

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ
города Свободный в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

И.А.Кузнецов

Руководитель

(подпись, дата)

Ю.В.Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

(подпись, дата)

Л.А.Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

К выпускной квалификационной работе студента Кузнецова Ивана Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ города Свободный Амурская область в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская.

(утверждено приказом от 13.03.02 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26.06.2025

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): разработка системы низковольтного электроснабжения вновь подключаемых электроприемников, разработка системы электроснабжения 10 кВ для рассматриваемого района, реконструкция ПС 35/10 кВ Южная, рассмотрение вопросов безопасности и экологичности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть на 6 листах формата А1.

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

7. Дата выдачи задания 10.04.2025

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 с., 12 рисунков, 28 таблиц, 42 источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ, ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, И АВТАМАТИКА

В работе исследован район г. Свободного для электроснабжения которого проводится реконструкция системы электроснабжения. Произведён анализ существующей системы электроснабжения, предложено два конкурентно способных варианта реконструкции сети рассматриваемого района улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская.

Целью выпускной квалификационной является реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ города Свободный в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская.

Основу проведённых расчётов составляли материалы преддипломной практики, а также существующая система электроснабжения района города Свободный.

Результаты проделанной работы имеют практическое применение, так как все расчёты были проведены на основании существующей системы электроснабжения города и с перспективой применения во время проведения реконструкции системы электроснабжения.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

ТП – трансформаторная подстанция;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика рассматриваемого района реконструкции сети	10
1.1 Краткое описание города и рассматриваемого района улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	12
2 Характеристика существующей системы электроснабжения части города Свободный	14
2.1 Источники питания части города Свободный и их анализ	14
2.2. Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП в рассматриваемом районе реконструкции	14
3 Расчет электрических нагрузок в районе улиц Матросова-Серова- Новый Быт-Октябрьская	18
3.1 Расчет электрических нагрузок рассматриваемого района реконструкции	18
3.2 Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	21
4 Низковольтное электроснабжение в районе улиц Матросова- Серова-Новый быт - Октябрьская	22
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	22
4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий	22
4.3 Выбор количества и сечений линий	25
4.4 Расчет наружного освещения	29
5 Выбор ТП в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт- Октябрьская.	31
5.1 Расчёт электрических нагрузок ТП	31

5.2	Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	32
5.3	Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	36
6	Разработка вариантов проектирования системы электроснабжения напряжением 10 кВ в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская и их анализ	38
6.1	Выбор оптимального варианта проектирования системы электроснабжения рассматриваемого района	41
6.2	Расчёт потокораспределения и выбор сечения распределительной сети 10 кВ	42
6.3	Определение потерь напряжения электроэнергии в сети 10 кВ	44
7	Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Южная и ТП	46
7.1	Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ на шинах ПС Южная и ТП	47
7.2	Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	52
8	Выбор и проверка оборудования на ТП	57
8.1	Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	57
8.2	Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	59
8.3	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	61
9	Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС 35/10 кв Южная	63
9.1	Выбор и проверка выключателей 10 кВ	63
9.2	Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ	65
9.3	Выбор трансформаторов тока	65
9.4	Выбор трансформаторов напряжения	67
9.5	Выбор и проверка ОПН	69
10	Заземление и молниезащита	72
10.1	Выбор и проверка заземления на РУ 10 кВ	72
10.2	Проверка молниезащиты	74
11	Релейная защита и автоматика	75

11.1 Выбор системы оперативного тока	75
11.2 Виды и типы релейной защиты	75
11.3 Защита линий 10 кВ от ПС Южная	76
11.4 Автоматика	80
12 Безопасность и экологичность	82
12.1 Безопасность	82
12.1.1 Безопасность работников при строительстве линий электропередач	82
12.1.2 Безопасность работников при испытаниях	83
12.1.3 Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП	88
12.1.4 Безопасность работников при реконструкции сети	87
12.2 Экологичность	88
12.2.1 Влияние ПС на атмосферу	88
12.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу	89
12.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	89
12.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора	92
12.3 Чрезвычайные ситуации	94
12.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре	94
12.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам	96
12.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	97
Заключение	99
Библиографический список	100

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос проведения реконструкции системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ города Свободный, которая географически будет проведена в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская, в связи с осуществлением строительства новых объектов инфраструктуры города.

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что реконструкцию сети рассматриваемого района улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская, возможно будет обеспечить по результатам проделанной работы, так как все расчёты были проведены на основании существующей системы электроснабжения города Свободный.

Поэтому целью выпускной квалификационной является реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ города Свободный в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

1. Разработка системы низковольтного электроснабжения вновь подключаемых электроприёмников.
2. Разработка системы электроснабжения 10 кВ для рассматриваемого района.
3. Реконструкция ПС 35/10 кВ Южная.
4. Рассмотрение вопросов безопасности и экологичности.

Объектом исследования в работе выступает система электроснабжения района улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская.

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. Свободный на современном этапе развития национальной экономики, что позволило сделать выводы и определить пути совершенствования системы электроснабжения города и реконструкции рассматриваемого района.

Реконструкция данного участка сети в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская, позволит снизить потери электроэнергии, повысить надёжность электроснабжения и сократить затраты на аварийное обслуживание, что в совокупности обеспечит существенное снижение эксплуатационных расходов и повышение экономической эффективности работы энергосистемы.

Поставленные задачи, будут решаться с помощью свободно распространяемых лицензионных программных обеспечений Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel 2013, Mathcad 15.

Графическая часть настоящей ВКР состоит из 7 листов формата А1.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

1.1. Краткое описание города и рассматриваемого района улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская

В данной работе мы будем рассматривать только часть города, а именно район улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская. В данном районе находится Ф-4 10 кВ от ПС Южная 35/10 кВ в котором расположены следующие потребители, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Потребители электроэнергии в рассматриваемом районе города

Наименование нагрузки	Кол-во одноступенчатых эл. приемников
1	2
Коммунально – бытовые потребители	
Частный дом, коттедж	333
Жилые (многоквартирные) дома	56
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)	
Котельная	1
Производственная база	7
Магазины	11
Аптеки	1
Детский сад	3
Парикмахерские	1
Гаражи	218

Гостиницы	1
Поликлиника, травмпункт	2
Стадион	1

Рассматриваемый район реконструкции находится недалеко от ПС 35/10 кВ Южная, в крайней южной части города и охватывает площадь 8 кварталов (0,45 км²) (рисунок 1).

Основной достопримечательностью данного района является стадион «Торпедо». В соответствии с заявкой МКУ «Стройсервис», а также в связи с поручением президента РФ в данном районе в 2025 году начнётся строительство нового физкультурно-оздоровительного комплекса в районе указанного стадиона. Изменения так же коснутся и самого стадиона, появится поле с искусственным покрытием, беговые дорожки и легкоатлетический сектор. В здании разместится футбольный манеж для тренировок, оборудуют тренажерный зал, залы для борьбы и бокса с местами для зрителей, появятся помещения администрации.



Рисунок 1 – Место расположения потребителей района улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская

Пищеприготовление в данном районе электрическое. Так как в данном районе находятся потребители I, II и III категорий, это значит, что для осуществления надёжного электроснабжения, потребители будут получать электроэнергию от двух источников питания.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В городе Свободный климат холодно умеренный. В зимний период, существует гораздо меньше осадков в Свободный, чем в летний период. Средняя температура воздуха в Свободный является -1.1°C . Среднегодовая норма осадков - 557 мм.

Таблица 2 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
1	2
район по гололеду	III
нормативная стенка гололеда, мм	20
район по ветру	II
низшая температура воздуха, 0С	-39
среднегодовая температура воздуха, 0С	-1.1
высшая температура воздуха, 0С	26.2
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, см	10
глубина промерзания грунтов, м	3.4
сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	289

В соответствии с пунктами 2.5.38-2.5.45 «Климатические условия и нагрузки» Правил устройства электроустановок (7-е издание) рассматриваемый район имеет 2 район по гололеду и по ветровой нагрузке.

Вывод: Данные климатические характеристики необходимы для выбора оборудования при проектировании, которое будет выбираться климатического исполнения типа УХЛ-1.

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

Приведённые климатические характеристики необходимы в работе при выборе соответствующего силового оборудования.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТИ ГОРОДА СВОБОДНЫЙ

2.1 Источники питания части города Свободный и их анализ

Основными центрами питания рассматриваемого района в городе Свободный являются следующие подстанции: Амурская, Свободный, Южная, Восточная, стройдетали, Северная, Базовая, Пера.

Так как рассматриваемый район реконструкции целиком питается от ПС 35/10 кВ Южная, а конкретно от фидера 4 то подробно рассмотрим именно его. Схема данного фидера представлена на рисунке 2.

Данная линия, от которой питаются 7 подстанций в рассматриваемом районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская, протяжённостью 3,7 км, состоит из голого провода АС-50.

Проблема электроснабжения данного района города Свободный заключается в том, что при отключении данной линии, нагрузка ляжет на фидер 11 от ПС Восточная, которая не сможет вытянуть всю мощность, из-за чего страдает в основном III категория электроснабжения потребителей, которые вынуждены ждать завершения ремонта большое количество времени, а также необходимо уделить внимание простому износу ф-4 которому необходима реконструкция с заменой голого провода, так как в перспективе при дальнейшем увеличении численности населения и росте нагрузок, данный фидер не обеспечат требуемого, нормативными документами, качества и надежности электроэнергии.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП в рассматриваемом районе реконструкции

В данном районе застройки устанавливались трансформаторные подстанции различной мощности в зависимости от нагрузки и данных, поданных заявителями при заполнении заявок на технологическое присоединение.

