2	0,2	143,7	II	1
Поликлиника	-	567,5	209	0,368	605	II	1
Универсальный спортивно- тренировочный комплекс	-	1943,4	635,5	0,327	2044,7	II	1
Детский сад	-	229,5	218	0,95	316,6	II	1
Универсальный магазин центр бытового обслуживания	-	1016	342,4	0,337	1072,1	II	1
Детский сад. Пищеблок	-	89,6	27,9	0,311	93,8	II	1
ВРУЗ (ППУ) детского сада	-	44,7	14,7	0,328	47	II	1
Укрытие ГО и ЧС детского сада	-	17,5	6,2	0,355	18,6	II	1
ВСЕГО:		13811	4135		14503		

4. НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ МИКРОРАЙОНА НОВЫЙ

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители относятся к потребителям I, II и III категории надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание потребителей. При этом линии в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Основным принципом построения распределительной сети 10 (6) кВ для электроснабжения электроприемников первой категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием при условии подключения взаимнорезервирующих линий 10 (6) кВ к разным независимым источникам питания (см. также п. 4.3.2). При этом на шинах 0,38 кВ двухтрансформаторных ТП и непосредственно у потребителя (при наличии электроприемников первой категории) должно быть предусмотрено АВР.

Следует также рассматривать питание электроприемников первой категории по сети 0,38 кВ от разных ТП, присоединенных к разным независимым источникам. При этом необходимо предусматривать необходимые резервы в пропускной способности элементов системы в зависимости от нагрузки электроприемников первой категории.

Для жилых домов с электроплитами, административных зданий, канализационных насосных станций, детских учреждений, учебных заведений

предусматривается два ввода в ВРУ, которые позволяют обеспечивать резервное электроснабжение при отключении питания одного из вводов.

4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зди}, \quad (11)$$

где $P_{зд.max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВар;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников,

$$Q_{p.l} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зди}, \quad (12)$$

где $Q_{зд.max}$ – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{зди}$ – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВар;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Для примера определим расчетную электрическую нагрузку для кабеля №1 питаемой от ТП №1 рисунок 4.

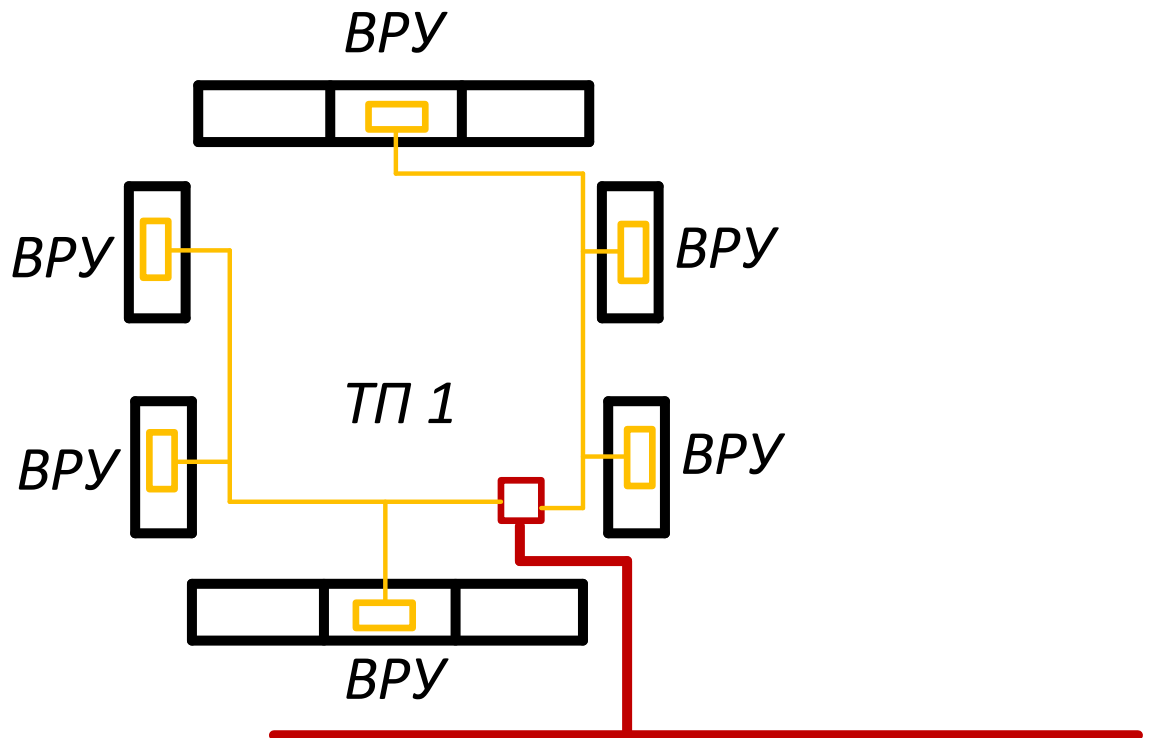


Рисунок 4 – Схема подключения электроприёмников к фидеру 1 ТП № 1

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{р.л.} = 151.7 + 2 * 0,6 * 58.9 = 222.38 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.л.} = 30.3 + 2 * 0,6 * 11.78 = 44.44 \text{ кВар}$$

$$S_{р.л.} = \sqrt{P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2} = 226.78 \text{ кВА}$$

Результаты расчета по остальным КЛ 0,4кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные нагрузки кабельных линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	ТП	№ кабеля	S, кВА
1	2	3	4	5	6
ТП 1	1	226,78	ТП 10	1	196,08
	2	185,3		2	108,18
	3	120,2		3	66,48
	4	207,1		4	79,02
	5	9,6		5	22,56
	5	9,6		5	22,56
ТП 2	2	257,42	ТП 11	1	658,3
	1	226,82	ТП 11	2	91,4
ТП 3	2	257,42		3	7,9
	1	226,82	1	185,3	
ТП 4	2	257,42	ТП 12 ТП 13	2	203,72
	1	226,82		3	203,72
ТП 5	2	257,42		4	316,8
	3	10,1		5	8,7
	1	605		1	400,88
ТП 6	1	245,1		ТП 14	1
ТП 7	2	33,24	ТП 14 ТП 15	2	203,72
	3	49,86		3	158,5
	4	64,44		4	10,6
	5	9,8		1	1022,35
	1	355,96		2	1022,35
ТП 8	2	47,82	ТП 16	1	1072,1
	3	49,86	ТП 17	1	204
	4	72,42	ТП 17	2	908,5
	1	93,8		3	5,2

1	2	3	4	5	6
ТП 9	2	64,44	ТП 18	1	1480,4
	3	66,48	ТП 18	1	1480,4

4.3 Выбор количества и сечений линий

Электрические сети напряжением до 20 кВ включительно на селитебной территории городов и поселков, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны, как правило, выполняться кабельными.

Используя расчетную нагрузку головного участка каждого кабеля определяем максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (13)$$

где $S_{p.l}$ – расчетная нагрузка кабеля, кВА U_n – номинальное напряжение, кВ.

Сечения проводов и кабелей должны выбираться по длительно допустимому току в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах и допустимым отклонениям напряжения.

Производим предварительный выбор сечения кабеля по условию нагрева $I_{p.l} \leq I_{дл.доп}$, где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимая токовая нагрузка на кабель выбранного сечения.

Определим расчетный ток для кабеля №1 питаемой от ТП №1:

$$I_{p.l} = \frac{226,78 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 327,7 \text{ А}$$

Принимаем кабели АПвБбШп (3x185+1x95) с длительно допустимым током 382 А.

Электроснабжение наружного освещения от РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций до пунктов питания, установленных у ближайших от ТП опор выполнено кабелем марки АВБбШв (1-4х35) мм² в земляной траншее. Сети наружного освещения выполнены кабелем марки АВБбШв (1-4х35) мм² в траншее, в опоре - кабелем марки ВВГнг-(А) LS-3х1,5мм².

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 6.

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения, а также потери мощности в линиях.

Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. [6]

Таблица 6– Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	I, А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм ²	Iдоп, А	R, Ом/км	X, Ом/км
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 1	1	226,78	327,7	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	2	185,3	267,8	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	3	120,2	173,7	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	4	207,1	299,3	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	5	9,6	13,9	1-4х35	136	0.92	0.06
ТП 2	1	226,82	327,8	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3х185+1х95	382	0.17	0.06

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 3	1	226,82	327,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
ТП 4	1	226,82	327,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
ТП 5	1	226,82	327,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	10,1	14,6	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 6	1	605	874,3	3x (3x240+1x120)	1191	0.132	0.06
ТП 7	1	245,1	354,2	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	33,24	48,0	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	3	49,86	72,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	4	64,44	93,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	5	9,8	14,2	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 8	1	355,96	514,4	2x (3x240+1x120)	794	0.132	0.06
	2	47,82	69,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	3	49,86	72,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	4	72,42	104,7	3x185+1x95	382	0.17	0.06
ТП 9	1	93,8	135,5	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	64,44	93,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	3	66,48	96,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
ТП 10	1	196,08	283,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	108,18	156,3	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	66,48	96,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	4	79,02	114,2	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	5	22,56	32,6	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	6	6,8	9,8	1-4x35	136	0.92	0.06

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 11	1	658,3	951,3	3x (3x240+1x120)	1191	0.132	0.06
	2	91,4	132,1	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	7,9	11,4	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 12	1	185,3	267,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	203,72	294,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	203,72	294,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	4	316,8	457,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	5	8,7	12,6	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 13	1	400,88	579,3	2x (3x240+1x120)	794	0.132	0.06
ТП 14	1	185,3	267,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	203,72	294,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	158,5	229,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	4	10,6	15,3	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 15	1	1022,4	1477,4	4x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06
	2	1022,4	1477,4	4x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06
ТП 16	1	1072,1	1549,3	Установлен РП с кабелем 10 кВ			
ТП 17	1	204	294,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	908,5	1312,9	4x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06
	3	5,2	7,5	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 18	1	1480,4	2139,3	6x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06

Потеря напряжения на участке линии определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (14)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

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

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

Рассчитаем потерю напряжения для кабельной линии №1 ТП №1.

В качестве примера рассчитаем потерю напряжения на ТП №1-линии 1:

$$\Delta U_{\text{ТП1-кл1}} = \frac{327,7 * 0,32 * \sqrt{3}}{380} * (0,17 * 0,98 + 0,06 * 0,196) * 100\% = 3,1 \%$$

Потери напряжения по участкам 0,4 кВ приведены в следующей таблице 7.

Таблица 7 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	ΔU , %	ТП	№ кабеля	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
ТП 1	1	3,07	ТП 10	1	1,00
	2	0,94		2	0,55
	3	0,61		3	0,34
	4	1,05		4	0,40
	5	0,05		5	0,11
ТП 2	1	1,15		6	0,03
	2	1,31	ТП 11	1	3,34
ТП 3	1	1,15		2	0,46
	2	1,31		3	0,04
ТП 4	1	1,15	ТП 12	1	0,94
	2	1,31		2	1,03
ТП 5	1	1,15		3	1,03
	2	1,31		4	1,61
	3	0,05		5	0,04
ТП 6	1	3,07		ТП 13	1

1	2	3	4	5	6
ТП 7	1	1,24	ТП 14	1	0,94
	2	0,17		2	1,03
	3	0,25		3	0,80
	4	0,33		4	0,05
	5	0,05	ТП 15	1	4,79
ТП 8	1	1,81	ТП 17	2	4,79
	2	0,24		1	1,04
	3	0,25		2	4,61
	4	0,37		3	0,03
ТП 9	1	0,48	ТП 18	1	4,91

Потери напряжения в послеаварийном режиме проводились аналогично предыдущему примеру. Расчёты показали, что превышения потерь напряжения в пределах 5% от номинального, в соответствии с ПУЭ [6] не установлено.

4.4 Расчет наружного освещения

Мощность устанавливается на основе светотехнических расчётов с учётом характера освещаемой территории города, действующих норм освещённости территории, типа и параметров используемых светильников по удельной нагрузке на 1 км освещаемой поверхности. Принимаем к расчёту следующие данные: высота подвеса 8,5 м, ширина дороги 7 м, среднюю освещённость 4 лк. Используем Feron SP2920, светильник консольный светодиодный.

Для упрощённых расчётов допускается применять метод удельного коэффициента мощности освещения на длину проезжей части.

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{уд}} \cdot l, \quad (3)$$

где $P_{\text{уд}}$ – значение удельной осветительной нагрузки, кВт/км, [2];

l –длина проезжей части, км.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 8

Таблица 8 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Название улицы	l, км	$P_{уд}$, кВт/км	$P_{осв}$, кВт	$Q_{осв}$, кВар	$S_{осв}$, кВА
1	2	3	4	5	6
Улица № 1	0,96	10	9,6	1,92	9,79
Улица № 4	1,01	10	10,1	2,02	10,30
Улица № 1	0,98	10	9,8	1,96	9,99
Улица № 1	0,68	10	6,8	1,36	6,93
Улица № 3	0,79	10	7,9	1,58	8,06
Улица № 5	0,87	10	8,7	1,74	8,87
Улица № 5	1,06	10	10,6	2,12	10,81
Улица № 2	0,52	10	5,2	1,04	5,30
Всего:			68,7	13,74	70,1

Нагрузку освещения улиц учитываем при определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ.

