

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

« ____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения жилых кварталов № 8, 9, 11
города Благовещенск

Исполнитель

студент группы 142-об3

_____ подпись, дата

А.Е. Гупенко

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

_____ подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

_____ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

_____ подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Гупенко Александр Евгеньевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения жилых кварталов № 8, 9, 11 города Благовещенск

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта сетей 35-110 кВ и ПС по городу Благовещенску, план сетей 10 кВ города Благовещенска

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

Расчет электрических нагрузок в районе реконструкции, выбор сечения линий, числа ТП, числа и мощности Т на ТП, расчет молниезащиты и заземления

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 8 листов графической части, 34 таблицы, 6 рисунков

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

7. Дата выдачи задания 11.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов,

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

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 11.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 122 с., 6 рисунков, 34 таблицы, 135 формул, 31 источник.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЖИЛОЙ КВАРТАЛ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ СЕТЬ, КТП, НАГРУЗКА, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ.

В бакалаврской работе произведен расчет электрических нагрузок выбранных жилых кварталов. Для электроснабжения было выбрано оборудование, устройства релейной защиты, заземление КТП и рассчитаны токи короткого замыкания.

Цель работы – разработка технического решения по реконструкции системы электроснабжения кварталов № 8, 9, 11 города Благовещенска, обеспечение нормативного качества электроэнергии и повышение надежности энергосистемы.

Выполнен выбор оборудования 10 и 0,4 кВ, произведен расчет токов короткого замыкания, рассмотрена релейная защита. Проведены расчеты электрических нагрузок потребителей, выбраны КТП и сечения кабельных линий. Дана экономическая оценка и рассмотрены меры по пожарной безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	10
2. Расчет электрических нагрузок	11
2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий	12
2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	15
2.3 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий	18
2.4 Расчет осветительной нагрузки	21
3 Выбор номинального напряжения КТП и схемы электроснабжения	22
3.1 Выбор номинального напряжения	22
3.2 Выбор схемы электроснабжения	22
4 Проектирование низковольтного электроснабжения	23
4.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	23
4.2 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	23
4.3 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	30
4.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	37
5 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	39
5.1 Расчёт числа и мощности трансформаторов на ТП	39
5.2 Выбор схемы и конструкции ТП	41
5.3 Определение потерь мощности в сети 0,4 кВ	43
6 Расчет электрических нагрузок подстанции	48
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ПС	48
6.2 Проверка необходимости КРМ на шинах 10 кВ ПС	49
7 Проектирование сети 10 кВ	50
7.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	50
7.2 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	50
7.3 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	52

8 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 35/10 кВ	54
8.1 Выбор силовых трансформаторов	54
9. Расчет токов короткого замыкания	56
9.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	56
9.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	60
10. Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	68
11. Выбор и проверка электрических аппаратов	70
11.1 Выбор комплектных распределительных устройств на РП	70
11.2 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ ТП	70
11.3 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	71
11.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	73
11.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	77
11.6 Выбор ОПН	78
11.7 Выбор ТСН	80
11.8 Выбор предохранителей 0,4 кВ	81
11.9 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	84
12. Релейная защита и автоматика	86
12.1 Выбор системы оперативного тока	86
12.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	86
12.3 Устройства автоматического включения резерва	89
13. Расчет емкостных токов замыкания на землю	90
14. Молниезащита и заземление	92
14.1 Заземление КТП 10/0,4 кВ	92
14.2 Молниезащита КТП 10/0,4 кВ	96
15. Безопасность и экологичность	99
15.1 Безопасность	99
15.2 Экологичность	102
15.3 Чрезвычайные ситуации	105
16. Технические средства диспетчерского и технологического управления	112
17. Технико-экономические показатели проекта	114

Заключение	119
Список использованных источников	120

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
ПС – подстанция;
ПТБ – Правила техники безопасности.
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
РУ – распределительное устройство;
ТН – трансформатор напряжения;
ТО – токовая отсечка;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;

ВВЕДЕНИЕ

Благовещенск является административным центром Амурской области, он входит в число крупнейших городов Дальнего Востока России. Располагается город на левом берегу реки Амур, напротив китайского города Хайхэ. На начало 2025 года численность населения города составляет, согласно статистике, примерно 244,5 тыс. человек. Благовещенск – это важный логистический и экономический узел на границе с Китайской Народной Республикой. Город продолжает развиваться и в нём продолжают проектироваться и строиться жилые комплексы, а также различные социальные объекты. Важным фактором для развития города является обеспечение надёжной и современной системы электроснабжения.