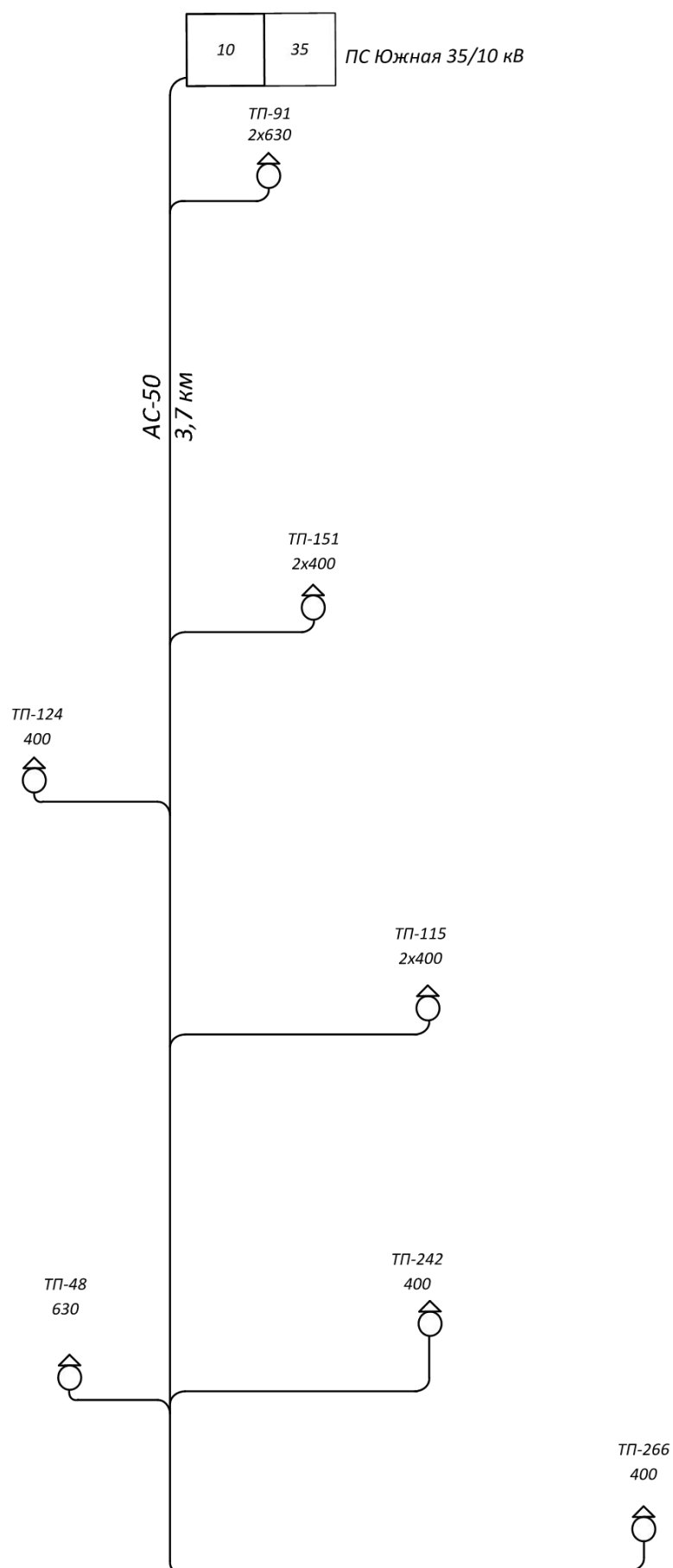


Рисунок 2 – Схема фидера 4 от ПС 35/10 кВ Южная

Конструктивно ТП выполнены как в металлическом корпусе, так и в бетонном корпусе. Перечень ТП и существующие номинальные их мощности представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень ТП подключенных к Ф-4 ВЛ 10 кВ ПС 35/10 кВ Южная

Наименование ТП	Номинальная мощность трансформаторов на ТП, кВА	Фактическая нагрузка трансформаторов на ТП на 2024 год, кВА	Коэффициент нагрузки Кз.ф.
1	2	3	2
91	2х630	1026,2	0,81
115	2х400	684	0,86
151	2х400	662	0,83
124	400	367	0,92
242	400	351	0,88
266	400	361	0,9
48	630	541	0,86

Как видно из таблицы в данном районе разброс величин мощности очень высок, что подтверждается расчётом коэффициента фактической нагрузки силовых трансформаторов.

Фактическая нагрузка силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (1)$$

где $S_{факт}$ – фактическая нагрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{ном. тр.}$ – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

$$K_{з.ф. (91)} = \frac{1260}{2 \cdot 630} = 0,81$$

Полученные расчёты позволяют нам сделать вывод о том, что трансформаторы на ТП чрезмерно загружены и дальнейшее строительство новых объектов или увеличение мощности нынешних будет невозможно осуществить без увеличения мощности ТП [38].

Зная протекающую нагрузку на каждой ТП, найдём общую мощность, которая протекает по данной части фидера.

$$\sum S_{ТП ф4} = \sqrt{\sum P_{ТП}^2 + \sum Q_{ТП}^2} = 3\,714,33 \text{ кВА}$$

Теперь найдём ток:

$$I_{ф4} = \frac{\sum S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{3\,714,33}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 204,5 \text{ А}$$

Тем самым мы подтверждаем вывод о том, что фидер 4, в районе рассматриваемых улиц, выполненный голым проводом АС-50, не пропускает существующие нагрузки, имеет большую вероятность отключения в случае дублирования другого фидера из-за срабатывания МТО и МТЗ.

Вывод: Существующая схема электроснабжения в текущей конфигурации не обеспечивает требуемого уровня надёжности и устойчивости, что выражается в высокой вероятности перерывов в подаче электроэнергии при аварийных ситуациях, перегрузках или плановых отключениях, и не соответствует современным требованиям к бесперебойному энергоснабжению потребителей

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В РАЙОНЕ УЛИЦ МАТРОСОВА-СЕРОВА-НОВЫЙ БЫТ-ОКТЯБРЬСКАЯ

3.1 Расчет электрических нагрузок рассматриваемого района реконструкции

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.

В качестве справочных и нормативных материалов будем использовать РД 34.20.185-94 — Инструкция по расчету электрических нагрузок потребителей, СП 256.1325800.2016 — Здания гостиниц. Правила проектирования систем электроснабжения и СП 31.110-2003 — Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий.

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.

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

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n, \quad (2)$$

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:

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{кв}} + P_{\text{с}}, \quad (3)$$

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

$P_{\text{с}}$ – 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 $P_{\text{с}}$, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{\text{с}} = P_{\text{р.лф.}} + P_{\text{с-т}}$$

(4)

Мощность лифтовых установок $P_{\text{р Лф}}$ определяется по формуле

$$P_{\text{р.лф.}} = K_{\text{с/лф}} * \sum_m P_{\text{лф}i}$$

(5)

где $K_{\text{с/лф}}$ - коэффициент спроса лифтовых установок;

m - число лифтовых установок;

$P_{\text{лф}i}$ - установленная мощность электродвигателя лифта.

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

$$P_{\text{с-т}} = K_{\text{с/лф}} * \sum_n P_{\text{с-т.у.}}$$

(6)

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

В качестве примера, произведём расчёт электрических нагрузок 20 квартирного жилого дома.

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

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{р.лф} + P_{с-т}) \quad (7)$$

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

Тогда:

$$P_{р.ж.д.} = 2,8 \cdot 20 + 0,9 \cdot (0,8 \cdot 9,5 + 0,8 \cdot 9,5) = 58,9 \text{ кВт}$$

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

Для 20 квартирного жилого дома расчётная нагрузка питающих линий от электроприёмников квартир равна:

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 58,9 \cdot 0,2 = 11,8 \text{ кВар}$$

(8)

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{Q_{р.ж.д.}^2 + P_{р.ж.д.}^2} = \sqrt{58,9^2 + 11,8^2} = 60,1 \text{ кВА} \quad (9)$$

Аналогично произведем расчет для всех планируемых объектов.

Экспликация объектов микрорайона приведена в следующей таблице:

Таблица 4 – Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	P_p , кВт	$\operatorname{tg} \varphi$	Q , кВар	S , кВА
1	2	3	4	5	6
Коммунально – бытовые потребители					
Частные дома, коттеджи	121	907,5	0,2	181,5	925,47
Жилые	26	1531,4	0,2	306,28	1561,73

(многоквартирные) дома					
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)					
Котельная	1	26	0,35	9,1	27,55
Производственная база	7	105	0,2	21	107,08
Магазины	11	165	0,34	56,1	174,28
Аптеки	1	15	0,335	5,025	15,82

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Детский сад	3	90	0,4	36	96,93
Парикмахерские	1	15	0,3	4,5	15,66
Гаражи	118	354	0,3	106,2	369,59
Гостиницы	1	30	0,3	9	31,32
Поликлиника, травмпункт	2	80	0,35	28	84,76
Стадион	1	300	0,4	120	323,11

Общая мощность потребителей рассматриваемого участка сети равна 3,7 МВт.

3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников

При реконструкции помимо существующих нагрузок необходимо учитывать и перспективный рост нагрузки, а также замена существующих деревянных опор линий электропередач на железобетонные опоры и увеличение существующего сечения линий. Перспективный рост нагрузки в основном происходит на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ за счет присоединения новых жилых домов или увеличения нагрузки в существующих домах.

Согласно данным о технологическом присоединении, в данном районе, планируется строительство 12 новых коттеджей, а так же увеличение мощности существующих 20 домов частного сектора за счёт их перехода с

твердотопливного отопления на электрическое, а также увеличение мощности стадиона «Торпедо», в связи со строительством ФОК на его территории на 150 кВт, тем самым нас ожидает рост нагрузки в размере:

$$P_{р.ж.д.}=15*12+150+20*7=470 \text{ кВт}$$

4. НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ В РАЙОНЕ УЛИЦ МАТРОСОВА-СЕРОВА-НОВЫЙ БЫТ-ОКТЯБРЬСКАЯ

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. 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.

$$P_{р.л} = P_{зд.мах} * \sum_1^n k_{yi} \quad , \quad (10)$$

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

$P_{з.и}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

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

$$Q_{p.l.} = Q_{зд.max} + \sum_1^n K_{yi} * Q_{зд} \quad (11)$$

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

$Q_{зді}$ – 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 провода №1, питаемого от ТП №124 рисунок 3.

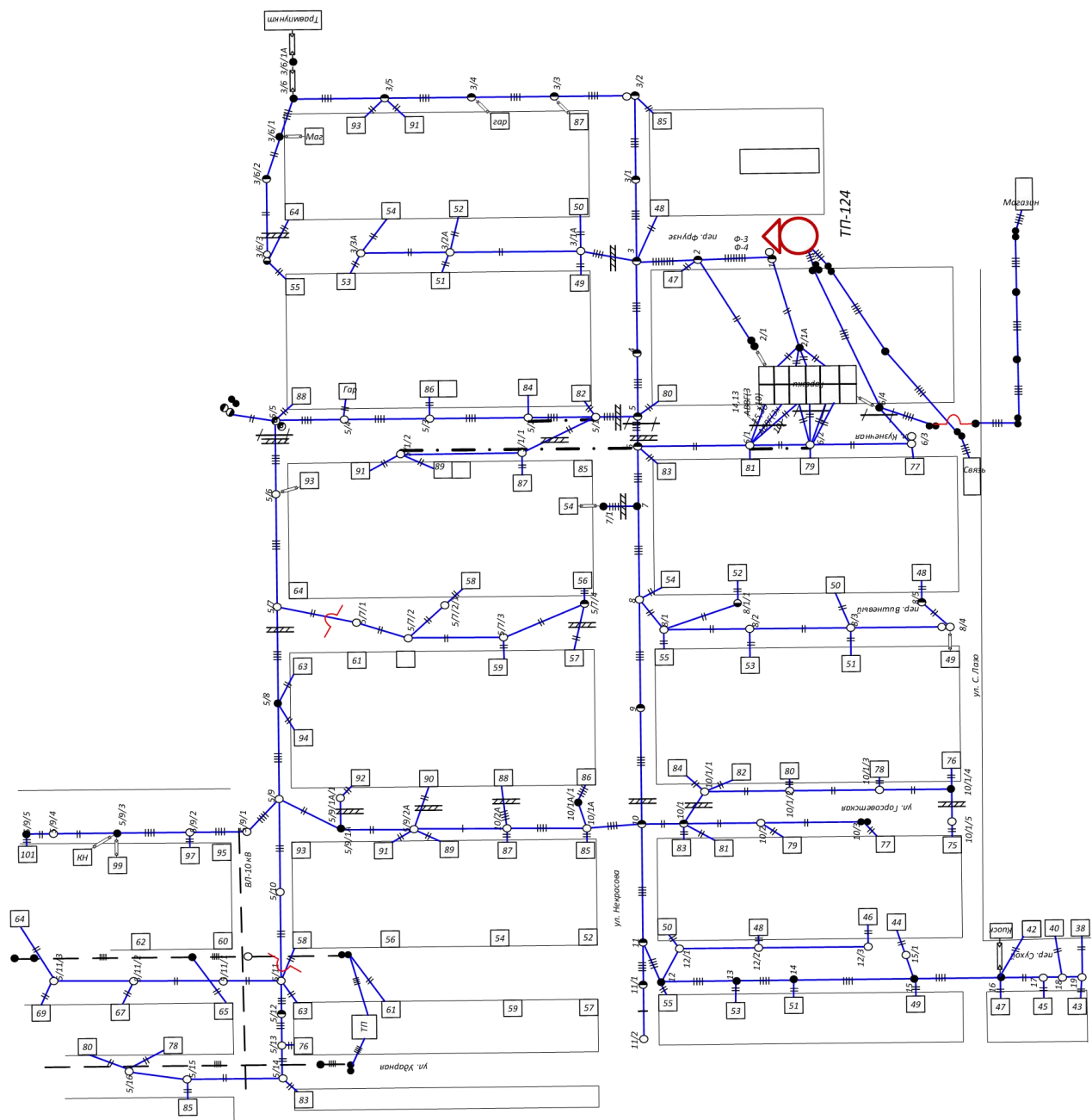


Рисунок 3 – Схема подключения электроприёмников к ТП № 124

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{p.l.} = 7,5 + 17 * 0,6 * 7,5 = 84 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l.} = 1,5 + 17 * 0,6 * 1,5 = 17 \text{ кВар}$$

$$S_{p.l.} = \sqrt{P_{p.l.}^2 + Q_{p.l.}^2} = \sqrt{84^2 + 17^2} = 86 \text{ кВА}$$