5. ВЫБОР ТП В МИКРОРАЙОНЕ НОВЫЙ

5.1 Расчет электрических нагрузок ТП

Мощность и категория электроснабжения потребителей по ТП мы распределяем в соответствии с расчётами, полученными в таблице 9

Таблица 9 – Категоричность электроприёмников подключенных к ТП

Наименование	n	S кВА	Категория электроснабжения	Количество домов
1	2	3	4	5
ТП № 1, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 1				
Жилой дом №1	60	185.3	II	1
Жилой дом №2	20	60.1	II	4
Жилой дом №3	50	154.7	II	1
Пожарное депо	1	207,1	I	
Наружное освещение	1	9,6	II	
ИТОГО по ТП № 1	797,1			
ТП № 2, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 2				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
ИТОГО по ТП № 2	580,4			
ТП № 3, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 3				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
ИТОГО по ТП № 3	580,4			
ТП № 4, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 4				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
ИТОГО по ТП № 4	580,4			
ТП № 5, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 5				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
Наружное освещение		10,1	II	
ИТОГО по ТП № 5	590,5			
ТП № 6, Поликлиника смешанного типа и гараж				
ИТОГО по ТП № 6	605			
ТП № 7, Жилой квартал № 2				
Жилой дом №7	32	81,7	II	3
Жилой дом №4	6	31,2	II	1
Жилой дом №5	4	27,7	II	7
Наружное освещение		9,8	II	
ИТОГО по ТП № 7	480			
ТП № 8, Жилой квартал № 2				
Детский сад	-	316,6	II	1
ВРУЗ (ППУ) детского сада	-	47	II	1
Укрытие ГО и ЧС детского сада		18,6	II	1
Жилой дом №4	6	31,2	III	2
Жилой дом №5	4	27,7	III	6
Жилой дом №6	2	18,8	III	2
ИТОГО по ТП № 8	648,4			
ТП № 9, Жилой квартал № 2				

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Детский сад. Пищеблок	-	93,8	II	1
Жилой дом №4	6	31,2	III	1
Жилой дом №5	4	27,7	III	7
ИТОГО по ТП № 9	318,9			
ТП № 10, Жилой квартал № 2				
Жилой дом №2	20	60,1	II	2
Жилой дом №7	32	81,7	II	5
Жилой дом №4	6	31,2	III	2
Жилой дом №5	4	27,7	III	6
Жилой дом №6	2	18,8	III	2
Наружное освещение		6,8	II	
ИТОГО по ТП № 10	801,7			
ТП № 11				
Административно – офисный центр		658,3	II	1
Узел связи		91,4	I	1
Наружное освещение		7,9	II	
ИТОГО по ТП № 10	757,6			
ТП № 12, Жилой квартал № 3				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №3	50	154,7	II	2
Жилой дом №7	32	81,7	II	2
Многоуровневая автостоянка		316,8	II	1
Наружное освещение		8,7	II	
ИТОГО по ТП № 12	983,6			
ТП № 13, Жилой квартал № 3				
Школа № 1	-	236,9	II	1

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Укрытие ГО и ЧС (в школе)	-	73,9	II	1
Пищеблок (в школе)	-	199,4	II	1
ИТОГО по ТП № 13	510,2			
ТП № 14, Жилой квартал № 3				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
Жилой дом №7	32	81,7	II	1
Многоуровневая автостоянка	1	158,5	II	1
Наружное освещение		10,6	II	
ИТОГО по ТП № 14	590,8			
ТП № 15				
Универсальный спортивно- тренировочный комплекс		2044,7	II	1
ИТОГО по ТП № 15	2044,7			
ТП № 16				
Универсальный магазин. Центр бытового обслуживания.		1072,1	II	1
ИТОГО по ТП № 16	1072,1			
ТП № 17				
Гараж для коммунальной техники		143,7	II	1
Гараж на 40 автомашин.		100,5	II	1
Котельная		908,5	II	1
Наружное освещение		5,2	II	
ИТОГО по ТП № 17	1157,9			
ТП № 18				
Центр культуры и досуга		1480,4	II	1
ИТОГО по ТП № 18	1480,4			
ВСЕГО:	14573			

5.2 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Трансформаторная подстанция — это электротехническое устройство, предназначенное для приема, изменения уровня напряжения и распределения энергии.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

В РУ 10 кВ к установке приняты выключатели нагрузки ВНР_н-10.

Заземление каждой секции предусмотрено стационарными заземляющими ножами РВ-10.

На напряжение 0,4 кВ принята одинарная, секционированная на две секции рубильником, система сборных шин.

Питание секций шин осуществляется от силовых трансформаторов через автоматические выключатели.

В РУ-0,4 кВ в два ряда располагаются щиты ЩО-70 с односторонним обслуживанием. Максимально возможное количество отходящих линий щита, укомплектованного панелями ЩО-70 равно 10.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП1:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (15)$$

$$S_{ТП1} = \frac{748,8}{2 \cdot 0,7} = 534 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ - коэффициент загрузки трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3=0,7$ а для однострансформаторных подстанций $K_3=0,85$.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 630 кВА.

В качестве примера выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП №1:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}, \quad (16)$$

$$K_{3 \text{ норм.}} = \frac{748,8}{2 \cdot 630} = 0,62$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}, \quad (17)$$

$$K_{3 \text{ ПА.}} = \frac{748,8}{1 \cdot 630} = 1,2 \leq 1,4$$

Коэффициент загрузки как в аварийном режиме, так и в нормальном соответствует норме.

Выбираем трансформаторы типа: ТМГ-630/10/0.4.

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10 – результаты расчёт и выбранные трансформаторы в ТП

ТП	Устанавливаемые трансформаторы	S_p , кВА	K_3 норм	K_3 ПА
1	2	3	4	5
ТП 1	2×ТМГ-630	748,8	0,64	1,28
ТП 2	2×ТМГ-630	580,4	0,67	1,34
ТП 3	2×ТМГ-630	580,4	0,62	1,24
ТП 4	2×ТМГ-630	580,4	0,65	1,3
ТП 5	2×ТМГ-630	590,5	0,62	1,24
ТП 6	2×ТМГ-630	605	0,61	1,22
ТП 7	2×ТМГ-400	480	0,62	1,24
ТП 8	2×ТМГ-630	648,4	0,61	1,22
ТП 9	2×ТМГ-400	318,9	0,67	1,34
ТП 10	2×ТМГ-630	801,7	0,65	1,3
ТП 11	2×ТМГ-630	757,6	0,63	1,26
ТП 12	2×ТМГ-1000	983,6	0,61	1,22
ТП 13	2×ТМГ-400	510,2	0,63	1,26
ТП 14	2×ТМГ-630	590,8	0,64	1,28
ТП 15	2×ТМГ-1600	2044,7	0,7	1,4
ТП 16	2×ТСЗ-1000	1072,1	0,67	1,34
ТП 17	2×ТМГ-1000	1157,9	0,62	1,24
ТП 18	2×ТМГ-1250	1480,4	0,63	1,26

Таблица 11 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4кВ

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
1	2	3	4	5
ТМГ - 630/10	1,16	7,6	5,5	0,8
ТМГ - 400/10	0,8	5,5	4,5	1,6
ТМГ - 1250/10	1,55	5,5	4,5	1,2
ТМГ - 1000/10	1,6	10,8	5,5	0,75

1	2	3	4	5
ТМГ-1600	1,65	11,2	5,5	2

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [18].

Для определения электрических нагрузок сетей 10(6) кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери — это потери в обмотках трансформатора, и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода — это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_{\text{т}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{xx}} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot (S_{\text{ТП}} / S_{\text{трном}})^2, \quad (18)$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = 2 \frac{U_{\text{к\%}} \cdot S_{\text{ТП}}^2}{100 \cdot S_{\text{т.ном}}} + \frac{1}{2} \frac{I_{\text{xx}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{100}, \quad (19)$$

где $S_{\text{ТП}}$ — полная мощность нагрузки ТП;

ΔP_{xx} — потери активной мощности на холостом ходу, [18];

I_{xx} — ток холостого хода трансформатора, [18];

$U_{\text{к\%}}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, [18];

$S_{\text{трном}}$ — номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 1:

$$\Delta P_T = 2 * 1,16 + \frac{1}{2} * 7,6 * \left(\frac{748,8}{630} \right)^2 = 7,69 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 * \frac{5,5 * 748,8^2}{100 * 630} + 0,5 * \frac{0,8 * 630}{100} = 100,4 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{\left(P_{\text{р.ТП}} + \Delta P_T \right)^2 + \left(Q_{\text{р.ТП}} + \Delta Q_T \right)^2}, \quad (20)$$

Расчитанные полные мощности трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	$S_{\text{ТП}}$, кВА
1	2	3	4
ТП 1	7,69	100,4	849,51
ТП 2	5,97	61,34	642,03
ТП 3	5,97	61,34	642,03
ТП 4	5,97	61,34	642,03
ТП 5	6,00	63,40	654,19
ТП 6	6,04	66,43	671,70
ТП 7	4,61	55,04	535,23
ТП 8	6,18	75,93	724,58
ТП 9	4,06	26,08	345,30
ТП 10	6,61	114,74	916,63
ТП 11	6,49	102,73	860,54
ТП 12	8,56	110,17	1094,10
ТП 13	4,71	61,77	572,15
ТП 14	6,00	63,46	654,55
ТП 15	9,63	303,43	2348,28

1	2	3	4
ТП 16	8,79	130,18	1202,58
ТП 17	9,01	151,23	1309,40
ТП 18	6,09	165,29	1645,81

5.3 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение.

Для электроснабжения жилого микрорайона предусматривается строительство трансформаторных подстанций - ТП расчетной мощностью от 160кВА до 2000кВА.

Трансформаторные подстанции 2КБТП предусмотрены блочными, состоящими из двух одинаковых модулей объемных железобетонных конструкций, предназначенных для размещения электрооборудования. В комплект поставки входят два маслоприёмника для трансформаторов. 2КБТП служат для приёма, преобразования и распределения электроэнергии. В блоках устанавливаются КРУ 10кВ, РУ 0.4кВ, устройство АВР, ящики собственных нужд, измерительные трансформаторы тока и шкафы учёта электрической энергии.

Блоки поставляются с полной заводской готовностью электрооборудования, электроосвещения, внутреннего контура заземления с двумя выводами для присоединения к наружному контуру заземления.

В 2КБТП применяются силовые трансформаторы типа ТМГ мощностью от 160 до 1600кВА в герметичном исполнении (ТП1-ТП14, ТП17, ТП18), с естественной циркуляцией масла и сухие трансформаторы мощностью 2000кВА (ТП15).

В качестве распределительного устройства низшего напряжения применены сборки 0.4кВ ЩРНВ с плавкими предохранителями на отходящих линиях, с выключателями нагрузки на вводах и секционном выключателе.

5.4. Компенсация реактивной мощности

Передача реактивной мощности из системы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

При выборе числа и мощности трансформаторов на ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ.

Согласно расчетов у нас получился достаточно высокий коэффициент мощности, его величина связана с тем, что в современном мире при развитой электроэнергетике используется большое количество электроприборов, влияющих на качество электроэнергии, в том числе и на коэффициент мощности.

Таблица 13 – Данные для расчета компенсации реактивной мощности на ТП

№ ТП	P_p , кВт	Q_p , кВар	$t_{qф}$, фактический
1	2	3	4
ТП 1	819,51	223,7646	0,27
ТП 2	612,03	193,9634	0,32
ТП 3	612,03	193,9634	0,32
ТП 4	612,03	193,9634	0,32
ТП 5	624,19	195,8351	0,31
ТП 6	641,7	198,4994	0,31
ТП 7	505,23	176,6743	0,35
ТП 8	694,58	206,3366	0,30
ТП 9	315,3	140,7764	0,45

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
ТП 10	886,63	232,5893	0,26
ТП 11	830,54	225,2385	0,27
ТП 12	1064,1	254,4524	0,24
ТП 13	542,15	182,836	0,34
ТП 14	624,55	195,8903	0,31
ТП 15	2318,28	374,1615	0,16
ТП 16	1172,58	266,9359	0,23
ТП 17	1279,4	278,6826	0,22
ТП 18	1615,81	312,8076	0,19

На фактический $tq\phi$ влияют такие факторы как использование большого количества электродвигателей, без которых не обойдется ни один бытовой предмет, будь то вентилятор или стиральная машина, или микроволновая печь.

Определение фактического $tq\phi$ определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой.

Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условие $tq\phi > 0.35$ в соответствии с [33].

По данным табл. 13 следует, что расчет компенсации реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств необходимо осуществлять для всех ТП, где $tq\phi$ близок к нормативному, равному 0,35. Мощность компенсирующих устройств рассчитывается по формуле:

$$Q_{ky} = P_p * (tg\phi_{\phi} - tg\phi_{доп}) \quad (21)$$

где $tg\phi_{\phi}$ и $tg\phi_{доп}$ – соответственно фактическое и дополнительное значение реактивного коэффициента мощности.

На основании выражения (9) определяется мощность конденсаторных батарей (НБК), расчетные данные и типы выбранных НБК приведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор НБК

№ ТП	P_p , кВт	$\text{tg}\varphi$, КУ	$Q_{\text{кy}}$, кВар	Количество и тип НБК
1	2	3	4	5
ТП 1	819,51	0,02	18,88711	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 2	612,03	0,07	40,9559	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 3	612,03	0,07	40,9559	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 4	612,03	0,07	40,9559	АУКРМ -0,4-60-25-УХЛ4
ТП 5	624,19	0,06	39,78763	АУКРМ -0,4-60-25-УХЛ4
ТП 6	641,7	0,06	38,07437	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 7	505,23	0,10	50,36678	АУКРМ -0,4-60-25-УХЛ4
ТП 8	694,58	0,05	32,69162	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 9	315,3	0,20	61,95142	АУКРМ -0,4-75-25-УХЛ4
ТП 10	886,63	0,01	10,93184	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 11	830,54	0,02	17,60354	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 13	542,15	0,09	47,29849	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4
ТП 14	624,55	0,06	39,75278	АУКРМ -0,4-50-25-УХЛ4

По $Q_{\text{кy}}$ выбираются комплектные конденсаторные установки с автоматическим регулированием напряжения типов УКН и УКТ. Конденсаторные установки устанавливаются непосредственно на стороне 0,4 кВ в трансформаторных подстанциях.

Автоматическая установка компенсации реактивной мощности (АУКРМ) в процессе работы, под управлением специального микропроцессорного регулятора реактивной мощности улучшает $\cos \varphi$ в распределительной сети 0,4 кВ, путем отслеживания в реальном времени значений коэффициента мощности и коррекции его за счёт подключения или

отключения необходимого числа батарей конденсаторов. Регулируемые конденсаторные установки низкого напряжения типа АУКРМ представляет собой металлический шкаф напольного или навесного исполнения с воздушным охлаждением. Который устанавливается в РУНН 0,4 кВ каждой трансформаторной подстанции. Так как АУКРМ работает в автоматическом режиме, то постоянный контроль обслуживающим персоналом не требуется, достаточно ежемесячного осмотра и контроля правильности работы автоматики.