В рамках данной квалификационной работы рассматриваются вопросы реконструкции существующей системы электроснабжения в жилых кварталах под номерами 8, 9 и 11. Эта часть города в настоящее время характеризуется увеличивающейся плотностью застройки, а как следствие, это ведёт к увеличению общей электрической нагрузки. Существующая система электроснабжения устаревает и не всегда способна обеспечить надлежащее качество электроэнергии, поэтому возникает необходимость в модернизации схем питания, увеличения трансформаторных подстанций и а применении более современных технологических решений.

Актуальность выбранной темы обусловлена расширением городской инфраструктуры и увеличением объёма потребителей электрической энергии в Благовещенске. В условиях роста нагрузки и устаревания части сетей возникает потребность в реконструкции системы электроснабжения

Целью данной работы является техническое обоснование и проектирование реконструированной системы электроснабжения указанных жилых кварталов, включающее выбор номинальных параметров трансформаторов и оборудования, выбор и прокладку кабельных линий, вопросы заземления и молниезащиты. Все

решения, принимаемые в данной работе, соответствуют действующим стандартам, принятым Российской Федерацией. Для выполнения работы применены современные программные средства для расчётов и моделирования.

В процессе работы были решены следующие задачи:

1. Проектирование системы электроснабжения выбранных кварталов в городе Благовещенск;
2. Расчёт молниезащиты и заземления подстанции;
3. Анализ технико-экономических данных проекта;
4. Проектирование питающей подстанции.

Графическая часть работы включает в себя 7 листов формата А1.

В работе использованы программные средства: MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Город Благовещенск расположен на юго-востоке Амурской области, на правом берегу реки Зея и на левом берегу реки Амур, расположен вблизи государственной границы КНР. По данным на 2025 год, население города составляет порядка 244,5 тыс. человек. Планировка города выполнена преимущественно в квартальном исполнении.

Рельеф преимущественно равнинный, наблюдаются незначительные возвышенности по периферии.

Основную электрическую энергию Благовещенск получает от Благовещенской ТЭЦ, входящей в состав АО ДРСК, ТЭЦ обеспечивает питание как городских районов, так и часть промышленных потребителей. Энергетическая инфраструктура города преимущественно ориентирована на коммунально-бытовых потребителей. Среди промышленных потребителей можно выделить предприятия: Амурский металлист, завод железобетонных конструкций и фабрика «Зея».

Климатическая зона характеризуется муссонными особенностями. Зимой на территорию поступают холодные и сухие воздушные потоки с материка, наблюдается холодная погода при малом количестве осадков. Летом преобладает облачная и дождливая погода, осень и весна носят переходный характер.

Таблица 1 – Климатические параметры района

Климатические условия	Справочные величины
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Толщина стенки льда, мм	15
Число грозových часов	20-40
Климатическая зона	III
Скорость ветра, м/сек	17
Температура января, °C	-28
Температура июля, °C	+20

Данные климатические характеристики района будут учтены при выборе кабельных линий и другого электрического оборудования.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В качестве объекта для реконструкции системы электроснабжения были выбраны жилые кварталы под номерами 8, 9 и 11 города Благовещенск. План размещения зданий в выбранных кварталах показан на рисунке 1.