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

Таблица 5 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	ТП	№ кабеля	S, кВА
1	2	3	4	5	6
91	1	153,98	151	1	243,88
	2	170,26	124	1	86
	3	146,58		2	226,78
	4	185,06		3	211,655808
115	1	141,22	266	1	257,42
	2	129,38		2	251,7
	3	156,02	48	1	167,622
	4	167,86		2	164,2004
242	1	257,42		3	175,9637
	2	245,1		4	109,02
	3	226,82			
	4	248,71			

4.3 Выбор количества и сечений линий

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

$$I_{p.l.} = \frac{S_{p.l.} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{л}}, \quad (12)$$

где $S_{p.l.}$ – расчетная нагрузка кабеля, кВА $U_{л}$ – 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 провода по условию нагрева $I_{р.л} \leq I_{дл.доп}$, где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения.

Для воздушных линий электропередач 0,4 кВ будем использовать провода СИП 2А. Отличие данного провода от остальных заключается в наличии изолированной несущей нейтрали.

В качестве примера определим расчетный ток для провода №1 питаемой от ТП №124:

$$I_{р.л.} = \frac{86 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 123,8 \text{ А}$$

Принимаем сечение $3 \times 35 + 1 \times 70 + 1 \times 25 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током 240 А.

Для многоквартирных домов, подключенных от ТП 266, 242 и 115, питание будет осуществляться кабельными линиями марки АПвБбШп.

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 и марки проводов и кабелей по остальным линиям приведены в таблице 6.

Выбранное сечение 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 жил, шт. × мм ²	I _{доп} , А	R, Ом/км	X, Ом/км
1	2	3	4	5	6	7	8
91	1	153,98	222,5	3x70+1x95+1x16	240	0,568	0,443
	2	170,26	246,0	3x95+1x50+1x16	300	0,411	0,32
	3	146,58	211,8	3x70+1x95+1x16	240	0,568	0,443
	4	185,06	267,4	3x95+1x50+1x16	300	0,411	0,32
115	1	141,22	204,1	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	129,38	187,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	156,02	225,5	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	4	167,86	242,6	3x185+1x95	382	0.17	0.06
242	1	257,42	372,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	245,1	354,2	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	226,82	327,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	4	248,71	359,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
151	1	243,88	352,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
124	1	86	124,3	3x70+1x95+1x16	240	0,568	0,443
	2	226,78	327,7	3x120+1x50+1x16	340	0,325	0,253
	3	211,65	305,9	3x120+1x50+1x16	340	0,325	0,253
266	1	257,42	372,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	251,7	363,7	3x185+1x95	382	0.17	0.06
48	1	167,622	242,2	3x95+1x50+1x16	300	0,411	0,32
	2	164,2004	237,3	3x70+1x95+1x16	240	0,568	0,443
	3	175,9637	254,3	3x95+1x50+1x16	300	0,411	0,32
	4	109,02	157,5	3x70+1x95+1x16	240	0,568	0,443

Потеря напряжения на участке линии определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (13)$$

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.

В качестве примера рассчитаем потерю напряжения на ТП №124 линии 1:

$$\Delta U_{\text{ТП124-вл1}} = \frac{124,3 \cdot 0,15 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,568 \cdot 0,98 + 0,443 \cdot 0,196) \cdot 100\% = 3,1 \%$$

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
91	1	3,07	151	1	1,15
	2	0,94	124	1	1,31
	3	0,61		2	0,17
	4	1,05		3	0,25
115	1	1,15	266	1	0,33
	2	1,31		2	0,05
	3	3,07	48	1	1,81
	4	1,61		2	0,24
242	1	2,03		3	0,25
	2	1,61		4	0,37
	3	1,15			
	4	0,61			

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 светодиодный уличный консольный светильник Feron SP3034 6400K 230 В с мощностью, согласно техническому паспорту завода изготовителя 80 Вт.

Данный вид светильников нашёл своё широкое применение именно в качестве уличного освещения.

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

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{уд}} \cdot l, \quad (14)$$

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

l — длина проезжей части, км.

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

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 8.

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

Название улицы	l , км	$P_{\text{уд}}$, кВт/км	$P_{\text{осв}}$, кВт	$Q_{\text{осв}}$, кВар	$S_{\text{осв}}$, кВА
1	2	3	4	5	6
Ул. Серова	0,841	10	8,41	1,68	8,58

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
Ул. Новый быт	0,431	10	4,31	0,86	4,40
Ул. Октябрьская	0,842	10	8,42	1,68	8,59
Ул. Матросовая	0,432	10	4,32	0,86	4,41
Ул. Орджоникидзе	0,842	10	8,42	1,68	8,59
Ул. Некрасова	0,431	10	4,31	0,86	4,40
Пер. Тетральный	0,238	10	2,38	0,48	2,43
Ул. Лазо	0,839	10	8,39	1,68	8,56
Ул. Ситникова	0,418	10	4,18	0,84	4,26
Всего:			53,14	10,63	54,19

5. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ В РАЙОНЕ УЛИЦ МАТРОСОВА-СЕРОВА-НОВЫЙ БЫТ-ОКТЯБРЬСКАЯ

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 – Категорийность электроприёмников подключенных к ТП

Наименование	n	S кВА	Категория электроснабжения
1	2	3	4
ТП № 91			
Частные дома	4	34,7	III
Производственные базы	4	97,1	III
Гаражи	42	157,1	III
Магазины	3	69,1	III
Жилые дома	6	301,4	II
ИТОГО по ТП № 91	655,9		
ТП № 115			
Жилые дома	15	594,5	II
ИТОГО по ТП № 115	594,5		
ТП № 151			
Магазины	4	88,7	III
Гостиница	1	31,32	III
Частные дома	21	273	III
Производственные базы	2	88,1	III
Жилые дома	6	384,7	II
Котельная	1	27,55	II
Поликлиника, травмпункт	1	84,76	I
ИТОГО по ТП № 151	978,05		
ТП № 124			
Частные дома	35	229,6	III

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Магазин	1	14,3	III
ИТОГО по ТП № 124	243,9		
ТП № 242			
Жилые дома	13	524,4	II
ИТОГО по ТП № 242	524,4		
ТП № 266			
Жилые дома	6	436,12	II
Детский сад	1	73	II
ИТОГО по ТП № 266	509,12		
ТП № 48			
Стадион «Торпедо»	1	450	II
Гаражи	10	34,5	III
Частные дома	24	132,3	III
ИТОГО по ТП № 48	616,8		
ИТОГО	4 122,7		

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 городов применяются одно и двухтрансформаторные подстанции городского типа.

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:

$$S_{ТП1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (15)$$

Тогда для ТП 91 мощность будет равна:

$$S_{ТП1} = \frac{655,9}{2 \cdot 0,7} = 468,5 \text{ кВА},$$

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 однотрансформаторных 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.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме. В качестве примера рассчитаем коэффициент загрузки для ТП №91:

$$K_{Знорм} = \frac{S_p}{S_{НОМТП} \cdot N_{ТП}}; \quad (16)$$

$$K_{з.норм.} = \frac{655,9}{2 \cdot 630} = 0,52$$

$$K_{зпа} = \frac{S_p}{S_{НОМТП} \cdot (N_{ТП} - 1)}, \quad (17)$$

$$K_{з.ПА.} = \frac{655,9}{1 \cdot 630} = 1,02 \leq 1,04$$

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 _{р.} кВА	K _з норм	K _з ПА
1	2	3	4	5
ТП 91	2хТМГ-630	655,9	0,52	1,04
ТП 115	2хТМГ-630	594,5	0,47	0,94
ТП 151	2хТМГ-1000	978,05	0,49	0,98
ТП 124	2хТМГ-250	243,9	0,49	0,98
ТП 242	2хТМГ-400	524,4	0,66	1,31
ТП 266	2хТМГ-400	509,12	0,64	1,27
ТП 48	2хТМГ-630	616,8	0,49	0,98

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

Марка	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	U _к , %	I _х , %
1	2	3	4	5
ТМГ - 630/10	1,16	7,6	5,5	0,8
ТМГ - 1000/10	1,6	10,8	5,5	0,75
ТМГ - 400/10	0,8	5,5	4,5	1,6
ТМГ - 250/10	1	1	4,5	0,45

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:

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

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (19)$$

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

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

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

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

$S_{трном}$ — номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 91:

$$\Delta P_T = 2 \cdot 1,16 + \frac{1}{2} \cdot 7,6 \cdot \left(\frac{655,9}{630} \right)^2 = 10,1 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{5,5 \cdot 655,9^2}{100 \cdot 630} + 0,5 \cdot \frac{0,8 \cdot 630}{100} = 144,7 \text{ кВар}$$

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

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

Рассчитанные полные нагрузочные 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 91	10,1	144,7	675,9
ТП 115	4,61	55,04	614,5
ТП 151	8,56	110,17	998,05
ТП 124	6,49	102,73	263,9
ТП 242	6,18	75,93	544,4
ТП 266	7,69	100,4	529,12
ТП 48	5,97	61,34	675,9

5.3 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

Для электроснабжения жилого микрорайона предусматривается строительство трансформаторных подстанций - ТП расчетной мощностью от 250 кВА до 1000 кВА.

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 10 В, 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 250 кВА в герметичном исполнении с естественной циркуляцией масла.

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.

6. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ В РАЙОНЕ УЛИЦ МАТРОСОВА-СЕРОВА-НОВЫЙ БЫТ-ОКТЯБРЬСКАЯ 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 III, II и I категории. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию от двух источников питания.

Петля включает в себя ТП 91, 115, 151, 124, 242, 266 и 48.

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение лучевой схемы.

Разделим часть потребителей на 2 фидера, тогда получим:

Фидер 1 будет включать в себя ТП: 91, 151 и 266.

Фидер 2 будет включать в себя ТП: 48, 242, 115 и 124.