Далее необходимо найти фактические мощности передаваемые через понижающие трансформаторы 10/0,4 кВ с учетом компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ.

Определим фактическую реактивную мощность, передаваемую из сети:

$$Q_{\text{факт ТП 1}} = Q_{\text{р.ТП1}} - Q_{\text{ку. ТП1}} = 223,8 - 204,9 = 18,9 \text{ кВар} \quad (22)$$

Определим полную мощность трансформаторной подстанции:

$$S_{\text{факт ТП 1}} = \sqrt{P_{\text{ТП1}}^2 + Q_{\text{ТП1}}^2} = 849.51 \text{ кВА}$$

После проведённой компенсации реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ на всех ТП стал равен 0,35.

6. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ МИКРОРАЙОНА НОВЫЙ И ИХ АНАЛИЗ

При упоминании электрической сети, а именно её схемы, необходимо помнить, что она должна обладать следующими обязательными чертами:

- схема должна обеспечить должное качество электроэнергии
- схема должна быть гибкой и иметь запас по мощности, в случае необходимости подключения новых потребителей.
- схема должна быть удобна, безопасна и надёжна.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

Первый вариант конфигурации электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей I и II категории. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию от двух источников питания.

Петля один включает в себя ТП 1,2,3,4,5,6,11,18,12,13,14,15.

Петля два включает в себя ТП 10,9,8,7.

Планируется в аварийных ситуациях переключать потребителей между петлями на ТП 7.

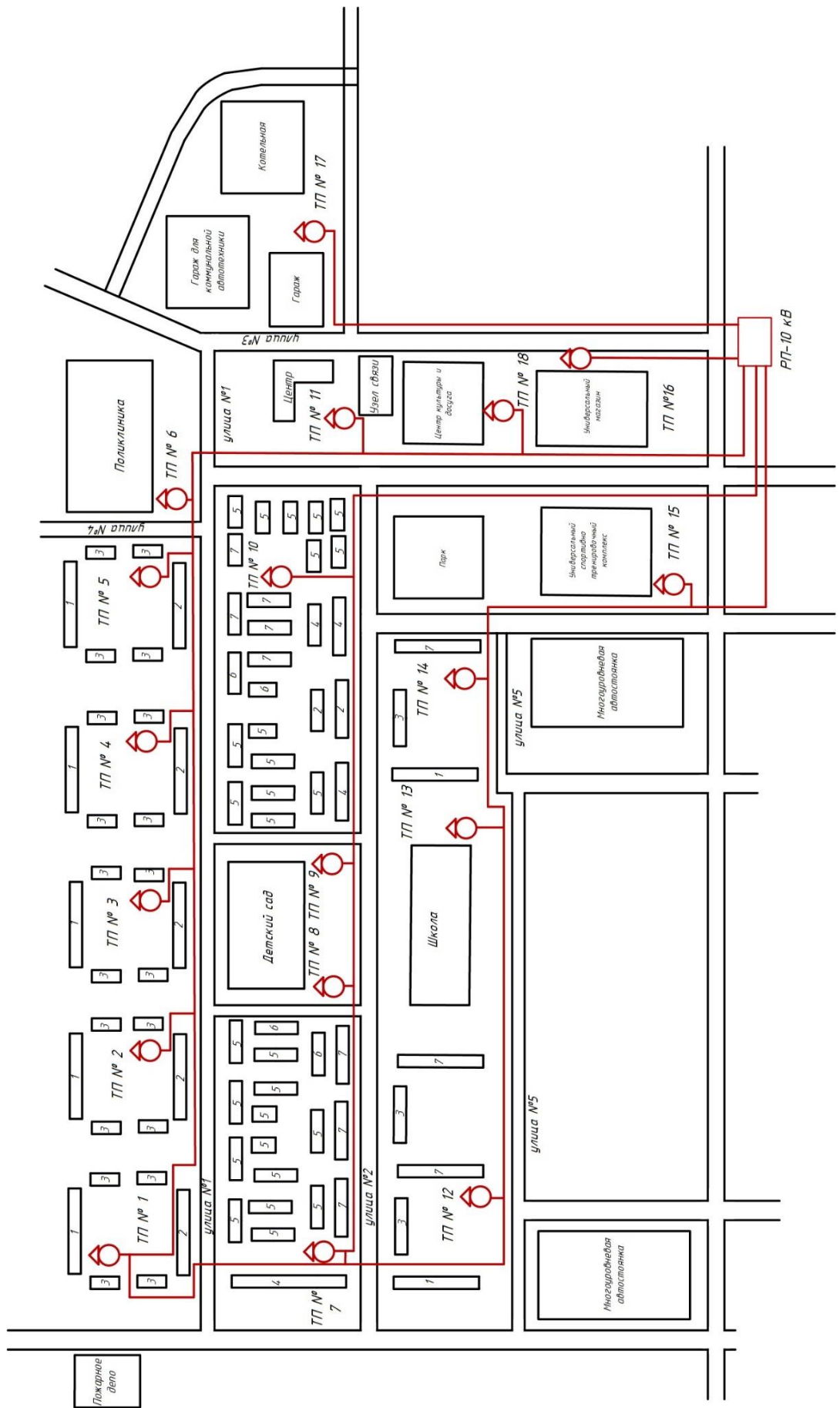


Рисунок 5 – Первый вариант конфигурации сети

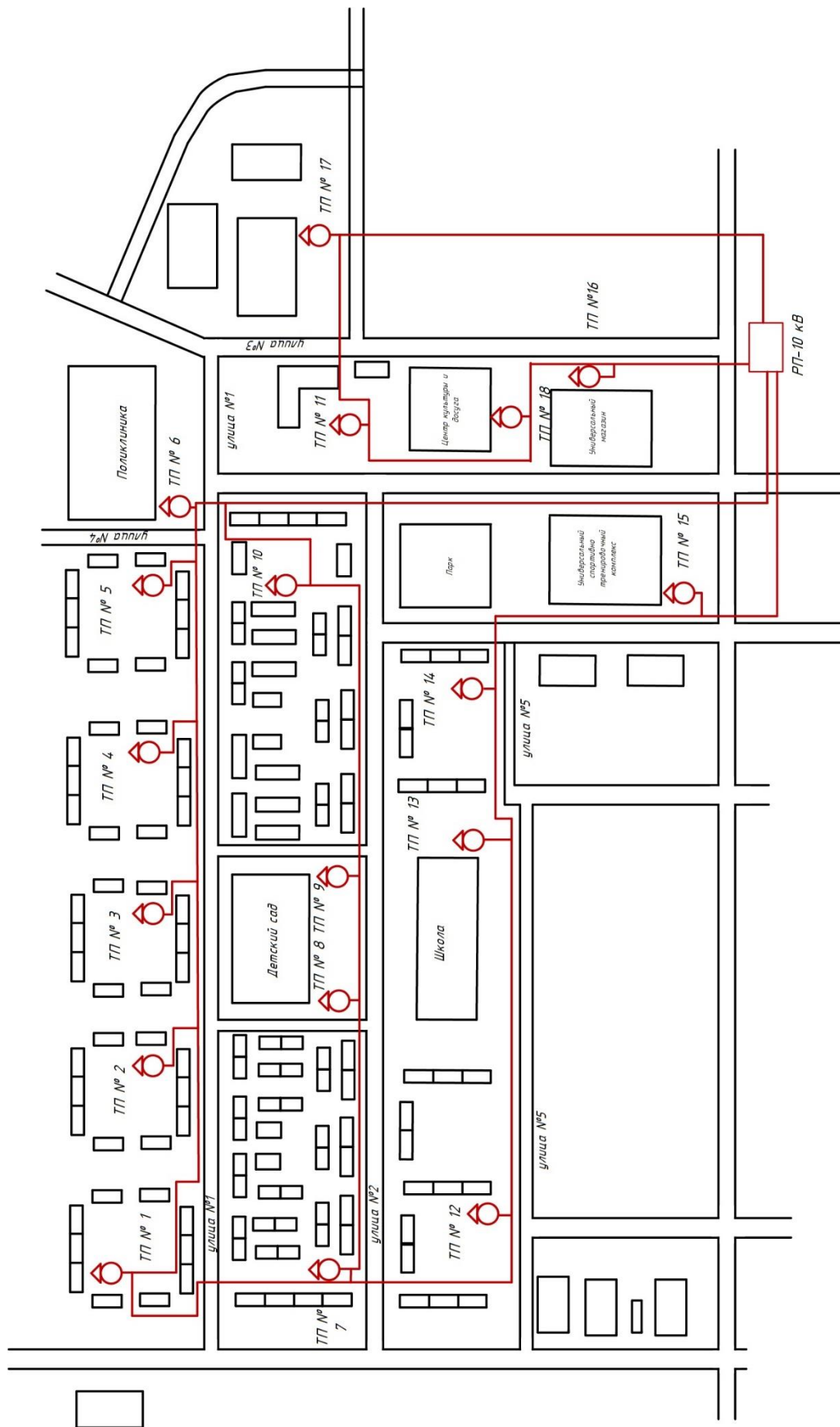


Рисунок 6 – Второй вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение петлевых схем.

Петля один включает в себя ТП 15,14,13,12,1,2,3,4,5,6.

Петля два включает в себя ТП 7,8,9,10,

Петля три будет включать в себя 16,18,11,17.

Планируется в аварийных ситуациях переключать потребителей между петлями на ТП 7.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

6.1 Определение точки потокораздела

Для правильной работы схемы петля необходимо найти точки потокораздела. В петлевых сетях 10 кВ в нормальных режимах работы необходимо обеспечение экономически целесообразного режима, соответствующего режиму минимума потерь электроэнергии или близкого к нему. Такое потокораспределение в замкнутых сетях определяется при учете только активных сопротивлений линий. Точки деления в петлевых сетях выбираются на основании определения экономически целесообразного потокораспределения. Размыкаются участки линий, для которых модуль потока мощности наименьший. Приводится общая упрощенная схема для нахождения точек потокораздела на рисунке 7. По данной схеме находятся точки потокораздела для каждой петли.

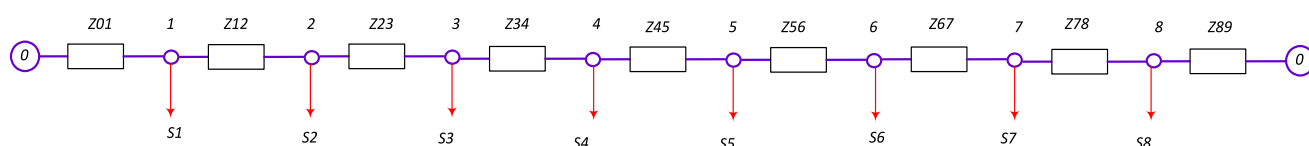


Рисунок 7 – Общая схема сети

Находится точка потокораздела в петле РП-ТП15-ТП14-ТП13-ТП12-ТП7-ТП8-ТП9-ТП10-РП.

Схема сети и исходные данные для нахождения потокораздела приводятся на рисунке 8.

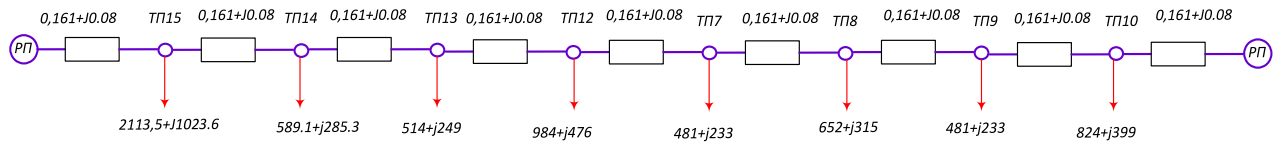


Рисунок 8 – Схема петли
РП-ТП15-ТП14-ТП13-ТП12-ТП7-ТП8-ТП9-ТП10-РП

Находятся потоки мощности на головных участках схемы, при этом используется допущение об отсутствии потерь мощности на участках.

$$S_{\text{рп-тп15}} = \frac{S_{\text{ТП15}} * Z_{\text{ТП15-РП}} + S_{\text{ТП14}} * Z_{\text{ТП14-РП}} + S_{\text{ТП13}} * Z_{\text{ТП13-РП}} + \dots + S_{\text{ТП10}} * Z_{\text{ТП10-РП}}}{Z_{\text{РП-РП}}} = 3817 + j1848 \text{ кВА} \quad (23)$$

$$S_{\text{рп-тп10}} = \frac{S_{\text{ТП10}} * Z_{\text{ТП10-РП}} + S_{\text{ТП9}} * Z_{\text{ТП9-РП}} + S_{\text{ТП8}} * Z_{\text{ТП8-РП}} + \dots + S_{\text{ТП15}} * Z_{\text{ТП15-РП}}}{Z_{\text{РП-РП}}} = 2650 + j1282 \text{ кВА}$$

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

$$S_{\text{ТП15-тп14}} = S_{\text{РП-ТП15}} - S_{\text{ТП15}} = 1704 + j825 \text{ кВА} \quad (24)$$

$$S_{\text{ТП14-тп13}} = S_{\text{ТП15-ТП14}} - 4 = 1115 + j539 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП13-тп12}} = S_{\text{ТП14-ТП13}} - S_{\text{ТП14}} = 601 + j290 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП12-тп7}} = S_{\text{ТП13-ТП12}} - S_{\text{ТП13}} = -382 - j185 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП10-тп9}} = S_{\text{РП-ТП10}} - S_{\text{ТП10}} = 1826 + j883 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП9-тп8}} = S_{\text{ТП10-ТП9}} - S_{\text{ТП10}} = 1516 + j733 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП8-тп7}} = S_{\text{ТП9-ТП8}} - S_{\text{ТП9}} = 864 + j418 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ТП7-тп12}} = S_{\text{ТП8-ТП7}} - S_{\text{ТП8}} = 383 + j185 \text{ кВА}$$

Из расчетов видно, что на участке линии ТП20-ТП20А потоки мощности меняют знак из этого следует, что точкой потокораздела является ТП20 рисунок 6.