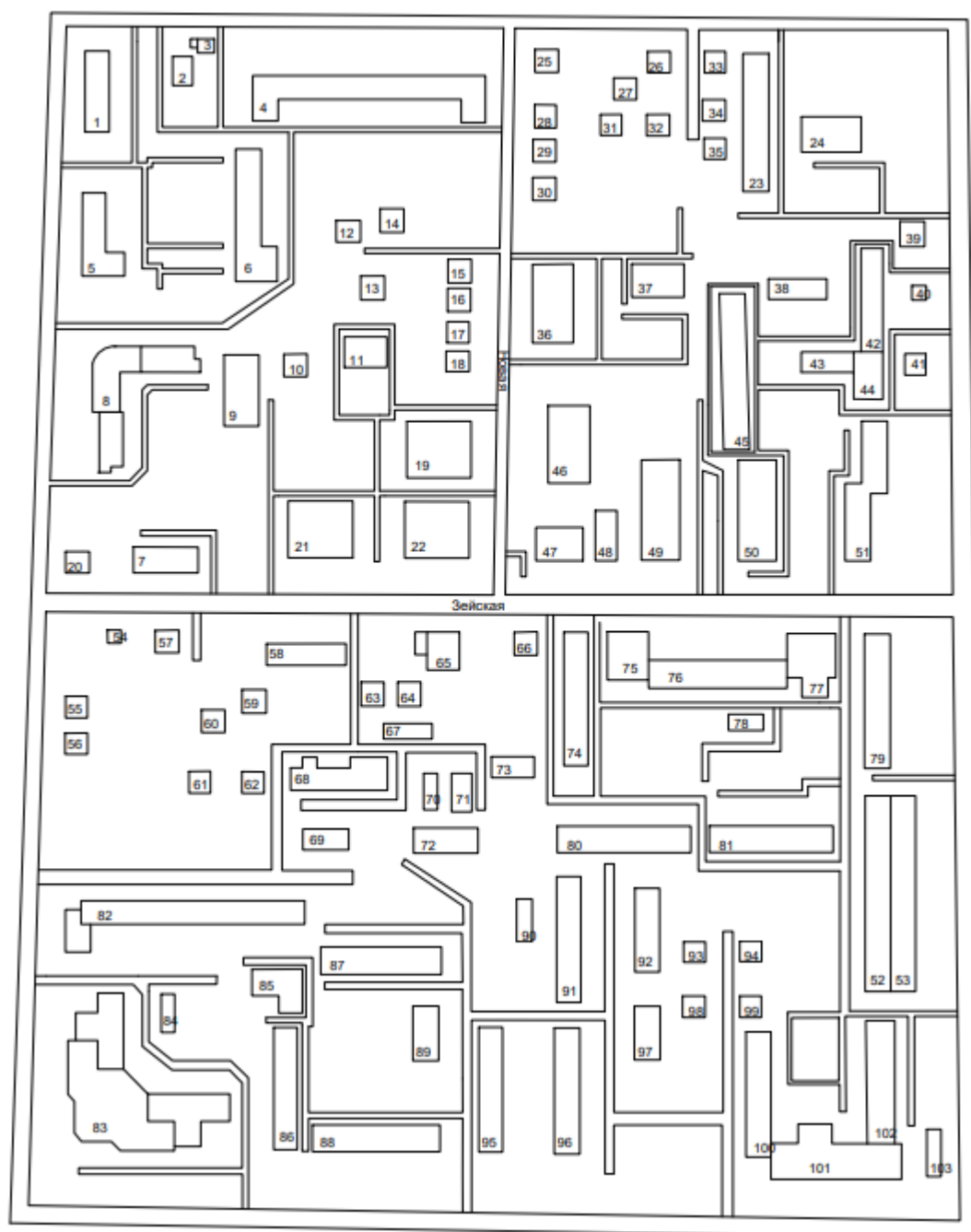


Рисунок 1 – План застройки выбранных жилых кварталов

2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Используя [26], учитывается нагрузка потребителей общедомового назначения (лифты, насосы, домофоны, блоки питания кабельного телевидения, интернета, противопожарных систем, освещение общедомового имущества, системы вентиляции, питающиеся от ввода в здание) в жилых помещениях, дополнительно к силовой нагрузке потребителей квартир (линии от ввода в помещение).

Количество квартир в доме определяет расчётную электрическую нагрузку здания. Силовая нагрузка учитывается через коэффициент

участия в максимуме нагрузке квартир. Таким образом, для примера, по объекту 6 на плане:

Жилой дом 9 этажей, 116 квартир, 3 подъезда.

Мощность лифтовых установок находится с использованием формулы $P_{л}$:

$$P_{л} = k'_c \sum_1^{n_{л}} P_{n_i}, \text{ кВт} \quad (1)$$

$$P_{л} = 0,8 \cdot 7 = 5,6 \text{ кВт}$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок, по таблице 2.1.2, [26];

n - количество лифтовых установок;

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k по табл. 2.1.3 [26];

$$P_{ст.у} = k''_c \sum_1^n P_{ст.у}, \quad (2)$$

$$P_{ст.у} = 3 \cdot 3 \cdot 0,75 = 6,75 \text{ кВт},$$

где k''_c - коэффициент спроса санитарно-технических устройств, по

таблице [23];

n - количество санитарно-технических устройств;

$P_{ст.у}$ - установленная мощность санитарно-технических устройств, 1,5 кВт,
[26].