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

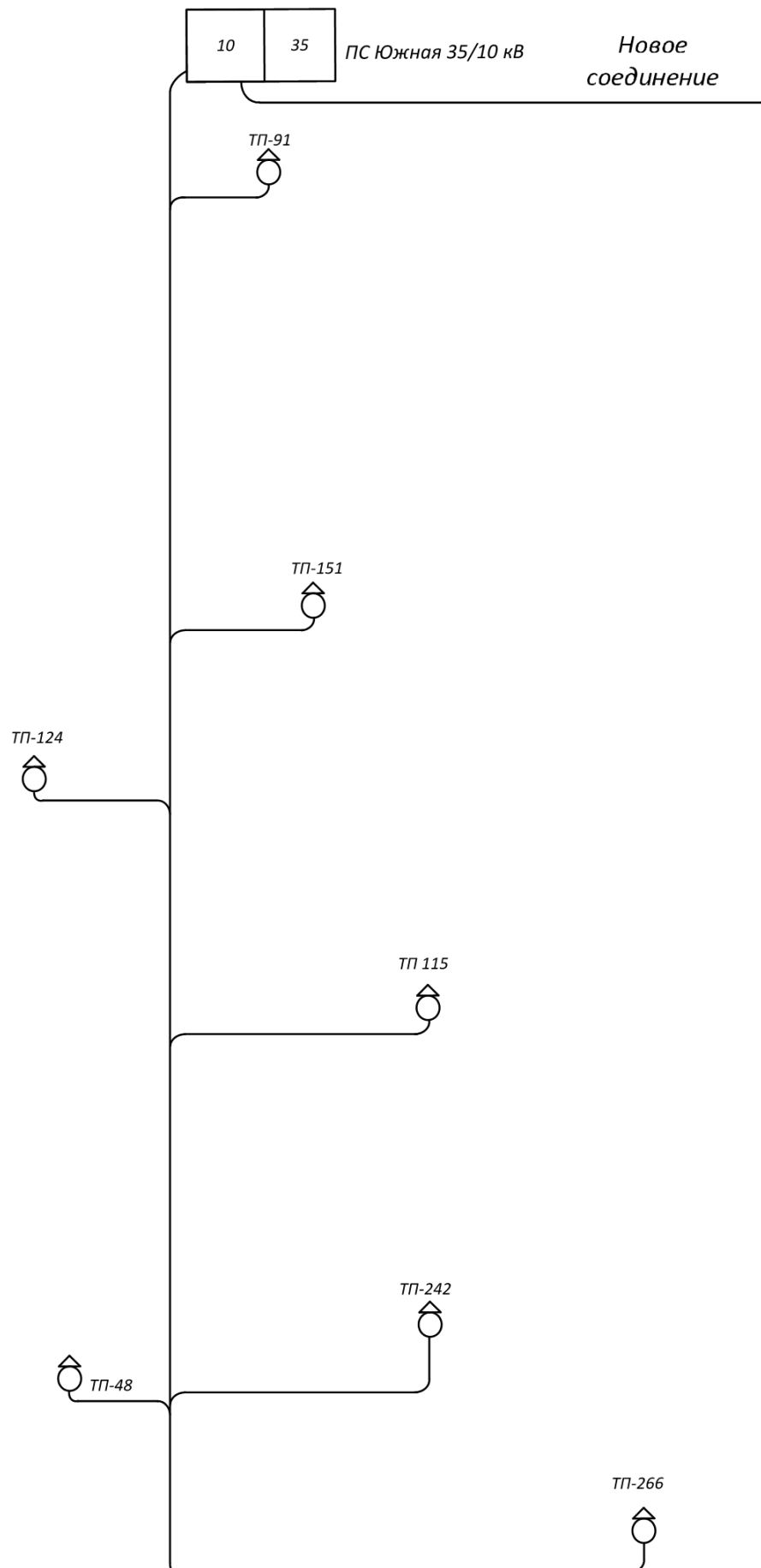


Рисунок 4 – Первый вариант конфигурации сети

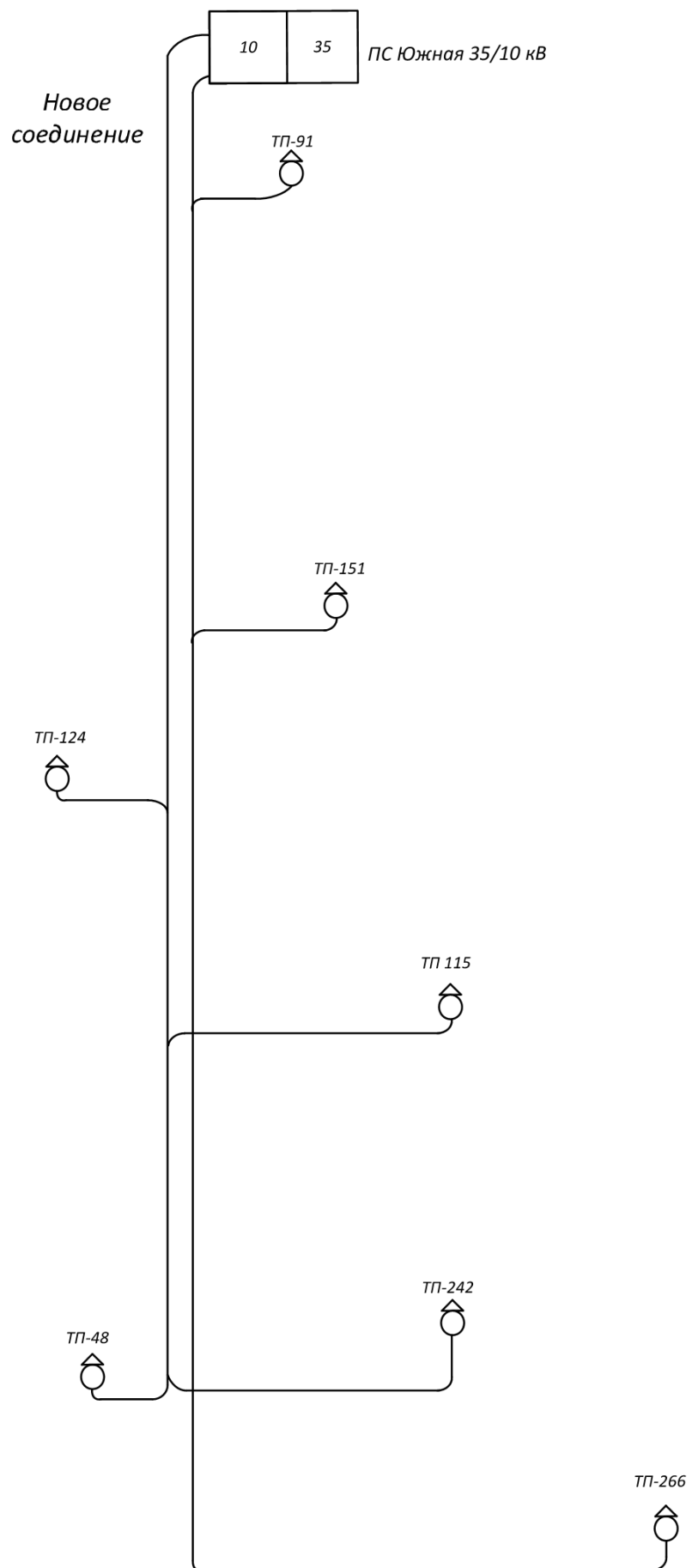


Рисунок 5 – Второй вариант конфигурации сети

6.1 Выбор оптимального варианта проектирования системы электроснабжения рассматриваемого района

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.

Капитальные вложения в выключатели 10 кВ для вариантов сети 10 кВ рассчитываются по имеющейся формуле:

$$K_{\text{выкл}} = C_{\text{выкл}} * N_{\text{выкл}}$$

$$K_{\text{выкл}} = 4 * 450 = 1800 \text{ тыс.руб.}$$

где $N_{\text{выкл}}$ - количество использованных ячеек выключателей на ПС 35/10 кВ Южная, 4 шт;

$C_{\text{выкл}}$ - стоимость вакуумных выключателей 10 кВ без учёта монтажа, 450 тыс. руб./шт.

Капитальные вложения в линии 10 кВ для вариантов сети 10 кВ рассчитываются по имеющейся формуле:

$$K_{\text{лин}} = L_{\text{лин}} * C_{\text{лин}}$$

$$K_{\text{лин}1} = 15,8 * 1045 = 16511 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\text{лин}2} = 7,1 * 1045 = 74195 \text{ тыс. руб.}$$

где $L_{\text{лин}}$ - протяженность линий сечением 1х70 мм², км

где $C_{\text{лин}}$ - стоимость провода сечением 1х70 мм²

Упрощённо допускается принимать оптимальную конфигурацию по приведенным затратам на сооружение и эксплуатацию сети:

$$З = E * K + И = E * (K_{\text{лин}} + K_{\text{выкл}}) + (A_{\text{лин}} * K_{\text{лин}} + A_{\text{выкл}} * K_{\text{выкл}}) + C_0 * W_{\text{лин}}$$

где $З$ – сумма дисконтированных затрат равная 0,01

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание
 $A_{\text{выкл}} = 5,9\%$, $A_{\text{лин}} = 0,4\%$.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$З_1 = 7408,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_2 = 6094,8 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 18%, поэтому выбираем второй вариант.

6.2. Расчёт потокораспределения и выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Для правильной работы схемы необходимо посчитать потокораспределение на данном участке схемы. В сетях 10 кВ в нормальных режимах работы необходимо обеспечение экономически целесообразного режима, соответствующего режиму минимума потерь электроэнергии или близкого к нему. Такое потокораспределение в сетях определяется при учете только активных сопротивлений линий. Точки деления в сетях выбираются на основании определения экономически целесообразного потокораспределения. Приводится общая упрощенная схема для нахождения точек потокоораздела.

В соответствии с рисунком 6, по выбранной конфигурации сети, построим схему потокораспределения изображённую на рисунке 7.

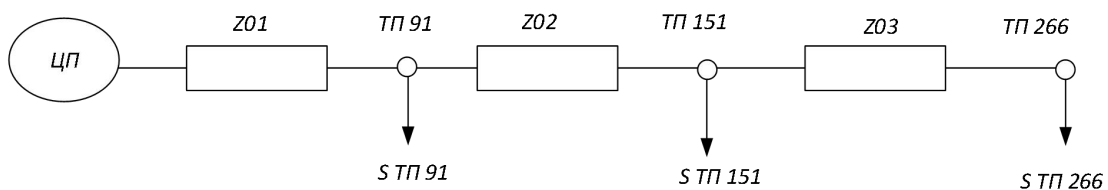


Рисунок 6 – Общая схема сети

Схема сети и исходные данные для нахождения потокоораздела приводятся на рисунке 7.

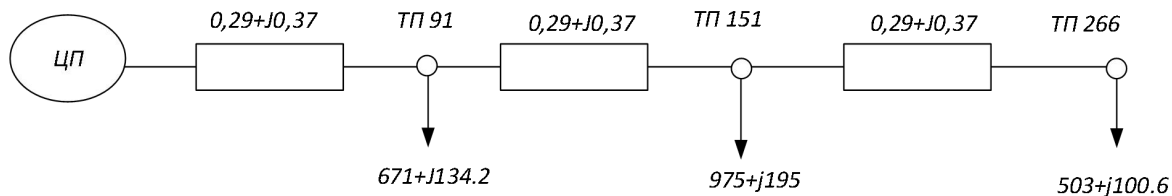


Рисунок 7 – Схема линии с исходными данными

1. Находим полные мощности на каждой ТП:

$$S_{ТП91}=671+j134.2=\sqrt{671^2+134.2^2}=675.9 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП151}=975+j195=\sqrt{975^2+195^2}=998,05 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП266}=671+j134.2=\sqrt{503^2+100,6^2}=529,12 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП91-ТП151}=675,9+998,05=1527,2 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП91-ТП266}=675,9+998,05+529,12=2203,07 \text{ кВА}$$

2. Определим токи по участкам:

$$I_{рЦП-ТП91}=\frac{2203,07}{10*\sqrt{3}}=127,3 \text{ А}$$

$$I_{рТП91-ТП151}=\frac{1527,2}{10*\sqrt{3}}=88,3 \text{ А}$$

$$I_{рТП151-ТП266}=\frac{529,12}{10*\sqrt{3}}=30,6 \text{ А}$$

Аналогично находим расчётные мощности и токи на другом фидере, который включает в себя ТП: 48, 242, 115 и 124.