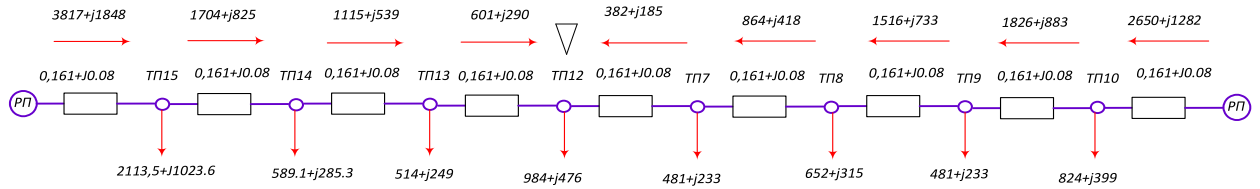


Рисунок 9 – Точка потокораздела

Расчет остальных точек потокораздела ведется аналогично. Точками потокоразделов являются ТП12, ТП3, ТП2.

6.2 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения кабелей напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения кабеля для первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 1.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора кабеля:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (25)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность, протекающая по кабелю, определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

По 1 варианту схемы электроснабжения получается 5 фидеров:

1 фидер ТП: 12, 13, 14, 15.

2 фидер ТП: 10, 9, 8, 7.

3 фидер ТП: 18, 11, 6, 5, 4, 3, 2, 1.

4 фидер ТП: 16.

5 фидер: ТП: 17.

В качестве примера рассчитаем полную мощность на фидере 1

$$S_{p\phi 1} = \sqrt{(P_{ТП1} + Q_{ТП1}) + (P_{ТП2} + Q_{ТП2}) + (P_{ТП3} + Q_{ТП3}) + (P_{ТП4} + Q_{ТП4}) + (P_{ТП5} + Q_{ТП5}) + (P_{ТП6} + Q_{ТП6}) + (P_{ТП11} + Q_{ТП11}) + (P_{ТП18} + Q_{ТП18})} = 6412,8 \text{ кВА} \quad (26)$$

$$I_p = \frac{6412,8}{10,5 * \sqrt{3}} = 370,7 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (27)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Питание трансформаторных подстанций на напряжении 10 кВ от проектируемого РП-10 кВ предусматривается одножильными кабелями с алюминиевой оболочкой с изоляцией из сшитого полиэтилена марки **АПвПУ-10** расчетного сечения, проложенными в земляных траншеях.

Кабели 10 кВ выбраны по экономической плотности тока, проверены по допустимым токовым нагрузкам и по термической устойчивости к действию токов короткого замыкания.

Выбранные сечения кабелей марки АПвПУ-10 представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	I _{доп} , А	I _p , А	S _{ТП} , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
фидер 1								
РП	ТП15	0,3	3x240/95	0,161	0,08	441	129,28	2348,3
ТП15	ТП14	0,3	3x240/95	0,161	0,08	441	36,03	654,5
ТП14	ТП13	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	31,50	572,1

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП13	ТП12	0,3	3x240/95	0,161	0,08	441	60,23	1094,1
5 ф2	6 ф2	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	138,82	2521,7
5 ф3	6 ф3	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	353,03	6412,8
Всего							257,04	4669,1
фидер 2								
РП	ТП10	0,4	3x240/95	0,161	0,08	441	50,46	916,6
ТП10	ТП9	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	19,01	345,3
ТП9	ТП8	0,12	3x240/95	0,161	0,08	441	39,89	724,6
ТП8	ТП7	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	29,47	535,2
5 ф1	6 ф1	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	257,04	4669,1
5 ф3	6 ф3	0,2	3x240/95	0,161	0,08	441	353,03	6412,8
Всего								2521,7
фидер 3								
РП	ТП18	0,2	3x185/25	0,211	0,082	374	90,60	1645,8
ТП18	ТП11	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	47,37	860,5
ТП11	ТП6	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	36,98	671,7
ТП6	ТП5	0,1	3x150/70	0,265	0,085	329	36,01	654,2
ТП5	ТП4	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	35,34	642,0
ТП4	ТП3	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	35,34	642,0
ТП3	ТП2	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	35,34	642,0
ТП2	ТП1	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	36,03	654,5
10 ф1	11 ф1	0,2	3x240/95	0,161	0,08	441	257,04	4669,1
10 ф2	11 ф2	0,2	3x240/95	0,161	0,08	441	138,82	2521,7
Всего							353,03	6412,8
фидер 4								
РП	ТП16	0,15	2x(3x50/16)	0,822	0,104	156	66,20	1202,6
фидер 5								
РП	ТП17	0,31	2x(3x50/16)	0,822	0,104	156	72,08	1309,4

Как видно из таблицы, в связи с повышением надёжности схемы электроснабжения микрорайона были сделаны 3 петли, связывающие фидера

1, 2, 3. Так как ток, в случае отказа одного из фидеров, будет проходить через ТП № 7 по одному из кабелей, то данный фидер должен выдержать нагрузку отключившейся КЛ.

Для этого полный ток нагрузки от каждого фидера был сложен с нагрузкой других КЛ для нахождения наибольших пиковых токов нагрузки и выбора соответствующего сечения кабелей напряжением 10 кВ.

Таблица 16 - Длины и сечения вариантов конфигурации сети 10 кВ

Сечение, мм ²	l, км
1	2
1 Вариант	
3x240/95	2,57
3x185/25	0,2
3x150/70	1
3x50/16	0,91
2 Вариант	
3x240/95	2,32
3x185/25	0,6
3x150/70	2,62

6.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать $\pm 5\%$.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (28)$$

где r_0 , x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии, А

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения первого варианта для участка 1-2 фидера 1:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sqrt{3} * 129,3 * 0,3}{10 * 10^3} * (0,161 * 0,98 + 0,08 * 0,2) * 100\% = 0,1 \% \quad (29)$$

Результаты расчетов потери напряжения для других участков первого варианта приведены в следующей таблице:

Таблица 17 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	ΔU, %
1	2	3	4
Фидер 1			
РП	ТП15	0,3	0,1
ТП15	ТП14	0,3	0,03
ТП14	ТП13	0,15	0,01
ТП13	ТП12	0,3	0,1
Фидер 2			
РП	ТП10	0,4	0,1
ТП10	ТП9	0,15	0,01
ТП9	ТП8	0,12	0,02
ТП8	ТП7	0,15	0,01
Фидер 3			
РП	ТП18	0,2	0,07
ТП18	ТП11	0,15	0,03
ТП11	ТП6	0,15	0,03
ТП6	ТП5	0,1	0,02
ТП5	ТП4	0,15	0,03
ТП4	ТП3	0,15	0,03
ТП3	ТП2	0,15	0,03

1	2	3	4
ТП2	ТП1	0,15	0,03
Фидер 4			
РП	ТП16	0,15	0,14
Фидер 5			
РП	ТП17	0,31	0,3

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

6.4 Выбор оптимального варианта проектирования системы электроснабжения микрорайона Новый

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Так как параметры ТП в двух вариантах внутреннего электроснабжения микрорайона одинаковые, то сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 18 приведена стоимость кабелей АПвПУ-10 и его монтажа на 1 км:

Таблица 18 – Стоимость кабелей АПвПУ-10 и его монтажа:

Сечение, мм ²	k ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки, тыс.руб./км
1	2	3
3x240/95	1722,62	352
3x185/25	997,96	352
3x150/70	892,79	352

1	2	3
3x50/16	524,17	352

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице:

Таблица 19 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К, тыс. руб.
1	2	3
1 Вариант		
3x240/95	2,57	5331,8
3x185/25	0,2	269,9
3x150/70	1	1244,8
3x50/16	0,91	797,3
Всего:		7643,9
2 Вариант		
3x240/95	2,32	4813,2
3x185/25	0,6	809,9
3x150/70	2,62	3261,4
Всего:		8884,4

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_t + И_\phi + И_{Dw} \quad (30)$$

где $И_t$ – общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию

$И_\phi$ – финансовые издержки, равные выплатам процентов по кредитам, облигациям и др. по годам расчетного периода;

$I_{\Delta W}$ – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию определяются по таблице 6.2 [31] и равны 5,9 % от капиталовложений.

$$I_t = 5.9\% * K \quad (31)$$

Затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$I_{\Delta w} = \Delta \mathcal{E}_t * \mathcal{C} \quad (32)$$

где $\Delta \mathcal{E}_t$ – расчетные потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта;

\mathcal{C} – тариф на покупку потерь электроэнергию, взятый средним числом на 2023 год, равный 3,5 руб./кВт*ч.

Таблица 20 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
1	2	3
I_t , тыс. руб.	450.9	524.2
I_{Σ} , тыс. руб.	649,3	755,8
$I_{\Delta w}$, тыс. руб.	1782,87	1782,87
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	2883,07	3062,87

Для сравнительной экономической оценки вариантов технических решений в качестве одного из показателей используются суммарные дисконтированные затраты, представляющие собой сумму капиталовложений и издержек за срок службы объекта:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t + I_t) * (1 + E_{н.п.})^{1-t} \quad (33)$$

где Z – сумма дисконтированных затрат;

K_t – капитальные затраты в год t ;

I_t – эксплуатационные издержки в год t ;

$E_{н. п.}$ – норма дисконта равная 0,08

t – текущие годы строительства и эксплуатации объекта;

$T_{расч}$ – срок службы объекта; дисконтированные затраты приводятся к началу расчетного периода ($t = 1$).

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_1 = 8094,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 9408,6 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 16%, поэтому выбираем первый вариант.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ПС ШАХТАУМ, РП И ТП

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ ПС Шахтаум
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В дипломном проекте расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность

одного трансформатора или условную единицу мощности, например, 100 МВА.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ на шинах ПС Шахтаум, РП и ТП

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 8 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 1.

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=10$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} \quad (34)$$

$$X_{c*} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{кз}} \quad (35)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 5,5} = 0,3003 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (36)$$

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км,;

$U_{ср}$ - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Схема КЗ

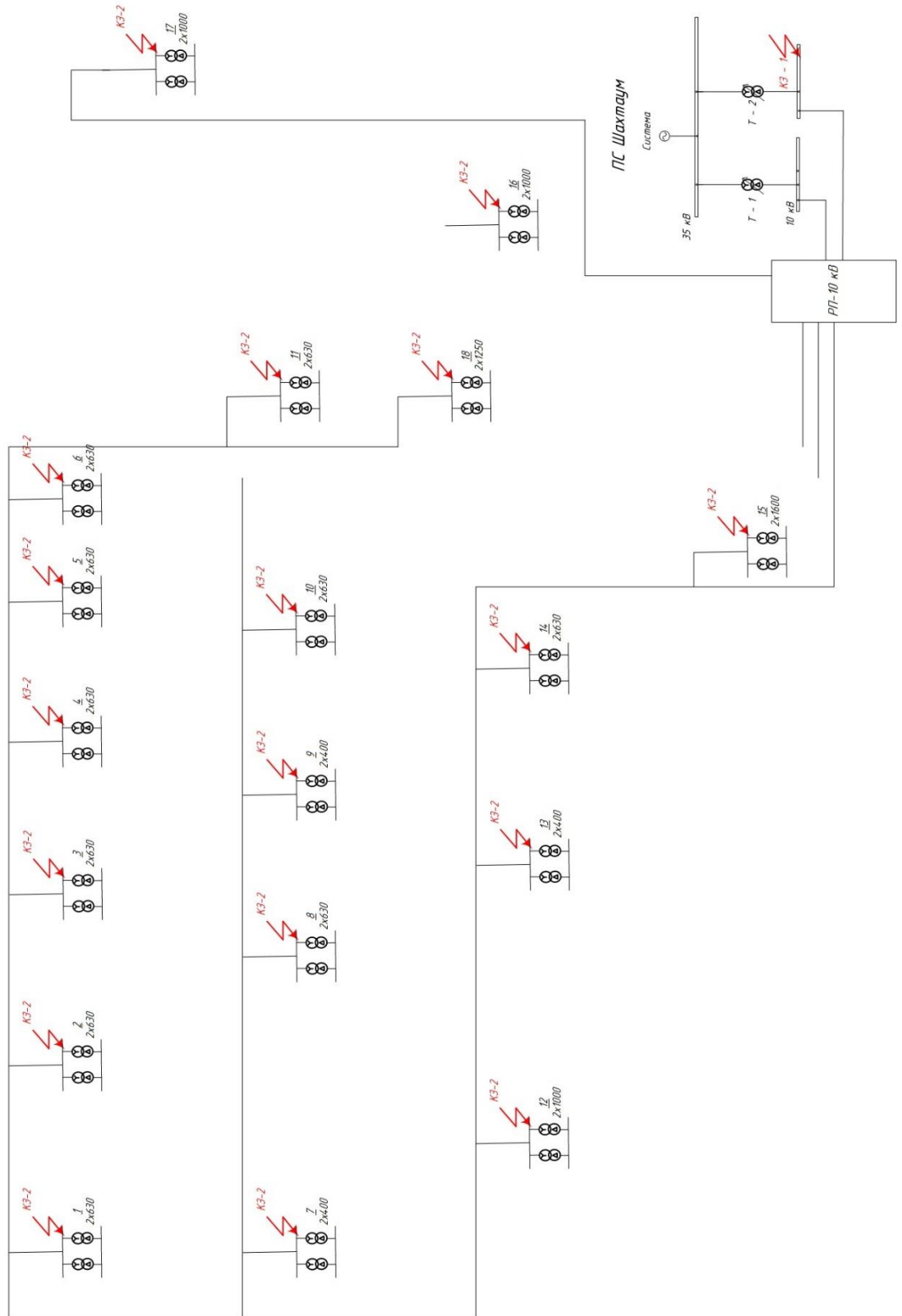


Рисунок 10 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

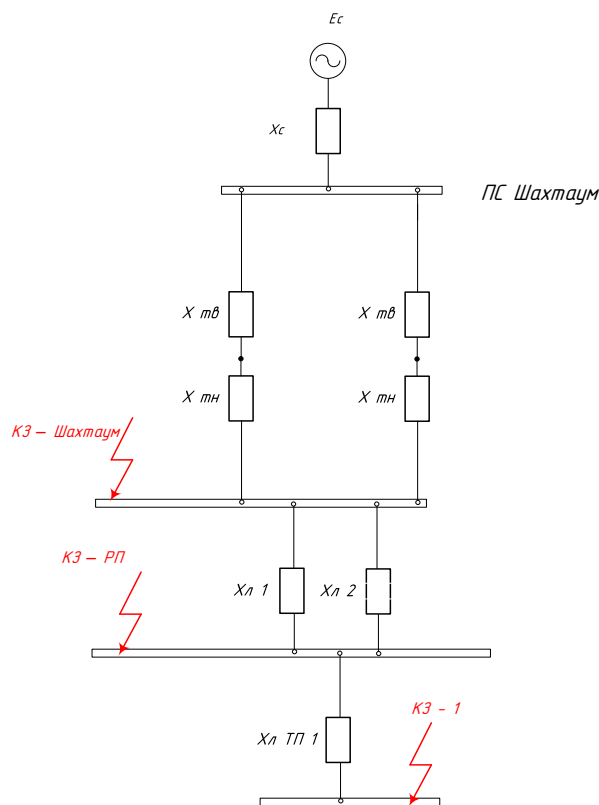


Рисунок 11 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_T = 0.5 * \frac{U_k \%}{100} * \frac{S_б}{S_{ном}},$$