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{ст.у} + P_l, \quad (3)$$

$$P_c = 6,75 + 5,6 = 12,35 \text{ кВт.}$$

Нагрузка квартир объекта №6 $P_{кв}$:

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n, \quad (4)$$

$$P_{кв} = 1,931 \cdot 116 = 223,973 \text{ кВт,}$$

где $P_{кв. уд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

n – количество квартир.

Нагрузка жилого дома без встроенных потребителей $P_{р.ж.д.}$:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (5)$$

$$P_{р.ж.д.} = 223,97 + 0,9 \cdot 12,35 = 235,088 \text{ кВт,}$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Расчётная реактивная мощность для дома 6 находится через коэффициент мощности:

$$Q_{p.ж.д} = P_{кв} \cdot tg \varphi_{кв} + k_y \cdot P_c \cdot tg \varphi_d, \quad (6)$$

$$Q_{p.ж.д} = 223,97 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 12,35 \cdot 1,17 = 57,799 \text{ квар},$$

где $tg \varphi$ - средний коэффициент мощности, принимаем по [28].

Полная расчетная нагрузка на вводе:

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}, \quad (7)$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{235,088^2 + 57,799^2} = 242,089 \text{ кВА}.$$

Вся нужная информация для определения нагрузки выведена, нагрузка приведена к вводу 0,4 кВ в здание.

Выводим таблицу 2 с нагрузкой жилых домов района.

Таблица 2 – Нагрузка жилых домов

Объект	№ на листе	кол-во кв	Руд, кВт/уч	Рс, кВт	Рр.ж.д, кВт	Qр.ж.д, квар	Sp.ж.д, кВА
Жилой дом	6	116	1,85	12,35	225,72	43,973	229,96
Жилой дом	11	15	5,3	1,2	80,58	16,953	82,344
Жилой дом	19	159	1,88	15	312,42	60,837	318,29
Жилой дом	24	17	5,03	1,2	86,59	18,155	88,473
Жилой дом	37	45	3,18	6,8	149,22	29,673	152,14
Жилой дом	42	79	2,4	13,6	201,84	38,973	205,57
Жилой дом	43	35	3,58	6,8	131,42	26,113	133,99
Жилой дом	44	14	5,5	1,2	78,08	16,453	79,795
Жилой дом	45	119	1,93	20,18	247,83	46,987	252,24
Жилой дом	46	144	1,9	17,4	289,26	55,773	294,59
Жилой дом	52	64	2,72	6,3	179,75	35,869	183,29
Жилой дом	58	16	5,17	2,4	84,88	17,597	86,685
Жилой дом	72	4	12,03	0,54	48,564	10,677	49,724
Жилой дом	76	56	2,9	4,5	166,32	33,533	169,66

Продолжение таблицы 2

2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом	81	59	2,83	1,07	167,94	34,447	171,43
Жилой дом	89	16	5,17	1,2	83,8	17,597	85,628
Жилой дом	92	4	12,03	0,27	48,365	10,677	49,529
Жилой дом	97	8	7,17	1,2	58,44	12,525	59,767
Жилой дом	74,79,80,91,95, 96,100	60	2,8	3,375	171,038	36,638	174,918
Частный дом	10;12-18;20;25- 35; 55-57;59- 64;66;69; 73;93;94;98;99	1	14		14	2,8	14,277

2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями.

Вместе с электроснабжением основных и электрических приемников от ввода 0,4 кВ в здании могут быть подключены электрические приемники встроенных объектов, таких как, магазины, офисные помещения. Эти потребители [23] учитываются с использованием коэффициентов участия при максимальной нагрузке основного потребителя.

Количество удельных единиц определяет расчётную мощность объектов по [23]. Данные по встроенным объектам отображены в таблице 3.