На основании полученных данных произведём выбор сечения распределительной сети 10 кВ и сведём все полученные результаты в таблицу.

Для обеспечения соответствующего уровня надежности работы ВЛ 10 кВ СИП по условиям механической прочности провода в зависимости от климатических условий, где:

- на магистрали ВЛ принимаем сечение провода не менее 70 мм²;
- на ответвлении от магистрали ВЛ не менее 50 мм².

Так как нагрузка сравнительно небольшая для магистральных участков и для ответвлений выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением $1 \times 70 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током $I_{\text{дл.доп}} = 240 \text{ А}$.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Выбранные сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	Идоп, А	Ip, А	Стп, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
фидер 1								
ПС	ТП 91	0,7	1x70	0,29	0,37	240	127,3	2203,07
ТП 91	ТП 151	1,2	1x70	0,29	0,37	240	88,3	1527,2
ТП 151	ТП 266	1,7	1x70	0,29	0,37	240	30,6	529,12
фидер 2								
ПС	ТП 124	2,1	1x70	0,29	0,37	240	121,3	2098,7
ТП 124	ТП 115	0,4	1x70	0,29	0,37	240	106,1	1834,8
ТП 115	ТП 242	0,9	1x70	0,29	0,37	240	70,5	1220,3
ТП 242	ТП 48	0,1	1x70	0,29	0,37	240	39,1	675,9

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:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (24)$$

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 второго варианта для участка 1-2 фидера 1:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 127,3 \cdot 0,7}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,29 \cdot 0,98 + 0,37 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 4,2\% \quad (25)$$

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

Таблица 14 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	ΔU , %
1	2	3	4
Фидер 1			
ПС	ТП 91	0,7	0,5
ТП 91	ТП 151	1,2	0,6
ТП 151	ТП 266	1,7	0,3
Фидер 2			
ПС	ТП 124	2,1	1,4
ТП 124	ТП 115	0,4	0,23
ТП 115	ТП 242	0,9	0,4
ТП 242	ТП 48	0,1	0,02

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ПС ЮЖНАЯ 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 Южная
- 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 Южная 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 9 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: $U_1=10,5$ кВ

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

Определяем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,8 \text{ кА}$$

(30)

$$X_{с*} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{кз}}$$

(31)

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3,4} = 0,49 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (32)$$

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

L - длина линии, км,;

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

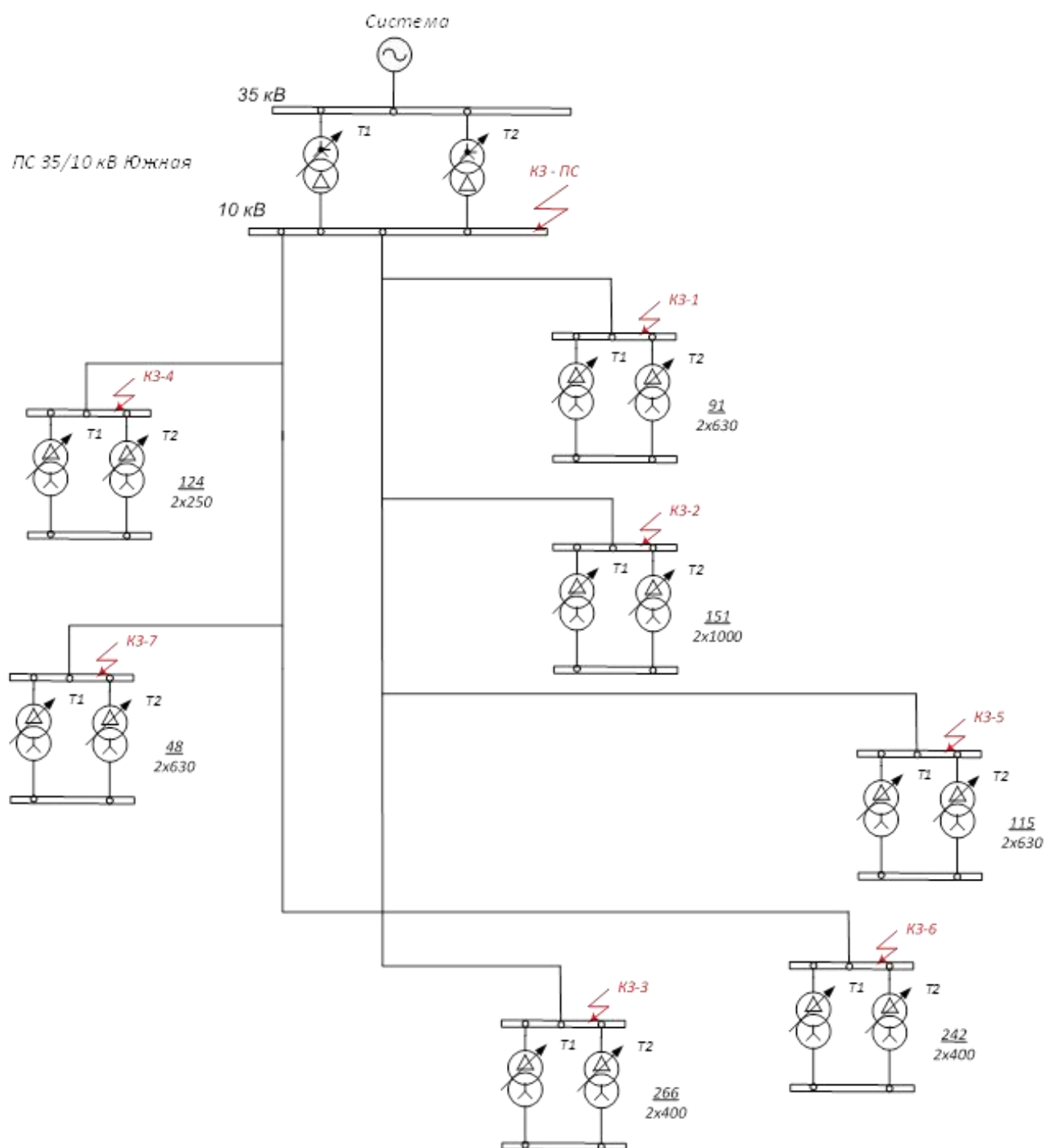


Рисунок 8 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

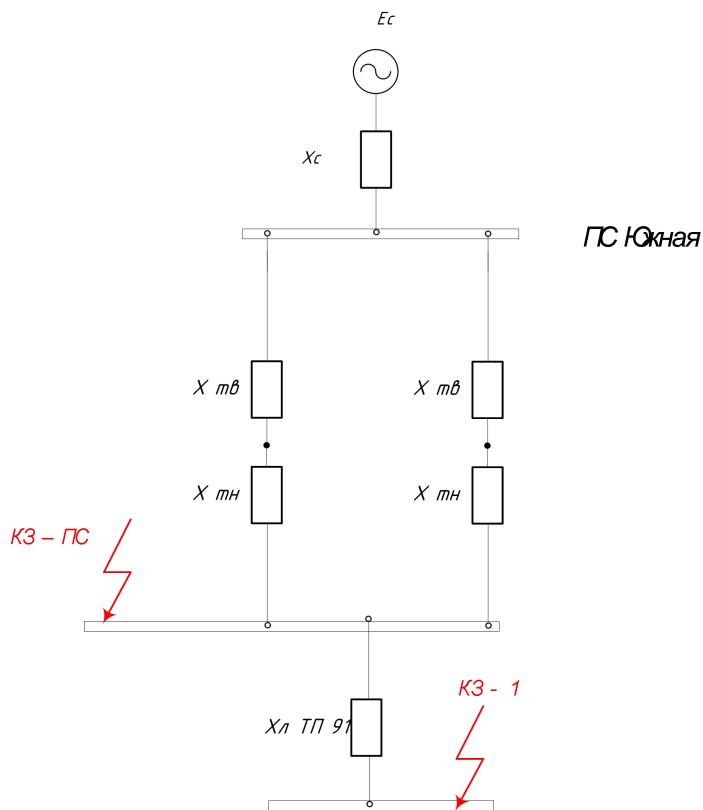


Рисунок 9 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_T = 0.5 * \frac{U_k\%}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}},$$

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:

$$I_{поi}^{(3)} = \frac{E^*}{X_{i*}} \cdot I_6, \text{ кА}, \quad (33)$$

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:

$$i_{yDi} = \sqrt{2} I_{поi} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_{ai}}} \right), \text{ кА}, \quad (34)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega \cdot R_\Sigma}, \text{ с}, \quad (35)$$

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

ω – угловая частота.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

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

Сопротивление линий до ТП 91:

$$X_{\text{ВЛ ТП 91}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,37 \cdot 0,7 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,1 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно таблице 15 до каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 15 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

№ точки КЗ	ТП	$X_{\text{л}}, \text{о.е.}$
1	2	4
1	ТП 91	0,23
2	ТП 151	0,4
3	ТП 266	0,57
4	ТП 124	0,7
5	ТП 115	0,13
6	ТП 242	0,3
7	ТП 48	0,03

Сопротивление трансформатора на ПС Южная:

Два трансформатора типа:

ТД – 16000/35/10

ТДНС-16000/35/10

Напряжение короткого замыкания:

$$X_T = 0.5 * \frac{U_k\%}{100} * \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0.5 * \frac{8}{100} * \frac{100}{16} = 0.25 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1.1:

$$X_I = \frac{x_{T1} * x_{T1}}{x_{T1} + x_{T1}} = 0,125 \text{ о.е.} \quad (36)$$

$$X_{кз1} = X_{c1} + X_I = 0,615 \text{ о.е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{по}^3 = \frac{1}{0,615} * 5,8 = 9,43 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 9,43 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}} \right) = 13,3 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{по} = \sqrt{2} * 9,43 = 13,3 \text{ кА}$$

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]:

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + T_a, \quad (37)$$

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

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{по}^2 (\Delta t_{откл.выкл.} + T_a) \quad (38)$$

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

$$B_{\text{к.расч}} = 9,43^2 \cdot (0.055 + 0.000284) = 4,92 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}^3$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{а}}$, кА	$B_{\text{к}}$, Ка*С
1	2	3	4	5	6
ПС Южная	ПС Южная	9,43	18,48	13,202	4,92
1	ТП 91	6,8	13,33	9,52	2,6
2	ТП 151	5,7	11,2	7,98	1,8
3	ТП 266	4,9	9,6	6,86	1,3
4	ТП 124	4,4	8,6	6,16	1,1
5	ТП 115	7,7	15,1	10,78	3,3
6	ТП 242	6,3	12,35	8,82	2,2
7	ТП 48	8,9	17,4	12,46	4,4

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 1, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1.