где $u_k \%$ - напряжение короткого замыкания, от номинального, %;

$S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{поi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{\phi}, \text{ кА}, \quad (37)$$

где $I_{по}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

X_i - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток i_y определяется как:

$$i_{yDi} = \sqrt{2} I_{поi} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_{ai}}} \right), \text{ кА}, \quad (38)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega \cdot R_\Sigma}, \text{ с}, \quad (39)$$

где X_Σ и R_Σ – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление схемы от источника питания до места КЗ;

ω – угловая частота.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}$$

Сопротивление линий до РП:

$$X_{\text{кЛРП}} = X_0 * l * \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,161 * 1,56 * \frac{100}{10,5^2} = 0,228 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий до ТП №1:

$$X_{\text{кЛТП1}} = X_0 * l * \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,265 * 1,2 * \frac{100}{10,5^2} = 0,29 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно таблице 21 до каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 21 – Суммарное сопротивление линий от шин 10кВ РП до ТП

№ точки КЗ	ТП	$X_{\text{л}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{л}}, \text{ о.е.}$	№ точки КЗ	ТП	$X_{\text{л}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{л}}, \text{ о.е.}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТП 1	0,265	0,29	10	ТП 10	0,161	0,06
2	ТП 2	0,265	0,25	11	ТП 11	0,265	0,08
3	ТП 3	0,265	0,21	12	ТП 12	0,161	0,15
4	ТП 4	0,265	0,18	13	ТП 13	0,161	0,11
5	ТП 5	0,265	0,14	14	ТП 14	0,161	0,09
6	ТП 6	0,265	0,12	15	ТП 15	0,161	0,04
7	ТП 7	0,161	0,12	16	ТП 16	0,822	0,11
8	ТП 8	0,161	0,10	17	ТП 17	0,822	0,23
9	ТП 9	0,161	0,08	18	ТП 18	0,211	0,04

Сопротивление трансформатора на ПС Шахтаум:

Два трансформатора типа ТДНС -10000/35/10

Напряжение короткого замыкания:

$$X_T = 0.5 * \frac{U_k\%}{100} * \frac{S_б}{S_{ном}} = 0.5 * \frac{10}{100} * \frac{100}{16} = 0.313 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1.1:

$$X_1 = \frac{x_{T1} * x_{T1}}{x_{T1} + x_{T1}} = 0,156 \text{ о.е.} \quad (40)$$

$$X_{кз1} = X_{c1} + X_1 = 0.456 \text{ о.е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{по}^3 = \frac{1}{0,456} * 5,499 = 16,06 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 16,06 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}}\right) = 22,9 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{по} = \sqrt{2} * 16,06 = 22,9 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + T_a, \quad (41)$$

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + T_a = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с,}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$W_{к.расч} = I_{по}^2 (\Delta t_{откл.выкл.} + T_a) \quad (42)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$W_{к.расч} = 16,06^2 * (0.055 + 0.000284) = 13,04 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 22

Таблица 22 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	Ипо, кА	іуд, кА	іа, кА	Вк, Ка*С
1	2	3	4	5	6
ПС Шахтаум	ПС Шахтаум	16,06	22,9	22,9	13,04
РП	РП	15,231	21,5	21,58	12,82
1	ТП 1	8,48	12,00	12,00	3,98
2	ТП 2	9,01	12,87	12,74	4,49
3	ТП 3	9,57	13,67	13,54	5,06
4	ТП 4	10,21	14,58	14,43	5,76
5	ТП 5	10,93	15,62	15,46	6,61
6	ТП 6	11,48	16,39	16,23	7,28
7	ТП 7	11,49	16,41	16,24	7,29
8	ТП 8	12,03	17,19	17,02	8,00
9	ТП 9	12,51	17,87	17,69	8,65
10	ТП 10	13,16	18,80	18,61	9,57
11	ТП 11	12,40	17,71	17,54	8,50
12	ТП 12	10,74	15,34	15,19	6,38
13	ТП 13	11,74	16,76	16,60	7,61
14	ТП 14	12,31	17,58	17,40	8,37
15	ТП 15	13,63	19,47	19,28	10,27
16	ТП 16	11,68	16,68	16,52	7,54
17	ТП 17	9,33	13,33	13,20	4,81
18	ТП 18	13,82	19,74	19,54	10,56

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции ТП 5, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1 представленной на рисунке 12.

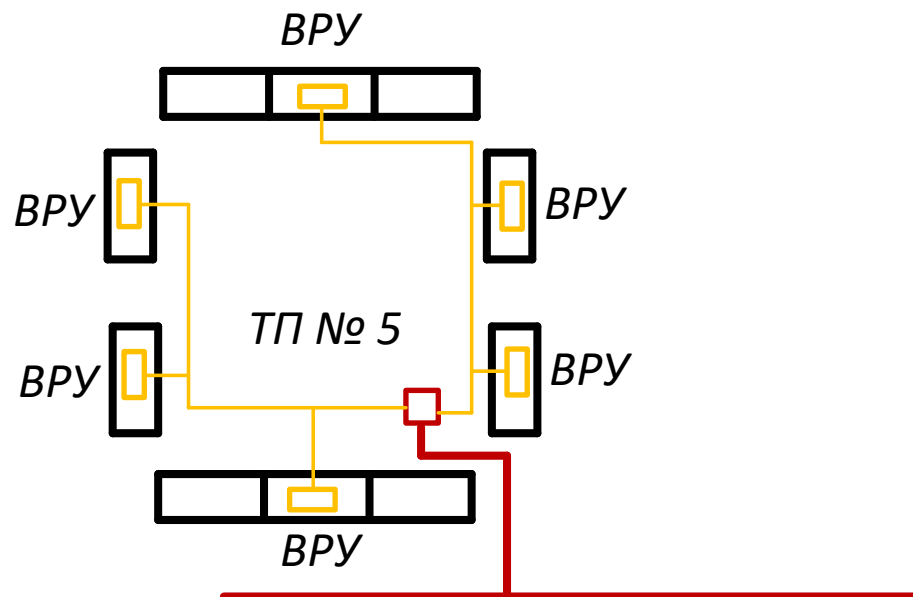


Рисунок 12 – Схема сети 0,4 кВ линии №1, 2 ТП № 5

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 10.

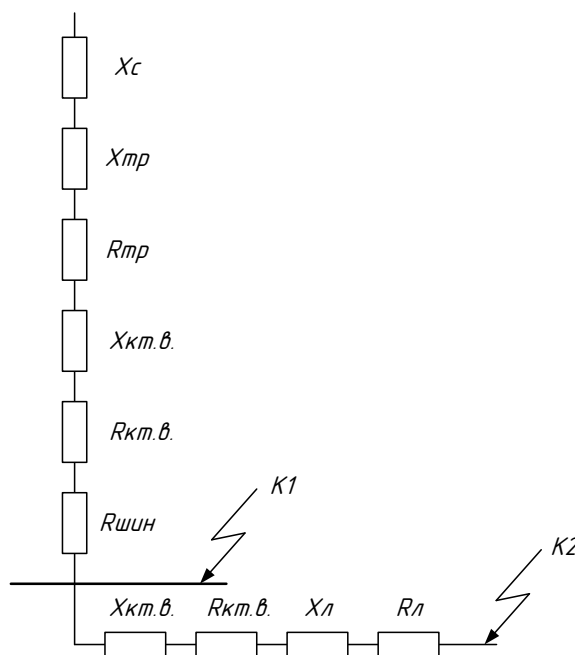


Рисунок 13 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.НОМ}}\right)^2} \frac{U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}} \cdot 10^4 ; \quad (43)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (44)$$

Сопротивление трансформаторов ТП 5 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 16,851 \text{ МОм}$$

$$r_T = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,06 \text{ МОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3 \quad (45)$$

$$X_C = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 10,9 \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 0,8 \text{ МОм}$$

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{кв} = 0,41 \text{ МОм}; x_{кв} = 0,13 \text{ МОм}; r_{кон.к} = 0,0024 \text{ МОм},$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{к1} = r_{тр} + r_{шин} + r_{кв} + r_{конт} = 3,06 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 3,1 \text{ МОм}$$

$$x_{к1} = X_C + X_{тр} + X_{кв} = 0,13 + 0,8 + 16,851 = 17,8 \text{ МОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0К1max}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (46)$$

$$I_{\text{П0К1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3.1^2 + 17.8^2}} = 12,8 \text{ кА}$$

$$I_{\text{П0К1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{П0К1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3.1^2 + 15.85^2) + 17.8^2}} = 9.6 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (48)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12.8 \cdot 1.56 = 28.22 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0К1} = 3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{шин}} + 3 \cdot r_{\text{кв}} + 3 \cdot r_{\text{конт}}, \quad (49)$$

$$r_{k1} = 3 \cdot 3,06 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,0024 = 9.3 \text{ мОм}$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{\text{кв}} + 3 \cdot x_{\text{тр}}, \quad (50)$$

$$x_{k1} = 2 \cdot 0,13 + 3 \cdot 0,8 + 3 \cdot 16,851 = 52.6 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0К1max}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (51)$$

$$I_{\text{П0К1max}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9.3^2 + 52.6^2}} = 4.3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{П0К1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (52)$$

$$I_{\text{П0К1min}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(9.3^2 + 15.85^2) + 52.6^2}} = 4.1 \text{ кА}$$

$$I_{\text{удК1}}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12.8 \cdot 1.56 = 9.5 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 23.

Таблица 23 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	$I_{\text{П0max}}$, кА	$I_{\text{П0min}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{П0max}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{П0min}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{уд}}^{(1)}$, кА
1	2	3	4	5	6	7
ТП 1	12,50	9,50	17,50	27,30	20,75	38,22
ТП 2	12,10	9,10	16,94	26,43	19,87	37,00
ТП 3	12,30	9,30	17,22	26,86	20,31	37,61
ТП 4	12,50	9,50	17,50	27,30	20,75	38,22
ТП 5	11,70	8,70	16,38	25,55	19,00	35,77
Продолжение таблицы 23						
1	2	3	4	5	6	7
ТП 6	12,80	9,80	17,92	27,96	21,40	39,14

ТП 7	11,40	8,40	15,96	24,90	18,35	34,86
ТП 8	12,80	9,80	17,92	27,96	21,40	39,14
ТП 9	13,10	10,10	18,34	28,61	22,06	40,05
ТП 10	12,80	9,80	17,92	27,96	21,40	39,14
ТП 11	12,40	9,40	17,36	27,08	20,53	37,91
ТП 12	11,90	8,90	16,66	25,99	19,44	36,39
ТП 13	11,10	8,10	15,54	24,24	17,69	33,94
ТП 14	12,80	9,80	17,92	27,96	21,40	39,14
ТП 15	10,80	7,80	15,12	23,59	17,04	33,02
ТП 16	11,70	8,70	16,38	25,55	19,00	35,77
ТП 17	11,60	8,60	16,24	25,33	18,78	35,47
ТП 18	12,40	9,40	17,36	27,08	20,53	37,91

Таблица 24 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	$I_{П0max}, \text{кА}$	$I_{П0min}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_{П0max}^{(1)}, \text{кА}$	$I_{П0min}^{(1)}, \text{кА}$	$I_{уд}^{(1)}, \text{кА}$
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 1	1	0.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	1.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	1.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
	4	1.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	5	1.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
ТП 2	1	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	2	1.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 3	1	1.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85

	2	1.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
ТП 4	1	1.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	2	1.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
ТП 5	1	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	2	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
	3	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
ТП 6	1	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
ТП 7	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	3	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
	4	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
	5	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
ТП 8	1	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
	2	8.27	5.02	12.70	2.88	2.39	4.36
	3	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
	4	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17
ТП 9	1	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	2	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
	3	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
ТП 10	1	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66
	2	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	3	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	4	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	5	1.98	1.10	2.81	0.66	0.52	0.94
	6	2.37	1.31	3.35	0.79	0.63	1.12

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 11	1	1.24	0.68	1.75	0.41	0.33	0.59

	2	2.75	1.53	3.89	0.92	0.73	1.31
	3	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
ТII 12	1	2.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
	2	0.87	0.48	1.23	0.29	0.23	0.41
	3	1.79	0.99	2.53	0.60	0.47	0.85
	4	2.60	1.46	3.68	0.87	0.69	1.24
	5	1.18	0.65	1.67	0.40	0.31	0.56
ТII 13	1	1.32	0.73	1.87	0.44	0.35	0.63
ТII 14	1	1.55	0.86	2.19	0.52	0.41	0.73
	2	0.94	0.51	1.33	0.31	0.25	0.44
	3	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	4	1.06	0.58	1.50	0.35	0.28	0.50
ТII 15	1	0.92	0.51	1.31	0.31	0.24	0.44
	2	0.88	0.48	1.24	0.29	0.23	0.41
ТII 16	1	1.27	0.70	1.79	0.42	0.33	0.60
ТII 17	1	1.22	0.67	1.72	0.41	0.32	0.58
	2	1.20	0.66	1.70	0.40	0.32	0.57
	3	1.62	0.90	2.30	0.54	0.43	0.77
ТII 18	1	2.21	1.23	3.12	0.74	0.59	1.05

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ТП

8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов

Трансформаторы 10/0,4 кВ в городских распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Предохранители выбираются:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току: $I_{рmax} \leq I_{ном}$;

Проверка плавких вставок предохранителей выполняется по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (53)$$

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

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (54)$$

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

Произведем выбор предохранителя на ТП 1.