Таблица 3 – Встроенные объекты

Объект	№ на листе	Встроенные электроприемники	условные единицы	кол-во условных единиц	Мощность, кВт/ условные единицы	Ky
Жилой дом	1	Стоматологическая клиника	Место	4	0,7	0,7
Жилой дом	4	Детский сад, торговая компания	Место; м ²	12; 150	0,46; 0,054	0,4; 0,5

Продолжение таблицы 3

Жилой дом	5	Стоматологическая клиника	Место	4	0,7	0,7
Жилой дом	8	Супермаркет, гостиничный комплекс	м ² ; место	280; 5	0,25; 0,46	0,6; 0,7
Жилой дом	21	Массажный салон	место	4	1,5	0,6
Жилой дом	22	Студия красоты	место	4	1,5	0,6
Жилой дом	23	Компания грузоперевозок	м ²	70	0,054	0,6
Жилой дом	36	Детский сад, супермаркет	Место; м ²	12; 60	0,46; 0,25	0,4; 0,6
Жилой дом	49	Стоматологическая клиника, магазин	Место; м ²	4; 90	0,7; 0,25	0,7; 0,6
Жилой дом	50	Магазин, салон красоты	м ² ; место	60; 4;	0,25; 1,5;	0,6; 0,6;
Жилой дом	51	Салон красоты	место	4	1,5	0,6
Жилой дом	82	Пункт выдачи товара	м ²	150	0,054	0,6
Жилой дом	83	Пекарня, магазин	м ² ; м ²	30; 1750	0,25; 0,25	0,6; 0,6
Жилой дом	85	Детский центр	Место	30	0,46	0,4
Жилой дом	86	Супермаркет	м ²	75	0,25	0,6
Жилой дом	87	Ателье	м ²	120	0,6	0,6
Жилой дом	88	Аптека, магазин	м ² ; м ²	30;30	0,25; 0,25	0,6; 0,6
Жилой дом	102	Парикмахерская	Место	3	1,5	0,8

Расчётная нагрузка клиники в доме 1:

$$P_{\text{кл}} = P_{\text{кл. уд}} \cdot n, \quad (8)$$

$$P_{\text{кл}} = 0,7 \cdot 4 = 2,8 \text{ кВт},$$

где $P_{кл. уд}$ – удельная расчётная нагрузка клиники, [26], кВт;

n – количество рабочих мест.

Для примера, нагрузка дома 1 с встроенными потребителями:

$$P_{р жс д. общ} = P_{зд. max} + \sum_{i=1}^n k_{yi} P_{зди} , \quad (9)$$

$$P_{р жс д. общ} = 194,04 + 2,8 \cdot 0,7 = 205,36 \text{ кВт},$$

где $P_{зд. max}$ - наибольшая нагрузка из числа имеющихся абонентов, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников, [26];

$P_{зди}$, - расчетные нагрузки остальных абонентов.

Для всех жилых домов расчёт нагрузки проводится схожим образом, рассчитанные величины указываются в таблице 4.

Таблица 4 – Расчётная нагрузка жилых домов со встроенными предприятиями

Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе		
		Рр, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
Жилой дом	1	204,92	40,165	208,82
Жилой дом	4	383,68	71,489	390,28
Жилой дом	5	240,24	46,221	244,65
Жилой дом	8	371,26	70,687	377,92
Жилой дом	21	216	41,553	219,96
Жилой дом	22	239,77	46,163	244,17
Жилой дом	23	297,06	56,227	302,34
Жилой дом	36	433,83	84,831	442,04
Жилой дом	49	297,76	57,725	303,3
Жилой дом	50	291,1	56,393	296,51
Жилой дом	51	203,59	41,163	207,71
Жилой дом	82	204,93	40,905	208,97
Жилой дом	83	525,01	101,16	534,67
Жилой дом	85	74,11	15,731	75,761
Жилой дом	86	182,29	36,903	185,99

1	2	3	4	5
Жилой дом	87	211,54	42,753	215,81
Жилой дом	88	168,84	34,213	172,27
Жилой дом	102	174,64	35,373	178,18

2.3 Расчётные электрические нагрузки общественных зданий.

Суммарная нагрузка общественных строений получается на основе исходных данных в таблице 5.