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

Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам:

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T, \text{ном}}} \right)^2 \frac{U_{\text{HH, ном}}^2}{S_{T, \text{ном}}} \cdot 10^4}; \quad (43)$$

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

Сопротивление трансформаторов ТП 1 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 7,6}{630}\right)^2 \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^{-4}} = 16.851 \text{ Ом}$$

$$r_T = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3.06 \text{ Ом}$$

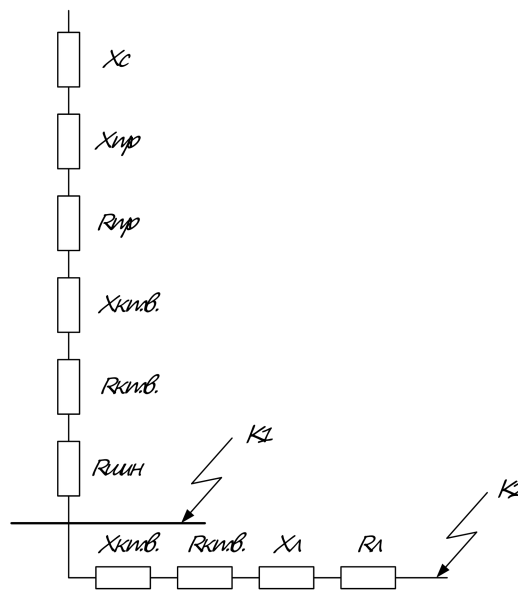


Рисунок 10 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3 \quad (45)$$

$$X_C = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 10,9 \cdot 10,5} \cdot 10^{-3} = 0.8 \text{ Ом}$$

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

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

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке K1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{k1}=r_{тр}+r_{шин}+r_{кв}+r_{конт}=3,06+0,004+0,41+0,0024= 3.1 \text{ Ом}$$

$$x_{k1}=X_c+X_{тр}+X_{кв}=0,13+0,8+16,851= 17.8 \text{ Ом}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

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

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3.1^2 + 17.8^2}} = 5.8 \text{ кА}$$

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

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3.1^2 + 15.85^2) + 17.8^2}} = 3.4 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} I_{\text{ПОК1max}} k_{\text{уд}}, \quad (48)$$

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

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1max}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 5.8 = 8.07 \text{ кА}$$

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

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

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

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

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

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

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

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

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

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

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

$$I_{\text{удК1}}^1 = \sqrt{2} * I_{\text{П0К1max}} * K_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 8.07 * 1.56 = 12.6 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 17.

Таблица 17 – 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 91	1,49	0,52	2,09	2,33	1,82	3,26
ТП 151	2,91	1,02	4,08	4,55	9,87	6,36
ТП 266	4,41	1,54	6,17	6,87	6,31	9,62
ТП 124	5,77	2,02	8,07	9,00	4,75	12,60
ТП 115	1,34	0,47	1,87	2,09	7,1	2,92
ТП 242	2,87	1,00	4,02	4,48	8,4	6,27
ТП 48	4,36	1,53	6,10	6,80	4,51	9,52

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	Π0max, кА	Π0min, кА	іуд, кА	$I_{Π0max}^{(1)}$, кА	$I_{Π0min}^{(1)}$, кА	$I_{уд}^{(1)}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 91	1	3.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	2.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	4.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
	4	3.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
ТП 115	1	2.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
	2	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	3	3.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
	4	4.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
ТП 242	1	2.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
	2	3.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	3	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	4	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
ТП 48	1	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
	2	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	3	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
	4	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
ТП 124	1	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
	2	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
	3	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
ТП 151	1	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
ТП 266	1	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
	2	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66

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: $I_{рмах} \leq I_{ном}$;

Проверка плавких вставок предохранителей выполняется по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (49)$$

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

$$I_{т.ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (50)$$

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

Произведем выбор предохранителя на ТП 91.

Номинальный ток трансформатора ТМГ-630:

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

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-10-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 ($I_{ном.о} = 34,5 \text{ кА}$ для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

—току плавкой вставки:

$$I_{п.в} \geq 2 \cdot I_{т.ном}, 80 \text{ А} \geq 69,36 \text{ А},$$

— номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.мах}, 31,5 \text{ кА} > 2,91 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{ном}, А$	$I_{откл}, кА$	$2 \cdot I_{т.ном}, А$	$I_{п0}, кА$
1	2	3	4	5	6
ТП 91	ПКТ-103-6-80-31,5-У3	80	10	69,36	2,91
ТП 151	ПКТ-103-6-80-31,5-У3	80	10	69,36	4,41
ТП 266	ПКТ-103-6-80-31,5-У3	80	10	77,9	5,77
ТП 124	ПКТ-103-6-80-31,5-У3	80	10	27,53	1,34
ТП 115	ПКТ-103-6-80-31,5-У3	80	10	44,04	2,87
ТП 242	ПКТ-103-6-80-31,5-У3	80	10	44,04	4,36
ТП 48	ПКТ-103-6-80-31,5-У3	80	10	69,36	2,91

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:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (51)$$

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:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп} \quad (52)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I^{(3)}_{\text{по}} \leq I_{\text{отк}} \quad (53)$$

Таблица 20 – 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 91	1	153,98	222,5	250	ПН–2 –250
	2	170,26	246	250	ПН–2 –250
	3	146,58	211,8	250	ПН–2 –250
	4	185,06	267,4	400	ПН–2 –400
ТП 115	1	141,22	204,1	250	ПН–2 –250
	2	129,38	187	250	ПН–2 –250
	3	156,02	225,5	250	ПН–2 –250
	4	167,86	242,6	250	ПН–2 –250
ТП 242	1	257,42	372	400	ПН–2 –400
	2	245,1	354,2	400	ПН–2 –400
	3	226,82	327,8	400	ПН–2 –400
	4	248,71	359,4	400	ПН–2 –400
ТП 48	1	167,622	242,2	250	ПН–2 –250
	2	164,2004	237,3	250	ПН–2 –250
	3	175,9637	254,3	400	ПН–2 –400
	4	109,02	157,5	250	ПН–2 –250
ТП 124	1	86	124,3	250	ПН–2 –250
	2	226,78	327,7	400	ПН–2 –400
	3	211,65	305,9	400	ПН–2 –400
ТП 151	1	243,88	352,4	400	ПН–2 –400
ТП 266	1	257,42	372	400	ПН–2 –400

	2	251,7	363,7	400	ПН-2 –400
--	---	-------	-------	-----	-----------

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (54)$$

Для примера, проверим предохранитель на линии 1:

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

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

Длительно допустимый ток защищаемой линии $I_{дл.доп}=352,4 \text{ А}$.

Токи КЗ $I_{по}=5,89 \text{ кА}$

По согласованию с сечением проводника: $400 > 352,4 \text{ А}$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $40 > 5,89$

8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

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

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (55)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на отходящем проводе ТП 151 расчётный ток составляет 352,4 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:

$$I_{отк} = 32 \text{ кА}, I_{ср \text{ расц}} = 400 \text{ А}. \text{ Токи КЗ } I_{по}=5,89 \text{ кА}$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $32 > 5,89 \text{ кА}$

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

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу 21.

Таблица 21- Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ линии	I, А	$I_{\text{ном. расц, А}}$	Марка выключателя
1	2	4	5	6
ТП 91	1	222,5	320	BA57-39-344730-320A
	2	246	320	BA57-39-344730-320A
	3	211,8	320	BA57-39-344730-320A
	4	267,4	320	BA57-39-344730-320A

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5
ТП 115	1	204,1	320	BA57-39-344730-320A
	2	187	320	BA57-39-344730-320A
	3	225,5	320	BA57-39-344730-320A
	4	242,6	320	BA57-39-344730-320A
ТП 242	1	372	400	BA57-39-344730-400A
	2	354,2	400	BA57-39-344730-400A
	3	327,8	400	BA57-39-344730-400A
	4	359,4	400	BA57-39-344730-400A
ТП 48	1	242,2	320	BA57-39-344730-320A
	2	237,3	320	BA57-39-344730-320A
	3	254,3	320	BA57-39-344730-320A
	4	157,5	320	BA57-39-344730-320A
ТП 124	1	124,3	320	BA57-39-344730-320A
	2	327,7	400	BA57-39-344730-400A
	3	305,9	320	BA57-39-344730-320A
ТП 151	1	352,4	400	BA57-39-344730-400A
ТП 266	1	372	400	BA57-39-344730-400A
	2	363,7	400	BA57-39-344730-400A

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ПС 35/10 КВ ЮЖНАЯ

В связи с тем, что для реконструкции системы электроснабжения, рассматриваемого в районе улиц Матросова-Серова-Новый Быт-Октябрьская города Свободный был выбран Ф-4 ПС 35/10 кВ Южная, то выбор и проверка электрооборудования проводилась именно для него.

9.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Произведем проверку выключателя на ПС Южная для данной линии 10 кВ питающей выбранный для расчета участок.

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

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (56)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (57)$$

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

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (58)$$

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

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (59)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

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

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \frac{\beta_n}{100} I_{\text{откл}}; \quad (60)$$

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

Принимаем $\beta_n = 40$;

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

Принимаем $I_{\text{откл}} = 32$ кА.

Таблица 22 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ- 10-50/2000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_{\text{уст}}$ $U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000$ А	$I_{\text{раб}} = 127,3$ А	$I_{\text{раб.мах}}$ $I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл,ном}} = 31,5$ кА	$I_{\text{по}} = 9,43$ кА	$I_{n,\tau}$ $I_{\text{откл,ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 50$ кА	$I_a = 13,2$ кА	$I_{n,0}$ $I_{\text{вкл}}$

$I_{вкл}=50 \text{ кА}$	$I_a=13,2 \text{ кА}$	$i_{уд} \quad i_{вкл}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд}=18,5 \text{ кА}$	$I_{п,0} \quad I_{дин}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд}=18,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \quad i_{дин}$
$I_{тер}^2 \quad t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k=4,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \quad I_{тер}^2 \quad t_{тер}$

По данным сравнения, выключатель марки серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/2000, установленный на стороне 10 кВ, не требует замены.

9.2 Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

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.

Так же произведём проверку по термической устойчивости данного выключателя:

$$B_k = 9,43^2 \cdot (0,055 + 0,008) = 4,92 \text{ кА}^2\text{с}$$

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. Проверка и выбор секционного выключателя аналогичен выбору и проверке выключателя на вводе, соответственно в качестве секционного выключателя оставляем выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ- 10-20/1000.

9.3 Выбор трансформаторов тока

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:

$$Z_H = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_K, \text{ Ом} \quad (61)$$

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:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S}{I_H^2}, \text{ Ом}, \quad (62)$$

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:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом}, \quad (63)$$

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 6 кВ, перечислены в таблице 23.

Таблица 23 - 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 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{МАХ}} = 127,3 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T t_T$
$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} \leq Z_{2\text{ном}}$

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

9.4 Выбор трансформаторов напряжения

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 0,2S.

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 25.

Таблица 25 - 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	Меркур ий 230	2,4	2	0,38	0,92 5	4	19	46
Счетчик РЭ								
Сумма							39	46

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (64)$$

$$S_p = \sqrt{39^2 + 46^2} = 60.3 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Условия выбора, каталожные и расчетные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 26.

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

Таблица 26 - Проверка выбранных ТН-10

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3	4
НАМИ - 10	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \cdot \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \cdot \sqrt{3} \text{ кВ}$
	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{РАСЧ}}$	$S_{2\text{НОМ}} = 1000 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{РАСЧ}} = 60.3 \text{ В} \cdot \text{А}$

9.5 Выбор и проверка ОПН

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения определяется в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

Выберем ОПН на стороне 10 кВ по следующему порядку:

1. Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН

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

$$U_{\text{н.р.}} \geq 1,05 \cdot U_{\text{н}}$$

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ} \quad (65)$$

2. Выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах

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 $m = 0,02$.