Номинальный ток трансформатора ТМГ-630:

$$I_{т. ном} = \frac{S_{т}}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} * 10,5} = 34,7 \text{ А}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ($I_{ном.о} = 20 \text{ кА}$ для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

–току плавкой вставки:

$$I_{п.в} \geq 2 \cdot I_{т.ном}, 80 \text{ А} \geq 69,4 \text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.мах}, 20 \text{ А} > 8,48 \text{ А}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{ном}, А$	$I_{откл}, кА$	$2 \cdot I_{г.ном}, А$	$I_{п0}, кА$
1	2	3	4	5	6
ТП 1	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	8,48
ТП 2	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	9,01
ТП 3	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	9,57
ТП 4	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	10,21
ТП 5	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	10,93
ТП 6	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	11,48
ТП 7	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	44,04	11,49
ТП 8	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	12,03
ТП 9	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	44,04	12,5
ТП 10	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	13,16
ТП 11	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	12,40
ТП 13	ПКТ-102-10-50-12,5-У3	50	12.50	44,04	11,74
ТП 14	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	69,36	12,31

8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (55)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 22.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

Таблица 26 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	I, А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
ТП 1	1	226,78	327,7	400	ПН-2 –400
	2	185,3	267,8	300	ПН-2 –300
	3	120,2	173,7	250	ПН-2 –250
	4	207,1	299,3	350	ПН-2 –350
	5	9,6	13,9	100	ПН-2 –100
ТП 2	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
ТП 3	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
ТП 4	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
ТП 5	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
	3	10,1	14,6	100	ПН-2 –100
ТП 7	1	245,1	354,2	400	ПН-2 –400
	2	33,24	48	100	ПН-2 –100
	3	49,86	72,1	100	ПН-2 –100
	4	64,44	93,1	100	ПН-2 –100
	5	9,8	14,2	100	ПН-2 –100
ТП 8	2	47,82	69,1	100	ПН-2 –100
	3	49,86	72,1	100	ПН-2 –100
	4	72,42	104,7	250	ПН-2 –250
ТП 9	1	93,8	135,5	250	ПН-2 –250
	2	64,44	93,1	100	ПН-2 –100
	3	66,48	96,1	100	ПН-2 –100
ТП 10	1	196,08	283,4	350	ПН-2 –350
	2	108,18	156,3	250	ПН-2 –250
	3	66,48	96,1	100	ПН-2 –100
	4	79,02	114,2	250	ПН-2 –250
	5	22,56	32,6	100	ПН-2 –100
	6	6,8	9,8	100	ПН-2 –100

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
ТП 11	2	91,4	132,1	250	ПН-2 –250
	3	7,9	11,4	100	ПН-2 –100
ТП 12	1	185,3	267,8	300	ПН-2 –300
	2	203,72	294,4	350	ПН-2 –350
	3	203,72	294,4	350	ПН-2 –350
	5	8,7	12,6	100	ПН-2 –100
ТП 14	1	185,3	267,8	300	ПН-2 –300
	2	203,72	294,4	350	ПН-2 –350
	3	158,5	229	300	ПН-2 –300
	4	10,6	15,3	100	ПН-2 –100
ТП 17	1	204	294,8	350	ПН-2 –350
	3	5,2	7,5	100	ПН-2 –100

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (56)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (57)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (58)$$

Для примера, проверим предохранитель на линии 1:

Тип - ПН – 2 - 400. Его справочные данные:

$$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}, I_B = 400 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток защищаемой кабельной линии $I_{\text{дл.доп}}=382 \text{ А}$.

Токи КЗ $I_{\text{по}}=8,48 \text{ кА}$

По согласованию с сечением проводника: $382 > 327 \text{ А}$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $40 > 8,48$

8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На ТП помимо предохранителей устанавливаются автоматические выключатели, которые выбираем по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (59)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в ТП расчётный ток составляет 327,7 А, поэтому выбираем автомат ВА 57-39-400, с током расцепителя 400 А.

Проверим АВ на линии 1:

ВА 57-39-400.

Его справочные данные:

$$I_{отк} = 32 \text{ кА}, I_{сррасц} = 400 \text{ А. Токи КЗ } I_{по} = 8,48 \text{ кА}$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $32 > 8,48 \text{ кА}$

Таким образом, проверив автоматический выключатель на линии 1, убедились, что он соответствует условиям проверки.

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу 27.

Таблица 27- Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	I, А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП 1	1	327,7	400	ВА57-39-344730-400А
	2	267,8	320	ВА57-39-344730-320А
	3	173,7	250	ВА57-35-340010-250А
	4	299,3	320	ВА57-39-344730-320А
	5	13,9	100	ВА57-35-341210-100А
ТП 2	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А
	2	372	400	ВА57-39-344730-400А
ТП 3	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А
	2	372	400	ВА57-39-344730-400А
ТП 4	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А
	2	372	400	ВА57-39-344730-400А
ТП 5	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А
	2	372	400	ВА57-39-344730-400А
	3	14,6	100	ВА57-35-341210-100А

1	2	3	4	5
ТП 7	1	354,2	400	BA57-39-344730-400A
	2	48	100	BA57-35-341210-100A
	3	72,1	100	BA57-35-341210-100A
	4	93,1	100	BA57-35-341210-100A
	5	14,2	100	BA57-35-341210-100A
ТП 8	2	69,1	100	BA57-35-341210-100A
	3	72,1	100	BA57-35-341210-100A
	4	104,7	250	BA57-35-340010-250A
ТП 9	1	135,5	250	BA57-35-340010-250A
	2	93,1	100	BA57-35-341210-100A
	3	96,1	100	BA57-35-341210-100A
ТП 10	1	283,4	320	BA57-39-344730-320A
	2	156,3	250	BA57-39-344730-250A
	3	96,1	100	BA57-35-341210-100A
	4	114,2	250	BA57-39-344730-250A
	5	32,6	100	BA57-35-341210-100A
	6	9,8	100	BA57-35-341210-100A
ТП 11	2	132,1	250	BA57-39-344730-250A
	3	11,4	100	BA57-35-341210-100A
ТП 12	1	267,8	320	BA57-39-344730-320A
	2	294,4	320	BA57-39-344730-320A
	3	294,4	320	BA57-39-344730-320A
	5	12,6	100	BA57-35-341210-100A
ТП 14	1	267,8	320	BA57-39-344730-320A
	2	294,4	320	BA57-39-344730-320A
	3	229	320	BA57-39-344730-320A
	4	15,3	100	BA57-35-341210-100A
ТП 17	1	294,8	320	BA57-39-344730-320A
	3	7,5	100	BA57-35-341210-100A

Выбор и проверку электрических аппаратов на РП питающей Микрорайон Новый

9.1 Выбор и проверка оборудования на РП микрорайон «Новый»

Распределительные пункты (РП) напряжением 6-20 кВ предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии (ЭЭ) трехфазного переменного тока частотой 50 Гц в системах электроснабжения промышленных, жилищно-коммунальных и общественных объектов, предприятий нефтегазового комплекса, а также зон индивидуальной застройки и коттеджных поселков.

РП микрорайона Новый представляет собой комплектное изделие полной заводской готовности производства КРУ-СЭЩ-70-10. Монтаж электрооборудования происходит в заводских условиях. В таблице 28 приведены технические характеристики РП.

Таблица 28 –Выбор выключателей 10 кВ

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток главных цепей шкафов, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4 000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	20; 25; 31.5; 40
Габаритные размеры, шкафов КРУ, мм (ширина x глубина x высота)	650,750,1000 x 1349 x 2400, 2650

Распределительное устройство в РП микрорайона Новый укомплектуем комплектным распределительным устройством из ячеек производства Данные ячейки комплектуются вакуумными выключателями серии ВВ/TEL

производства Таврида-электрик. Которая является одной из немногих российских компаний с полным циклом производства оборудования, начиная с изготовления вакуумных камер и заканчивая блочными подстанциями.

Данные по нагрузкам на присоединениях в РП микрорайон Новый приведены в таблице 29.

Таблица 29 –Расчётные нагрузки по присоединениям к РП микрорайон Новый

Присоединение	Sp, кВА	Iрасч, А
1	2	3
На вводе в РП от ПС Шахтаум		
Ф-13	8057,8	443,589
Ф-40	8057,8	443,589
От РП Микрорайон Новый		
Ф-1	4669,1	257,038
Ф-2	2521,7	138,821
Ф-3	6412,8	353,030
Ф-4	1202,6	66,2
Ф-5	1309,4	72,08

9.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на РП Микрорайон Новый

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (60)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} , \quad (61)$$

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

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}} , \quad (62)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) , \quad (63)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,055$ с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Также проверим возможности отключений выключателя апериодической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} ; \quad (64)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем $\beta_n = 40$;

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток.

Принимаем $I_{\text{откл}} = 32$ кА.

Выбранные выключатели сведём в таблицы 30, 31.

Таблица 30 –Выбор выключателей 10 кВ на вводе в РП микрорайон Новый

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{мах}} = 443,6 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 15,231 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 12,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,58 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 50 \text{ кА}$	$I_a = 21,58 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

По данным сравнения выбираем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Таблица 31 –Выбор выключателей 10 кВ на отходящем фидере 3 от РП микрорайон Новый

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{мах}} = 353,03 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 15,231 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 12,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,58 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 50 \text{ кА}$	$I_a = 21,58 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

По данным сравнения выбираем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

По остальным вводным и отходящим фидерам расчёт произведён аналогично.

9.3 Выбор и проверка секционного выключателя на РП

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

Секционный выключатель по своей функциональности должен обеспечивать автоматическое включение или ввод резерва при исчезновении питания на одной из секций шин. Соответственно мощность протекаемая через секционный выключатель соответствует половине мощности всего РП. Проверка и выбор секционного выключателя аналогичен выбору и проверке выключателя на вводе. А учитывая, что на вводе ток равен 887,2 А, то половина составит 443,6 А, соответственно в качестве секционного выключателя устанавливаем выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ- 10-20/1000.

9.4 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Расчетная нагрузка (Z_H) наиболее загруженного трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_H = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_K, \text{ Ом} \quad (65)$$

где Z_K - переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{ПРИБ.}}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_H^2}, \text{ Ом}, \quad (66)$$

где $\sum S$ - суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

I_H - номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{ПРОВ.}}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом}, \quad (67)$$

где $\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм²;

S - площадь сечения провода, мм²;

l - длина соединительных проводов от ТТ до приборов, м.

Приборы вторичной нагрузки, которые требуется установить в цепях 10 кВ, перечислены в таблице 32

Таблица 32 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

Для наиболее загруженного встроенного в высоковольтный ввод силового трансформатора и высоковольтного выключателя, трансформаторов тока определяем расчетную нагрузку, контрольный кабель принимаем сечением 4 мм².

$$Z_{2Н.расч} = \frac{14,4}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 1,242 \text{ Ом}$$

Для установки выбираем ТОЛ-10

Таблица 33 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{PМАХ} = 129,28 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,58 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2ном} = \frac{S_{нагр}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} \leq Z_{2ном}$

Вывод: трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.5 Выбор трансформаторов напряжения на РП

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [19].

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,2.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности и вторичной нагрузке.

Марка, мощность и количество запитанных от ТН-10 приборов вторичной нагрузки, показаны в таблице 34.

Таблица 34 - Измерительные приборы и приборы учета

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	7КТ1 1	2	1	1	0	2	2	0
Ваттметр	7КТ1 30	5	3	1	0	1	4,5	0
Варметр	7КТ1 30	5	3	1	0	1	13,5	0
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2,4	2	0,38	0,925	4	1,824	4,44
Счетчик РЭ								
Сумма							22,43	5,92

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (68)$$

$$S_p = \sqrt{22,43^2 + 5,92^2} = 23,2 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Условия выбора, каталожные и расчетные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 35.

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 35 - Проверка выбранных ТН-10

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3	4
НАМИ - 10	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{НОМ}=10 \cdot \sqrt{3}$ кВ	$U_{УСТ}=10 \cdot \sqrt{3}$ кВ
	$S_{2НОМ} \geq S_{2РАСЧ}$	$S_{2НОМ}=1000$ В·А	$S_{2РАСЧ}=23,2$ В·А

9.6 Выбор и проверка ОПН на ТП

Ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений.

Для ОПН основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;

Выберем ОПН на стороне 10 кВ.

Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) выше наибольшего значения рабочего напряжения (фазного) сети в точке его установки ($U_{нс}$) по условию:

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot U_{нс};$$

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ} \quad (69)$$

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{\text{ЭКВ}} = U_{\text{К}} \cdot \left(\frac{T_{\text{К}}}{10} \right)^m = 10,5 \cdot \left(\frac{10}{10} \right)^{0,02} = 10,5 \text{ кВ}$$

где $U_{\text{К}}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{К}}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{ЭКВ}}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного

перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Окончательный выбор ОПН заключается в нахождении энергии поглощаемой ограничителем:

$$W_{rk} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot ((3U_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_n)^2) = \frac{1}{2} \cdot 0,21 \cdot ((3 \cdot 10,5)^2 - (\sqrt{2} \cdot 10,5)^2) = 81,49 \quad (70)$$

где C – емкость одной фазы кабеля берется из справочника для выбранного ранее кабеля и равна 0,21 нФ/км, длина кабельной линии составляет от 1 км до 2,5 км, примем для расчета 1 км. Соответственно $0,21 \cdot 1 = 0,21$ нФ.

U_0 - максимальное значение рабочего напряжения фаза – земля;

U_n - номинальное напряжение ОПН (действующее значение).

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

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоемкость, кДж/кВ:

$$W_{yo} = \frac{W}{U_{np}} = \frac{81,49}{10,5} = 7,76 \quad (71)$$

По ее найденному значению в соответствии с табл. 5.3 [32] определяется класс пропускной способности, который равен 5.

9.7 Выбор и проверка ТСН на РП

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

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

Для выбора мощности трансформатора собственных нужд необходимо определить общую электрическую нагрузку всех потребителей собственных

нужд с учетом коэффициента загрузки. В таблице 36 приведены потребители собственных нужд.