3. Выбор класса пропускной способности ОПН

$$W_{\text{рк}} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot ((3U_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_{\text{н}})^2) = \frac{1}{2} \cdot 0,21 \cdot ((3 \cdot 10,5)^2 - (\sqrt{2} \cdot 10,5)^2) = 81,5$$

где C – емкость одной фазы берется из справочника для выбранного ранее провода и равна 0,21 нФ/км, длина линии составляет от 1 км до 2,5 км, примем для расчета 1 км. Соответственно $0,21 \cdot 1 = 0,29$ нФ.

U_0 – максимальное значение рабочего напряжения фаза – земля;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение ОПН (действующее значение).

Окончательный выбор ОПН заключается в нахождении энергии, поглощаемой ограничителем:

Для РУ 10 кВ выбирается ОПН марки ОПН-РТ/TEL 10/11.5 У1.

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

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{нр}}} = \frac{81,5}{10,5} = 7,76 \quad (66)$$

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

Для ОПН марки ОПН-РТ/TEL 10/11.5 У1 он равен 5

4. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности

Под током взрывобезопасности ОПН, $I_{вз.без}$ понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность.

В случае внутреннего повреждения ОПН протекающий через него аварийный ток не должен вызывать взрывного разрушения покрышки. Следовательно, ОПН должен выдерживать аварийный ток, равный или больший, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки.

Исходя из вышесказанного, наибольший ток короткого замыкания сети в точке установки ОПН должен быть меньше его тока взрывобезопасности, который указывается заводом-изготовителем.

$$I_{кз} < I_{вз.без} \quad (67)$$

Тогда 10 кВ:

$$13,3 \text{ кА} < I_{вз.без}$$

5. Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост\ к} \leq \frac{U_{ки}}{1,15-1,2} \text{ или } U_{ост\ к} \leq \frac{1,41*1,35*0,9*U_{исп50}}{1,15-1,2} \quad (68)$$

где $U_{исп50}$ – 50 %-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе

6. Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0,2 - 0,25) \quad (69)$$

где $U_{исп}$ – значение грозового испытательного импульса

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе

$(0,2 - 0,25)$ – координационный интервал.

Аналогично рассмотренному варианту рассчитаны и выбраны остальные ОПН и приведены на листе графической части.

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

10.1 Выбор и проверка заземления на РУ 10 кВ

Необходимо рассчитать заземление РУ 10 кВ.

Расчет заземляющих устройств сводится к расчету заземлителя, так как заземляющие проводники в большинстве случаев принимают по условиям механической прочности и стойкости к коррозии.

Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то расчетное сопротивление заземляющего устройства принимают наименьшее из допустимых.

В качестве вертикальных заземлителей принимают стальные стержни диаметром 10 мм и длиной 2 м, которые погружают в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{эв} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right]$$

$$R_{эв} = \frac{100}{3,14 \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,01 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 50 \text{ Ом}$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, берём из диапазона 80-200 Ом·м (принимаем 100 Ом·м);

d - диаметр электродов, м.

Определяем длину горизонтальной полосы горизонтального электрода, Ом:

$$l = (A + B + 3) / 2$$

$$l = \frac{6,8 + 6,9 + 3}{2} = 8,35 \text{ м}$$

где A - длина сооружения, м;

B - ширина сооружения, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального элек- трода, Ом:

$$R_{эг} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right]$$

$$R_{эг} = \frac{100}{\pi \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 8,35}{\sqrt{2 \cdot 0,01 \cdot 0,7}} \right] = 9 \text{ Ом}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_{эг} = \frac{R_{эв} \cdot R_{эг}}{n \cdot (n_B \cdot R_{эш} + n_{\Gamma} \cdot R_{эв})}$$

$$R_{эг} = \frac{50 \cdot 9}{0,75 \cdot (6 \cdot 9 + 4 \cdot 50)} = 2,3$$

Где $n=0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов, 6 шт;

n_{Γ} - число горизонтальных электродов, 4 шт.

Эффективность стационарного сопротивления рассчитывается по выражению

$$R_{ст} \leq R_{стдоп}$$

$$2,3 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Стационарное сопротивление заземлителя не превышает нормируемое значение.

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{ув} = \frac{\alpha_{ув} * R_{эв}}{n * n_{в}} = \frac{1 * 50}{0,75 * 6} = 11 \text{ Ом}$$

где $\alpha_{ув} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 * \left(\ln \frac{1}{r} - 0,31 \right) = 0,2 * \left(\ln \frac{8,35}{0,01} - 0,31 \right) = 1,42 \text{ мкГн/м}$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{уГ} = 1 + \frac{L_0 * l}{3 * \tau_{ф} * R_{эГ}}$$

$$\alpha_{уГ} = 1 + \frac{1,42 + 8,35}{3 * 9 * 2} = 1,22$$

Где $\tau = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{уГ} = \alpha_{уГ} * R_{эГ}$$

$$R_{уГ} = 1,22 * 9 = 11 \text{ Ом}$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{уГ} * R_{ув}}{n_u * (n_{в} * R_{уГ} + n_{г} * R_{ув})}$$

$$R_u = \frac{11 * 11}{0,75 * (6 * 11 + 4 * 11)} = 1,5 \text{ Ом}$$

Эффективность импульсного сопротивления рассчитывается по выражению

$$R_u \leq R_{удоп}$$

$$1,5 \text{ Ом} \leq 9 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление заземлителя не превышает нормируемое

значение.

10.2 Проверка молниезащиты

В данном случае, в связи с тем, что реконструкция ПС 35/10 кВ Южная, не проводилась, то молниезащита данной подстанции не изменилась и как следствие не требует перерасчёта.

11 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.

11.1 Выбор системы оперативного тока

Устройства релейной защиты и автоматики в сети выполняются на переменном оперативном токе. Эти устройства должны выполняться по наиболее простым и надёжным 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.

11.2 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.

11.3 Защита линии 10 кВ от ПС Южная

Терминалы защиты линии 10 кВ «Сириус-2-Л» устанавливаются непосредственно в ячейках КРУ -10 кВ.

Данные терминалы включают 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 вводе 10 кВ;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- испытание внешних сигналов АЧР и ЧАПВ;
- двухкратное АПВ;
- ЗДЗ;
- логическая защита шин.

Про и зве де м ра сче т за щи т ли ни й:

Для примера представим выбор защиты на Ф-4 от ПС 35/10 кВ Южная.

К у ста но вке при ни ма е м ми кро про це ссо рну ю за щи ту 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».

Ра счи та е м ма кси ма льну ю то ко ву ю за щи ту

То к сра ба ты ва ни я за щи ты о пре де ля е тся по сле ду ю ще й фо рму ле :

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з}}{k_b} \cdot I_{раб}; \quad (93)$$

где K_n – ко э ффи ци е нт на де жно сти , при ни ма е мы й для ре ле ти па «Сириус-2Л» равным $k_n = 1.1$;

$K_{с/з}$ – ко э ффи ци е нт за пу ска дви га те ле й, при ни ма е м ра вны м е ди ни це ;

K_b – ко э ффи ци е нт во звра та , при ни ма е мы й для ре ле ти па «Сириус-2Л» равным $k_b = 0,92 - 0,95$;

$I_{раб}$ – ма кси ма льны й ра бо чи й то к на гру зки за щи ща е мо й ли ни и .

Ма кси ма льны й то к на гру зки : $I_{раб} = 127,3 \text{ А}$;

О пре де ли м то к сра ба ты ва ни я за щи ты :

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 127,3 = 147,4 \text{ А}$$

То к сра ба ты ва ни я ре ле на хо ди тся по фо рму ле :

$$I_{с.р.}=I_{с.з.}*\left(\frac{K_{сх}}{n_{тт}}\right), \quad (94)$$

где $K_{сх}$ – ко э ффи ци е нт схе мы ($k_{сх}=\sqrt{3}$);

$n_{тт}$ – ко э ффи ци е нт тра нсфо рма ци и тра нсфо рма то ра то ка .

О пре де ли м то к сра ба ты ва ни я ре ле :

$$I_{с.р.}=147,4*\left(\frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}}\right)=4,25 \text{ А}$$

Ко э ффи ци е нт чу встви те льно сти о пре де ля е тся по фо рму ле :

$$k_{ч}=\frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}}\geq 1,5, \quad (95)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – ми ни ма льны й то к КЗ.

О пре де ли м ко э ффи ци е нт чу встви те льно сти :

$$K_{ч}=\frac{6800}{147,4}=46,1$$

$$46,1\geq 1,5$$

У сло ви е вы по лня е тся .

Вы де ржка вре ме ни МТЗ со гла су е тся со вре ме не м сра ба ты ва ни я ре зе рви ру е мы х за щит:

$$t_1=t_2+\Delta t, \quad (96)$$

где t_1 – вы де ржка вре ме ни ра ссчи ты ва е мо й за щиты ;

t_2 – вы де ржка вре ме ни за щиты , с ко то ро й ве де тся со гла со ва ни е (0 с);

Δt – сту пе нь се ле кти вно сти .

Сту пе нь се ле кти вно сти при ни ма е м ра вно й 0.5 с для ре зе рвно й за щиты .:

$$\Delta t=0.5;$$

$$t_1=0+0.5=0.5 \text{ с.}$$

Рассчитаем токовую отсечку.

Составляем расчетную схему:

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}=k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (97)$$

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

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

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{с.р.}=\frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}; \quad (98)$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.}=1,6 \cdot 6,8=10,88 \text{ кА}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.}=\frac{10,88}{60} \cdot \sqrt{3}=314 \text{ А}$$

Расчет уставок реле йной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета защит линии

Номер линии	МТЗ			МТО		
	Ис.з., А	Ис.р., А	k_u	Ис.з., кА	Ис.р., А	k_u
1	2	3	4	5	6	7
Ф-4	147,4	4,25	46,1	10,88	314	1,6

11.4 Автоматика

В целях повышения надежности функционирования системы электроснабжения 10 кВ на ПС 35/10 кВ Южная используем автоматический ввод резерва. Производим выбор и расчет АВР на ПС, который реализуется на микропроцессорных терминалах Сириус-АВР, продукции АО «Радиус-Автоматика», 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.

АЧР — это система, которая автоматически отключает часть нагрузки на подстанции при снижении частоты в энергосистеме.

Энергосистема должна работать на определённой частоте: в России и других странах СНГ — 50 Гц.

Если: падает частота, значит нагрузка превышает генерацию, т.е. электростанции не справляются с потреблением. Это может привести к аварийному отключению генераторов, сбоям, и в худшем случае — к тотальному блэкауту (отключению всей системы).

АЧР предотвращает это, автоматически сбрасывая нагрузку, т.е. отключая потребителей.

На подстанции или в РЗА (релейной защите и автоматике) стоит реле частоты — оно отслеживает уровень частоты в сети.

Когда частота падает ниже определённого порога, например:

- 49.3 Гц — отключается 1-я ступень нагрузки,
- 49.0 Гц — вторая ступень,
- 48.7 Гц — третья и т.д.

Чем ниже частота — тем больше потребителей отключается.

Это заранее определённые, неприоритетные потребители:

- промышленные предприятия,
- насосные станции,
- системы отопления и т.п.

Обычно важные объекты (больницы, связь, транспорт) защищены от отключения и не входят в план разгрузки.

АВР — это система, которая автоматически переключает питание на резервный источник при отключении основного.

Чтобы обеспечить бесперебойное питание при аварии, когда основной источник отключается из-за:

- повреждения линии,
- отключения трансформатора,
- отказа выключателя и т.д.

АВР включает резервную линию, чтобы подача электроэнергии не прерывалась.

На подстанции контролируется состояние основного и резервного ввода (линий питания).

Если пропадает напряжение на основном вводе:

АВР ждёт определённое время (например, 0.5–1 с), чтобы убедиться, что отключение устойчивое.

Затем подаёт команду на включение резервного питания.

Напряжение на шинах восстанавливается — питание продолжает поступать от резерва.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения работ на ПС «Южная» 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].

12.1 Безопасность

12.1.1 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. [1]

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.

12.1.2 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.

12.1.3 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.

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".

12.1.4 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.

12.2 Экологичность

12.2.1 Влияние ПС на атмосферу

В результате хозяйственной деятельности человека в атмосфере появляется большое количество загрязняющих веществ. Все загрязняющие вещества можно условно разделить на две категории по их воздействию [27]:

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

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освободившиеся атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF_6 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 маслонеполненное 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.

12.2.2 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.

12.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно ПУЭ п 4.2.69 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 35 кВ подстанции «Южная» стоят два трансформатора ТДНС-16000/35/10. Габариты трансформатора: длина $A=4,68$ м; ширина $B=2,9$ м; высота $H=4,725$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 7,8$ т. Плотность масла $\rho = 0,85_{\text{т/м}^3}$.

В соответствии с 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].

$$V_{tm} = \frac{m}{\rho} = \frac{7,8}{0,85} = 9,18 \text{ м}^3 \quad (99)$$

Зная объем, который занимает масло, а также А=4,68 м; ширина В=2,9 м; высота Н=4,725 м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{мп} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (4,68 + 2 * 1) * (2,9 + 2 * 1) = 32,7 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{бпт} = 2 * (A + B) * H \quad , \quad \text{м}^2 \quad , \quad (100)$$

$$S_{бпт} = 2 * (4,68 + 2,9) * 4,725 = 71,63 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H2O} = I * t * (S_{мп} + S_{бпт}) \quad , \text{м}^3, \quad (101)$$

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

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

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

$$V_{H_2O} = (32,7 + 71,63) * 0,2 * 1800 = 37570,7 \text{ л} = 37,6 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{МСБ(ТМ+H}_2\text{O)}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} \quad ,\text{м}^3, \quad (102)$$

$$V_{\text{МСБ(ТМ+H}_2\text{O)}} = 9,18 + 0,8 * 37,6 = 39,233 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника

$$H_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ+H}_2\text{O}} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}}$$

где $h_{\text{ТМ+H}_2\text{O}}$ – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

h_{Γ} – толщина слоя гравия, м;

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

Определяем толщину слоя трансформаторного масла и воды:

$$h_{\text{ТМ+H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{МСБ(ТМ+H}_2\text{O)}}}{S_{\text{МП}}} = \frac{39,233}{32,7} = 1,2 \text{ м} \quad (103)$$

$$H_{\text{МП}} = 1,2 + 0,25 + 0,05 = 1,5 \text{ м}$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь 32,7 м²; объём масла – 9,18 м³; объём маслоприёмника 39,233 м³, глубина маслоприёмника 1,5 м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 11.

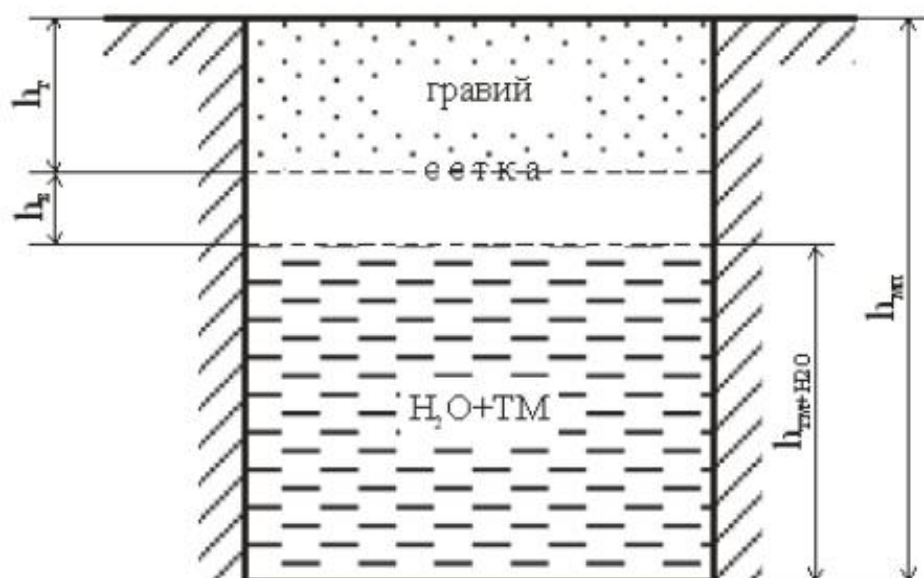


Рисунок 11 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

12.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 35/10 кВ «Южная» находится в 81 метрах от границы жилого дома, поэтому перед установкой трансформатора ТДНС-16000/35/10 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 28 - 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	16	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов, пансионатам	88
---	---	----	----	--	----

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):

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

(104)

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

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 L_{PAi}}$$

(105)

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

$$ДУ_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \pi R_{\min}^2)$$

(106)

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA} - ДУ_{LA})}}{2 \pi}}$$

(107)

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{\text{WA}} = 88 \text{ дБА}$.

Скорректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{\text{WA}\Sigma} = 10 \log(2 \cdot 10^{0.1 \cdot 88}) = 91,01 \text{ дБА}$$

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:

$$ДУ_{\text{LA}} = 45 \text{ дБА}$$

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

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (91,01 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 79,7 \text{ м}$$

ПС 35/10 кВ «Южная» находится на удалении более 81 метра от близлежащей постройки, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

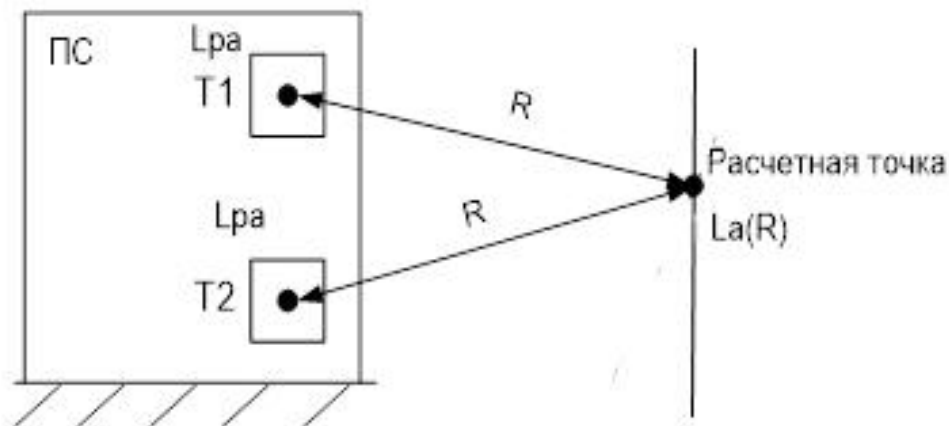


Рисунок 12 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной
вблизи жилой застройки

12.3 Чрезвычайные ситуации

12.3.1. 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.

12.3.2. 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 раздельных 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.

12.3.3. 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 была рассмотрена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ в районе улиц Матросова — Серова — Новый Быт — Октябрьская города Свободный. В соответствии с поставленной целью выполнены расчёты электрических нагрузок, токов короткого замыкания и произведён обоснованный выбор электрооборудования.

Были разработаны два конкурентно способных варианта развития сети 10 кВ. По итогам рассмотрения был выбран наиболее оптимальный по минимуму приведённых затрат.

Использованы современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Выбрана термическая защита линии 10 кВ от ПС «Южная» на базе «Сириус-2-Л» и произведён его расчёт.

В работе также рассмотрены требования по электробезопасности и пожарной безопасности на энергообъектах, а также выполнен расчёт маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

Поставленные цели и задачи полностью достигнуты. Выполненные расчёты и проектные решения подтверждают целесообразность предложенного варианта реконструкции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электроснабжение городов : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 456 с.
2. Электроснабжение : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326
3. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140211.65 "Энергоснабжение" / АмГУ, Эн. ф ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012
4. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 62 с.
5. Электроснабжение объектов : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311
6. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014 - ., Ч. 1. - 2014. - 106 с. : рис., табл., граф. -).
7. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для направления подготовки 13.04.02 "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 207 с.
8. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : сб.-учеб. метод. материалов для направления подготовки 13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 182 с

9. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для магист. направления 140400.68 / АмГУ, ЭФ ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 128 с.

10. Электроснабжение : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с.

11. Расчет и проектирование схем электроснабжения : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с.

12. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб. : рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. - 6-е изд., стер. - М. : Высш. шк., 2008. - 640 с.

13. Наладка и эксплуатация устройств релейной защиты и автоматики : учеб. пособие / А. Г. Ротачёва, А. Н. Козлов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 245 с.

14. Релейная защита и автоматизация [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140204, 140205, 140211 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 140 с.

15. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / под ред. С. И. Гамазина, Б. И. Кудрина, С. А. Цырука. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010. - 745 с.

16. Выбор и применение низковольтных электрических аппаратов распределения, управления и автоматики [Текст] : справ. пособие / Е. Г. Акимов [и др.] ; ред. Е. Г. Акимова, Ю. С. Коробков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2009. - 344 с.

17. Электрические аппараты [Текст] : учеб. пособие для СПО / О. В. Девочкин [и др.]. - 3-е изд., стер. - М. : Академия, 2012. - 240 с.

18. Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

19. Свод правил Естественное и искусственное освещение, СП 52.13330.2016 введены 08.05.2017, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

20. Строительные нормы и правила нагрузки и воздействия СП 20.13330.2010.

21. Хренников А.Ю. Анализ аварийных событий в электрических сетях : учебное пособие. — Москва : [б.и.], 2023. — (PDF).

22. Барочкин А.А. Общая энергетика : учебное пособие. — Москва : Литрес, 2021. — 316 с. — ISBN 978-5-9729-0759-5.

23. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения [Текст] / В.П. Шеховцов. — Москва : Форум, 2021. — 400 с.

24. Щедрин, Н.М. Электрические системы. Режимы работы и устойчивость [Текст] / Н.М. Щедрин. — Москва : Лань, 2022. — 320 с.

25. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.

26. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Разработчики: Гипрокоммунэнерго (Лордкипанидзе В.Д.), РАО «ЕЭС России» (Акимкин А.Ф., Антипов К.М.), Энергосетьпроект (Файбисович Д.Л.). Внесены изменения и дополнения, утвержденные Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 № 213 (СО 153-34.20.185-94). – Изд. 6-е, перераб. И доп. – М.: ООО «Тексус», 2011. – 30 с.

27. РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ».

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

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

30. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
31. Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390).
32. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.
33. Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.
34. 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.
35. ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
36. 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.
37. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 N 883н "Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте" (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61787).
38. "ТИ Р М-074-2002. Типовая инструкция по охране труда при проведении электрических измерений и испытаний" (утв. Минтрудом РФ 02.08.2002, Минэнерго РФ 25.07.2002).
39. Григорьев Л.Н., Буренина Т.И. Химия окружающей среды (атмосфера, литосфера): Учебное пособие. Часть 1. СПб.ГТУ РП. С.Пб., 2000.71 с.: ил.7. ISBN5-230-14289-8.
40. Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

41. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. - 2-е изд., стер. - Москва : КНОРУС, 2013. - 864 с.

42. Макарова Е.Ф Справочник по электрическим сетям 0,4 - 35 кВ и 110 - 1150 кВ" (10 томов).