Таблица 36 – Нагрузка трансформатора собственных нужд на РП

Нагрузка	Потребляемая мощность, кВт
1	2
Отопление	20
Освещение	5
оборудование АИИС КУЭ,	1
оборудование телемеханики и связи	1
Ремонтные работы	30
итого	57 кВт
С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$	
итого	39,9 кВт
С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$	С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$

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

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ПС 35/10 КВ ШАХТАУМ

В связи с тем, что для проектирования системы электроснабжения микрорайона Новый в г. Тында в качестве подключения была выбрана ПС 35/10 кВ Шахтаум, то выбор и проверка электрооборудования напряжением 10 кВ будет проведена только в ячейках Ф 13 и Ф 40, так как именно к ним, будет осуществлено присоединение планируемого к строительству микрорайона Новый.

10.1 Выбор выключателей 10 кВ на ПС Шахтаум

Произведем выбор выключателя на ПС Шахтаум аналогично выполненному выбору и проверке выключателей для РП 10 кВ микрорайон Новый, данный расчёт приведён в таблице 37.

Таблица 37 –Выбор выключателей 10 кВ в ячейках ф 13 и ф 40 ПС Шахтаум

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 454,785 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 16,06 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк = 13,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$Вк \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,9 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 50 \text{ кА}$	$I_a = 22,09 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Устанавливаем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ- 10-20/1000.

10.2 Выбор трансформаторов тока 10 кВ на ПС Шахтаум

Выбор трансформатора тока произведём аналогично п. 9.2.

Для установки выбираем ТОЛ-10

Таблица 38 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 454,785 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 22,9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 13,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} \leq Z_{2\text{ном}}$

Вывод: трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

11.1 Выбор и проверка заземления на подстанции Шахтаум

Заземляющее устройство подстанции 35/10 кВ Шахтаум должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r = 60$ Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр $d = 14$ мм и длина прутка $L_v = 5$ м с сечением $S_{пр.в} = 154$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением $S_{пол} = 160$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-35 25 метров, длина 29 метров [5].

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (72)$$

$$S = (25+2 \cdot 1,5) \cdot (29+2 \cdot 1,5) = 896 \text{ м}^2$$

где A – ширина территории ОРУ, м;

B – длина территории ОРУ, м.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (73)$$

где I_K - ток короткого замыкания шин 35 кВ;

t - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_k^3 \quad (74)$$

$$I_K = 3 \cdot 7,8 = 23,4 \text{ кА}$$

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{23400^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 107 \text{ мм}^2$$

$$S_{пр.в} \geq F_{т.с.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_z + S_{cp}) \quad (75)$$

$$S_{cp.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (76)$$

где T – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет, $T = 240$ месяцев;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта, $a_k = 0,005$, $\alpha_k = 0,243$, $b_k = 0,0031$, $c_k = 0,041$.

$$S_{cp.} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм},$$

$$q_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} < q_{м.п.}, \quad (77)$$

$$107 + 4,42 = 111,42 < 154$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом}, \quad (78)$$

где $r_C = 1,3$ Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (79)$$

где $\rho_{\text{ЭКВ.}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

L_B - длина электрода, м ;

d - внешний диаметр электрода, м ;

T - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае $L/2 + 0,8$ м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом·м} \quad (80)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C = 1,2$ - значение сезонного климатического коэффициента

сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом·м}$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,014} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным $\eta_B = 0,6$:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (81)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен $\eta_\Gamma = 0,24$ [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_\Gamma = \frac{1}{\eta_\Gamma} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (82)$$

где $b=0,04$ - ширина заземлителя, м;

P - периметр контура, м;

$\eta_\Gamma = 0,24$ - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

t – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$ м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (83)$$

где $K_C = 1,5$, коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$P_{\text{ЭКВ.}} = 1,5 \cdot 60 = 90$ Ом·м

$$R_\Gamma = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 108} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 108 \cdot 108}{0,04 \cdot 0,8} \right) = 7,5 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H} \text{ Ом} \quad (84)$$

$$R_B = \frac{7.5 \cdot 0.812}{7.5 - 0.812} = 0.911 \text{ Ом}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_B = 0.47$, принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (85)$$

$$n_B = \frac{16}{0.911 \cdot 0.47} = 38 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1.5}{a}, \quad (86)$$

где a – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{29+3}{6} = 6 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{25+3}{6} = 5 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_T = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 294 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 720 \text{ м}^2 \quad (87)$$

Средняя длина полос:

$$L_{cp} = \frac{25+3+29+3}{2} = 30 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{cp} = \frac{294}{30} + 1 = 11 \text{ шт}$$

Окончательно к установке принимаем 6 полос по 32 метра и 5 полос по 28 метров с 38 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов

заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{ОРУ} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_B \cdot R_\Gamma + n_{CP} \cdot R_B)}, \quad (88)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, $\eta = 0,5$.

$$R_{ОРУ} = \frac{0,911 \cdot 7,5}{0,5 \cdot (38 \cdot 7,5 + 11 \cdot 0,911)} = 0,91 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \text{ Ом}, \quad (89)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{экс} + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (90)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4752}}{(90 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,21$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ} = 2,21 \cdot 0,91 = 2,01 \text{ Ом}$$

$$2,01 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-35 кВ менее 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ [6].

11.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-35:

размеры ОРУ: ширина – $A = 25$ м;

длина – $B = 29$ м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода $h=16$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 20$ м

Высота защищаемого объекта $h_x = 8$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 13,6 \text{ м} \quad (91)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 17,1 \text{ м} \quad (92)$$

$$r_{c0} = r_0 = 17,1 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1cx} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (93)$$

$$h_{1cx} = 13,6 - (0,17 + 0,0003 \cdot 16) \cdot (20 - 16) = 12,9 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{1cx} - h_x}{h_{1cx}} \text{ м} \quad (94)$$

$$r_{1cx} = 17,1 \cdot \frac{12,9 - 8}{12,9} = 6,5 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 17,1 \cdot (1 - 0,6) = 7,04 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{cx} , м
1	20	13,6	17,1	7,04	12,9	6,5
1 и 2	20	13,6	17,1	7,04	12,9	6,5
2 и 3	20				12,9	6,5
3 и 4	20				12,9	6,5

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита предназначена для того, чтобы обеспечить быстрое, с рассчитанной и заданной степенью быстродействия, отключение элемента или сети, поврежденной в результате КЗ или иных внешних воздействий.

Требования, которые предъявляются к релейной защите следующие:

- надёжное отключение любого вида повреждения
- обеспечение высокой чувствительности к повреждениям, селективность и сигнализация.

12.1 Выбор системы оперативного тока

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

Питание оперативных цепей переменным током предусматривается от шкафа оперативного переменного тока (ШОПТ). Схема питания ШОПТ предусматривает питание от двух трансформаторов собственных нужд, выбранных в разделе выше. В случае пропажи напряжения на одном из трансформаторов питание автоматически переключается на второй трансформатор собственных нужд, питающийся от другой секции шин.

12.2 Виды и типы релейной защиты

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

В качестве основной защиты отходящих линий используется максимальная токовая защита. Максимальную токовую защиту реализуем с использованием современных технологий, позволяющих выполнить максимальную токовую защиту с временем срабатывания зависимым от

протекающего тока, указанная зависимость задается определенными характеристиками и позволяет увеличить быстродействие защиты.

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

В соответствии с Правилами устройства электроустановок [33] на двухобмоточных трансформаторах устанавливаются:

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

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

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

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

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

12.3 Защита линий 10 кВ от ПС Шахтаум к проектируемой РП

Терминалы защиты линий 10 кВ установлены непосредственно в ячейках КРУ-10 кВ и включает в себя следующие функции:

- автоматика управления выключателем 10 кВ;
- токовая отсечка (ТО) с действием на отключение выключателя без выдержки времени;
- МТЗ с действием на отключение выключателя с выдержкой времени;
- УРОВ с действием на отключение выключателя ввода 10 кВ;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ;
- двухкратное АПВ;
- ЗДЗ;
- логическая защита шин.

Произведем расчет защит линий:

Для примера представим выбор защиты на Ф-13 от ПС 35/10 кВ Шахтаум.

К установке принимаем микропроцессорную защиту марки «Сириус-2-Л».

Устройства «Сириус-2-Л» предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3–35 кВ.

Устройства имеют специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з}}{k_6} \cdot I_{раб}; \quad (95)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для реле типа «Сириус-2Л» равным $k_n = 1.1$;

$k_{с/з}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным единице;

K_B – коэффициент возврата, принимаемый для реле типа «Сириус-2Л»
равным $k_g = 0,92 - 0,95$;

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Максимальный ток нагрузки: $I_{раб} = 931$ А;

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 * 1}{0,95} * 931 = 1078 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} * \left(\frac{K_{сх}}{птт} \right), \quad (96)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

$птт$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = 1078 * \left(\frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} \right) = 31,08 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\chi} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (97)$$

где $I_{\dot{e}_{\zeta}}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{2700}{1078} = 2,5$$

$$2,5 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (98)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование (0 с);

Δt – степень селективности.

Степень селективности принимаем равной 0.5 с для резервной защиты.:

$$\Delta t = 0.5;$$

$$t_1 = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ с.}$$

Рассчитаем токовую отсечку.

Составляем расчетную схему:

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{c.z} = k_n \cdot I_{kmax}^{(3)}, \quad (99)$$

где k_i – коэффициент надежности, для «Сириус-2Л» равен 1,6;

$I_{\dot{e}max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.z}}{n_{TA}} \cdot k_{cx}; \quad (100)$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.z.} = 1,6 * 22,316 = 35,71 \text{ кА}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{35,71}{60} * \sqrt{3} = 1029,5 \text{ А}$$

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО		
	Ис.з., А	Ис.р., А	$k_{\dot{z}}$	Ис.з., кА	Ис.р., А	$k_{\dot{z}}$
1	2	3	4	5	6	7
Ф-13, 40	1078,7	31,1	2,5	35,71	1029,5	1,6

12.4 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ

В случае возникновения аварийных ситуаций, трансформаторы, как и линии, требуют защиты от коротких замыканий, а также от различных перенапряжённостей.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВ·А (включительно) можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку плавких вставок предохранителей, которая была приведена в п. 8.1.

12.5 Автоматика

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

Минимальное напряжение срабатывания терминала защиты выбирается:

$$U_{с.р.1} = 0,3 * U_{ном} = 3 \text{ кВ} \quad (101)$$

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

Выдержка времени автоматического ввода резерва находится по формуле:

$$t_{ABP} \approx t_{Л} + (0,5 - 0,7) = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.} \quad (102)$$

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

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий на ПС «Шахтаум», 35/10 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации [2].

13.1 Безопасность

13.1.1 Безопасность работников при строительстве линий электропередач

Согласно п. 1.1.3. Средства индивидуальной защиты работающих, применяемые в процессе выполнения электромонтажных (наладочных) работ (специальная защитная одежда, обувь и другие средства безопасности), должны соответствовать требованиям государственных стандартов. [34]

Так же при работе грузоподъемных кранов и подъемников (вышек) должны в обязательном порядке учитываться требования "Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов", "Правил устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек)", грузоподъемных машин, на которые не распространяются эти правила, согласно инструкции заводов-изготовителей.

Производство работ по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны осуществляться с учетом требований СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002. Разрешается выполнять только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной) организации; в ППР и ТК для каждого из выполняемых видов работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

Не допускается использовать находящиеся в стадии монтажа электрические установки в качестве временных установок для электроснабжения электромонтажных (наладочных) работ, а также объектов генподрядчика или заказчика.

При работах на высоте более 1,3 м рабочие места должны иметь ограждения высотой не менее 1,1 м, а при необходимости - защитные и предохранительные устройства (сетки, козырьки, настилы и др.), соответствующие ГОСТ 12.4.059-89 и ГОСТ 23407-78. При отсутствии ограждений, защитных и предохранительных устройств работники должны использовать предохранительные пояса.

13.1.2 Безопасность работников при испытаниях

Каждый работник должен знать местонахождение аптечки и уметь ею пользоваться.

Работник, участвующий в проведении измерений и испытаний электрооборудования, должен работать в спецодежде и применять средства защиты, выдаваемые в соответствии с действующими отраслевыми нормами.

Работнику должны быть бесплатно выданы следующие средства индивидуальной защиты:

- комбинезон или костюм хлопчатобумажный - на 1 год;
- рукавицы комбинированные индивидуальные - на 3 мес.;
- каска защитная - на 2 года;
- галоши диэлектрические - дежурные;
- перчатки диэлектрические - дежурные.

При выдаче двойного сменного комплекта спецодежды срок носки удваивается. [25]

В зависимости от характера работ и условий их производства работнику временно бесплатно выдаются дополнительная спецодежда и защитные средства для этих условий.

13.1.3 Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП

К работам на трансформаторных подстанциях и в распределительных пунктах предъявляются повышенные требования в безопасности труда. Еще до назначения на самостоятельную работу электромонтеру необходимо пройти обучение безопасным методам труда, вводный инструктаж по безопасности труда, первичный инструктаж на рабочем месте, первичную проверку знаний ПТБ, ПТЭ, правил пожарной безопасности и инструкций в объеме необходимом для данной профессии, дублирование в течении нескольких смен под руководством опытного наставника. И только после прохождения всех ступеней подготовки электромонтер может приступить к самостоятельной работе.

В процессе работы электромонтер по обслуживанию трансформаторных подстанций и распределительных пунктов должен проходить повторные инструктажи (не реже 1 раза в месяц), специальную подготовку (не реже 1 раза в месяц), контрольную противоаварийную тренировку (не реже 1 раза в 3 месяца), контрольную противопожарную тренировку (не реже 1 раза в полгода), периодическую проверку знаний ПТБ, ПТЭ, правил пожарной безопасности и инструкций (1 раз в год), а также медицинский осмотр - 1 раз в 2 года [34].

Большое значение придается экипировке. Это специальная одежда и обувь, защитная каска, противогаз, защитная маска или очки, а в случае необходимости - предохранительный монтерский пояс.

Инструмент с изолирующими рукоятками в процессе эксплуатации подвергается периодическим электрическим испытаниям. Защитные средства должны быть испытаны и иметь штамп с указанием срока годности. Электромонтеру необходимо помнить, что от исправности приборов и инструментов, спецодежды и приспособлений зависит его жизнь.

Мастерская участка - это постоянное рабочее место электромонтера. Здесь нужно соблюдать порядок, всему должно быть свое место. Перед началом работы необходимо убрать лишние предметы, отрегулировать

местное освещение так, чтобы рабочая зона была достаточно освещена, но, при этом, свет не слепил глаза.

Основная работа, которая проводится на трансформаторной подстанции КТП - это планово-предупредительные ремонты, периодические и внеочередные осмотры. Большинство работ по профилактическому обслуживанию и ремонту трансформаторных подстанций и распределительных пунктов осуществляется с отключением электрооборудования.

Эти работы требуют тщательно подготовки рабочего места, при которой должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, направленные на безопасное выполнение работ. Для этого мастер оформляет наряд с назначением ответственных лиц за безопасное выполнение работ. В зависимости от группы по электробезопасности, опыта, опыта электроустановки и сложности схемы электромонтер может быть назначен в качестве допускающего, производителя работ или члена бригады.

Допускающий или производитель работ получив от мастера наряд или устное распоряжение знаками бригаду с содержанием работы, в зависимости от которой подбираются необходимые спецодежда, защитные средства, инструменты, приспособления и материалы. Подготовив все необходимое, бригада отправляется к месту проведения работ.

По прибытию на место бригада получает разрешение на подготовку рабочего места и на допуск от дежурного. Разрешение на подготовку рабочего места и на допуск оформляется в наряде. Подготовку рабочего места производит допускающий совместно с производителем работ.

Для подготовки рабочего места при работе требующей снятия напряжения необходимо произвести указанные в наряде переключения в электроустановке. В электроустановках с каждой стороны откуда может быть подано напряжение на рабочее место должен быть видимы разрыв, образуемый отсоединением шин и проводов, отключением коммутационных

аппаратов, снятием предохранителей. Все отключения здесь выполняют в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении, но если обстоятельства не позволяют сделать это, то необходимо воспользоваться изолирующими клещами, штангой с применением перчаток и защитных очков. После того, как коммутационная аппаратура отключена необходимо принять меры, препятствующие ее самопроизвольному включению, т. е. выключатели нагрузки, ручные приводы в отключенном состоянии запираются на замок.

В электроустановках напряжением более 1000 В использовать указатель напряжения необходимо в диэлектрических перчатках. В электроустановках свыше 1000 В проверять отсутствие напряжения разрешается одному работнику из дежурного или оперативно-дежурного персонала с 4 группой по электробезопасности, а в электроустановках до 1000 В с 3 группой. Здесь для проверки отсутствия напряжения можно использовать двухполюсный указатель фазного и линейного напряжения.

Электроустановка заземляется путем включения заземляющих ножей или установкой переносных заземлений. Их сначала присоединяют к заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, устанавливают на токоведущие части.

В электроустановках свыше 1000 В заземления устанавливаются двумя работниками - одним с 4 группой по электробезопасности из числа оперативного персонала, другим с 3 группой по электробезопасности. Применение диэлектрических перчаток и изолирующей штанги обязательно! Зажимы переносных заземлений следует закреплять при помощи штанги или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

На подготовленных рабочих местах вывешиваются плакаты "Работать здесь". Оставшиеся под напряжением токоведущие части ограждаются и вывешиваются плакаты "Стоять. Напряжение".

13.1.4 Безопасность работников при реконструкции сети

К опасным зонам с постоянным присутствием опасных производственных факторов в строительном производстве, отражаемым в организационно-технологической документации на строительное производство, относятся:

- 1) места на расстоянии ближе 2 м от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- 2) места на расстоянии ближе 2 м от неогражденных (отсутствие защитных ограждений) перепадов по высоте 1,8 м и более либо при высоте защитных ограждений менее 1,1 м.

К опасным зонам с возможным воздействием опасных производственных факторов относятся:

- 1) участки территории строящегося здания (сооружения);
- 2) этажи (ярусы) зданий и сооружений, над которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования;
- 3) зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;
- 4) места, над которыми происходит перемещение грузов кранами.

На границах зон с постоянным присутствием опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон с возможным воздействием опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

При обнаружении нарушений требований охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности - прекратить работы и информировать непосредственного руководителя (производителя работ).

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников непосредственные руководители (производители работ) обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

При проведении строительного производства на обособленном участке принятие мер по обеспечению безопасности и охраны труда работников и организации противопожарных мероприятий возлагается на лицо, осуществляющее строительные работы.

13.2 Экологичность

13.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF.

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонаполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

13.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

13.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [9] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 35 кВ подстанции «Шахтаум» стоят два трансформатора ТДНС-10000/35/10. Габариты трансформатора: длина $A=4,27$ м; ширина $B=2,9$ м; высота $H=4,42$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 7,5$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

В соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется

выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе более 2 до 10 т; 1,5 м при массе более 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньшим на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.
[27]

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho} = \frac{7,5}{0,85} = 8,82 \text{ м}^3 \quad (103)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина $A=4,27$ м; ширина $B=2,9$ м; высота $H=4,42$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{\text{МП}} = (A+2*\Delta)*(B+2*\Delta) = (4,27+2*1)*(2,9+2*1) = 30,72 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2*(A+B)*H, \text{ м}^2, \quad (104)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2*(4,27+2,9)*4,42 = 63,38 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = I * t * (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \text{ м}^3, \quad (105)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{\text{БПТ}}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = (30,72 + 63,38) * 0,2 * 1800 = 33878,1 \text{ л} = 33,9 \text{ м}^3.$$

Полный объем маслоприемника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{ м}^3, \quad (106)$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 8,82 + 0,8 \cdot 33,9 = 35,93 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника

$$H_{МП} = h_{ТМ+Н_2О} + h_{Г} + h_{В}$$

где $h_{ТМ+Н_2О}$ – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

$h_{Г}$ – толщина слоя гравия, м;

$h_{В}$ – толщина воздушного промежутка, м.

Определяем толщину слоя трансформаторного масла и воды:

$$h_{ТМ+Н_2О} = \frac{V_{МСБ(ТМ+Н_2О)}}{S_{МП}} = \frac{35,93}{30,72} = 1,16 \text{ м} \quad (107)$$

$$H_{МП} = 1,16 + 0,25 + 0,05 = 1,47 \text{ м}$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь 30,723 м²; объём масла – 8,82 м³; объём маслоприёмника 35,93 м³, глубина маслоприёмника 1,47 м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 14

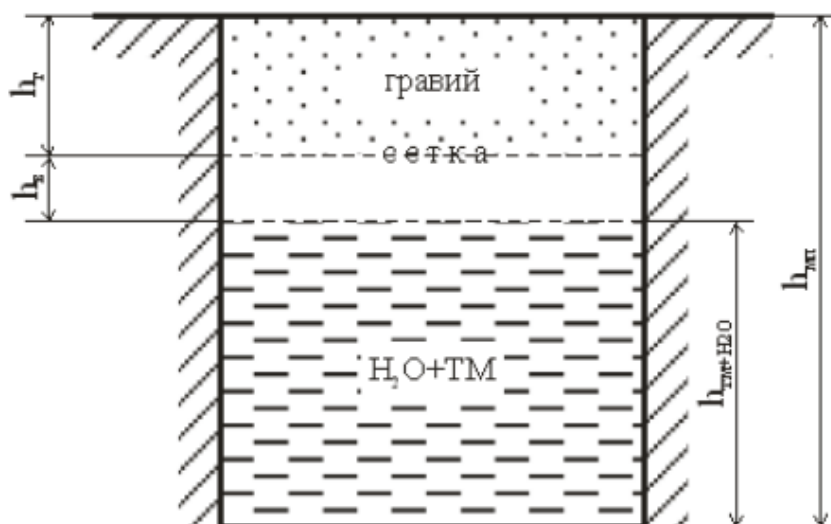


Рисунок 14 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

13.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 35/10 кВ «Шахтаум» находится в 176 метрах от границы жилого дома, поэтому перед установкой трансформатора ТДНС-10000/35/10 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 41 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
1	2	3	4	5	6
2	трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха	10	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов, пансионатам	87

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (108)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (109)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (110)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (111)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 10$ МВ·А, $U_{НОМ} = 35$ кВ, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов корректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 87$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 87}) = 90,01 \text{ дБА}$$

Согласно табл. 1 п. 6.3 СП 51.13330.2011 «Территория, непосредственно прилегающая к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов» составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (90,01 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 71,05 \text{ м}$$

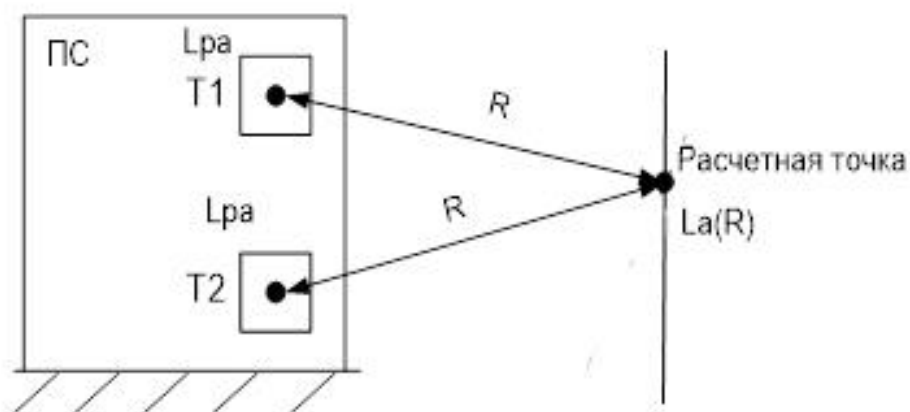


Рисунок 15 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 35/10 кВ «Шахтаум» находится на удалении более 176 метров от близлежащей постройки, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

13.3 Чрезвычайные ситуации

13.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

На территории и в помещениях административных зданий управлений ДЗО (ПЭС), административно-бытовых, производственных и вспомогательных зданий курение разрешается только в специально выделенных местах на открытом воздухе или в изолированных помещениях, которые оборудованы системами вытяжной или приточно-вытяжной вентиляции.

Места для курения устанавливаются ОРД и обозначаются знаками «Место для курения». В других местах курение запрещается.

Курение также запрещается в помещениях складов и баз, на взрывопожароопасных и пожароопасных участках.

На территории и в помещениях указанных объектов на видных местах должны быть установлены знаки пожарной безопасности «Курение табака и пользование открытым огнем запрещено».

Сжигание мусора и отходов на территории объектов ПЭС запрещается.

На территории объекта не разрешается устраивать свалки горючих отходов.

Запрещается на территории объекта оставлять на открытых площадках тару с ЛВЖ и ГЖ, а также баллоны со сжиженными или сжатыми газами.

Не допускается в помещениях с одним эвакуационным выходом одновременное пребывание более 50 человек. При этом в зданиях IV и V степени огнестойкости одновременное пребывание более 50 человек допускается только в помещениях 1-го этажа.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего участка, лаборатории и т.д., но не более сменной потребности. После окончания смены сгораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Неиспользованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических

шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы необходимо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью «Для использованной ветоши» и регулярно удалять для утилизации.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Запрещается демонтировать указанные двери без согласования с проектной организацией.

При наличии на окнах решеток они должны легко сниматься или открываться изнутри помещения без применения инструментов.

Запрещается прокладка проводов и кабелей (за исключением прокладки в стальных трубах) непосредственно по металлическим панелям (со сгораемым полимерным утеплителем), а также установка электрического оборудования щитов и других аппаратов ближе 1 м от указанных конструкций. При прокладке проводов и кабелей через строительные конструкции должны применяться металлические гильзы с обязательным уплотнением несгораемыми материалами.

Запрещается изменять сечение вентиляционных коробов и демонтировать их (без проектных решений), а также герметизировать решетки вентиляционных систем или противодымной защиты.

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

13.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

Электроустановки зданий и сооружений должны соответствовать классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности Ф1.1 с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения.

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций.

Кабели от трансформаторных подстанций резервных источников питания до вводно-распределительных устройств должны прокладываться в отдельных огнестойких каналах или иметь огнезащиту.

Взрывозащищенное электрооборудование допускается использовать в пожароопасных и непожароопасных помещениях, а во взрывоопасных помещениях - при условии соответствия категории и группы взрывоопасной смеси в помещении виду взрывозащиты электрооборудования.

13.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант проектирование системы электроснабжения микрорайона Новый в городе Тында с центром питания подстанции напряжением 35 кВ Шахтаум

Поставленные цель и задачи, в соответствии с которыми были произведены все необходимые расчёты, достигнуты. Каждая конкретная задача рассмотрена и подробно проработана.

В настоящей работе был произведен расчет токов короткого замыкания, в соответствии которыми был осуществлён выбор электрооборудования. Произведен расчет электрических нагрузок возможных потребителей в микрорайоне Новый. Произведено проектирование распределительной сети как 10 так и 0,4 кВ.

Защита ПС Шахтаум от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на конструкциях ОРУ 35 кВ.

Приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на электроэнергетических объектах, рассмотрен расчет маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е. Агафонов, И.В. Бабкин, Б.Е. Берлин. – СПб.: «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.

2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В. Л. Лапин, Н .Л. Пономарев [и др.]. – 4-е изд., перераб. – М.: Высш. шк., 2007. – 335 с.

3 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

4 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.

5 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

6 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

7 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)

8 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.

9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .

10 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков, Т.А. Галушко – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 151 с.

11 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf> . – 25.05.14.

12 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов , Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

13 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

14 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

15 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей

16 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

17 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

18 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

19 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

20 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

21 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

22 Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. – 176с.

23 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

24 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.

25 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2000. – 116 с.

26 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

27 Свод правил Естественное и искусственное освещение, СП 52.13330.2016 введены 08.05.2017, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

28 Свод правил строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2011.

29 Строительные нормы и правила нагрузки и воздействия СП 20.13330.2010.

30 Строительные нормы и правила Строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2010.

31 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. – 320 с.

32 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.

33 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии"

34 РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»