Таблица 5 – Данные по общественным зданиям

Объект	№ на листе	Основная нагрузка		
		у.е.	кол-во уд ед. осн ЭП	Р на у. е.
Магазин	2	м ²	160	0,25
Магазин	3	м ²	44	0,25
Лицей	7	учащийся	200	0,46
Подземная парковка	9	м ²	750	0,2
Гараж	38	м ²	182	0,5
Магазин	39	м ²	162	0,25
Магазин	40	м ²	30	0,25
Магазин	41	м ²	152	0,25
Административное здание	47	м ²	307	0,25
Кафе	48	место	160	1,04
Супермаркет	53	м ²	1074	0,25
Шиномонтаж	54	оборудование	4	5
Шиномонтаж	65	оборудование	4	5
Гараж	67	м ²	70	0,5
Склад	68	м ²	440	0,05
Гараж	70	м ²	132	0,5
Гараж	71	м ²	118	0,5
Клиника	75	посещение	100	0,7
Аптека	77	м ²	670	0,16
Гараж	78	м ²	128	0,5
Гараж	84	м ²	108	0,5
Гараж	90	м ²	215	0,5

1	2	3	4	5
Автоцентр	101	м ²	1170	0,16
Торговый павильон	103	м ²	178	0,25

Электрические мощности общественных строений считаются по формуле (10).

В качестве удельной единицы принимаем количество мест.

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{уч}, \quad (10)$$

где $n_{уч}$ - количество учащихся;

$P_{уд}$ - удельная мощность, кВт/место.

Для получения расчётной реактивной мощности берется приведенная формула:

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, принимаем по [26].

Для примера определим суммарную расчетную нагрузку лица (7):

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{уч};$$

$$P_{зд} = 200 \cdot 0,46 = 92 \text{ кВт.}$$

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{зд} = 92 \cdot 0,43 = 39,56 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка на вводе:

$$S_{зд.} = \sqrt{P_{зд.}^2 + Q_{зд.}^2},$$

$$S_{зд.} = \sqrt{92^2 + 39,56^2} = 100,145 \text{ кВА}.$$

Встраиваемые объекты рассчитываются аналогично расчёту жилых зданий, перечень встраиваемых объектов дан в таблице 3.

Результаты расчёта нагрузок общественных строений сведём в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчётные нагрузки общественных строений

Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе		
		Рр, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
Магазин	2	40	30	50
Магазин	3	11	8,25	13,75
Лицей	7	92	39,56	100,145
Подземная парковка	9	150	30	152,971
Гараж	38	91	18,2	92,802
Магазин	39	40,5	30,375	50,625
Магазин	40	7,5	5,625	9,375
Магазин	41	38	28,5	47,5
Административное здание	47	76,75	57,563	95,938
Кафе	48	40	8	40,792
Супермаркет	53	268,5	201,375	335,625
Шиномонтаж	54	20	15	25
Шиномонтаж	65	20	15	25
Гараж	67	35	7	35,693
Склад	68	22	4,4	22,436
Гараж	70	66	13,2	67,307
Гараж	71	59	11,8	60,168
Клиника	75	70	23,1	73,713
Аптека	77	107,2	51,456	118,91
Гараж	78	64	12,8	65,267
Гараж	84	54	10,8	55,069

1	2	3	4	5
Гараж	90	107,5	21,5	109,629
Автоцентр	101	187,2	89,856	207,649
Торговый павильон	103	44,5	31,15	54,319

2.4 Расчёт осветительной нагрузки

Нагрузка освещения улиц найдена оценочным методом расчёта, опираясь на рекомендации для ТП-1:

$$P_{осв} = P_{осв.уд} \cdot l, \quad (11)$$

$$P_{осв} = 10 \cdot 1,385 = 13,85 \text{ кВт},$$

где $P_{осв.уд}$ – удельная мощность освещения улиц, используется величина 10 кВт/км;

l – длина, для ТП-1 – 1,385 км.

При определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ учитываем нагрузку освещения улиц.

Таблица 7 – Расчётные нагрузки освещения улиц

ТП	$L_{тер}$, км	$P_{осв.уд}$, кВт/км	$P_{осв}$, кВт
ТП-1	1,385	10	13,85
ТП-2	0,839	10	8,39
ТП-3	0,699	10	6,99
ТП-4	0,924	10	9,24
ТП-5	0,925	10	9,25
ТП-7	0,784	10	7,84
ТП-8	1,147	10	11,47
ТП-9	1,487	10	14,87
ТП-11	0,49	10	4,9

Для ТП были учтены электрические нагрузки освещения.

3. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ КТП И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор номинального напряжения

При выборе номинального напряжения для высоковольтной стороны трансформаторных подстанций рассматриваются два варианта: 6 кВ и 10 кВ. Практика эксплуатации показала, что применение сетей напряжением 10 кВ является более целесообразным с экономической точки зрения. В связи с этим при проектировании системы электроснабжения принято значение 10 кВ.

3.2 Выбор схемы электроснабжения

Исходя из того, что в число потребителей электроэнергии кварталов 8, 9, 11 входят многоэтажные (16 этажей) жилые дома с электроплитами, объект электроснабжения относится ко второй категории по надёжности. Поэтому нужно предусмотреть схему электроснабжения, обеспечивающую высокую надёжность и резервирование питания.

В данной работе будут выбраны петлевые (кольцевые) схемы, позволяющие восстановить электроснабжение от второго направления при выходе из строя одного участка линии. Для рассматриваемых кварталов будут спроектированы две петлевые схемы, к каждой из которых будет подключаться часть ТП.

ПС будут подключаться комплектными, что обеспечит удобство в эксплуатации и простоту в их обслуживании.

Итого: электроснабжение кварталов № 8, 9, 11 будет осуществляться по двум петлевым схемам напряжением 10 кВ, выполненными двумя кабельными линиями, с применением комплектных трансформаторных подстанций (КТП).

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ.

Важной ролью при проектировании распределительной сети 0,4 кВ является выбор её типа. От этого будут зависеть различные показатели работы системы, такие как надёжность, удобство эксплуатации, стоимость и возможность восстановления питания при повреждениях. Существуют следующие варианты построения сети 0,4 кВ: кольцевая, магистральная, лучевая и комбинированная. С учётом характера нагрузки и категории надёжности потребителей в жилых кварталах № 8, 9, 11, будет принят вариант с использованием лучевой схемы электроснабжения.

Основные преимущества лучевой схемы – это её простота эксплуатации и высокая ремонтпригодность. При повреждении одной части сети, такая схема позволит быстро локализовать аварийный участок и отключить только его, не затрагивая остальных потребителей. Такая особенность важна при использовании в жилых районах, где требуется минимизировать время отключения и обеспечить стабильность работы бытовых электроприборов. Также обеспечивается рациональное распределение фазной нагрузки и снижается стоимость сети за счёт сокращения длины трасс.

Для распределительной сети 0,4 кВ в проектируемых кварталах выбирается лучевая схема, как более целесообразная.

4.2 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Большая гибкость схемы при оперативных переключениях достигается достаточным количеством линий для питания абонентов. Равномерное распределение мощности положительно сказывается на гибкости схемы.

Линии электропередач реализуются кабелями, ввиду заданного района города. Проезжая часть менее предпочтительна для прокладки кабелей, в основном прокладка проводится вдоль проезжей части в траншеях. Подключаемая нагрузка линии до 1 кВ при питании потребителей общественных строений $P_{р.л}$, кВт, находится с использованием формулы:

$$P_{p.l} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДи}, \quad (12)$$

где $P_{зд.мах}$ - наибольшая нагрузка здания из числа строений, питаемых по линии;

$P_{зДи}$ - расчетные нагрузки других строений, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных строений по таблице 2.3.1. [28].

В качестве примера проводится выбор кабелей питания потребителей второй линии для ТП-1 с номерами зданий 2,3.

Активная и реактивная нагрузка линии 2 от ТП-1:

$$P_{p.l} = 40 + 11 \cdot 0,8 = 48,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.l} = 30 + 13,75 \cdot 0,8 = 41 \text{ квар.}$$

Полная расчётная мощность:

$$S_{p.l} = \sqrt{48,8^2 + 41^2} = 63,74 \text{ кВА.}$$

Определяется расчётный аварийный ток:

$$I_p = \frac{S_{прив.Л}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (13)$$

где $S_{прив.Л}$ — полная приведенная мощность линии, находится с использованием формулы (18):

$$S_{пр.Л} = \sqrt{P_{пр.Л}^2 + Q_{пр.Л}^2}, \quad (14)$$

где $P_{np.l}$, $Q_{np.l}$ - приведенная активная и реактивная мощности линии, находятся по следующим формулам:

$$P_{np.l} = P_{p.l} + \Delta P_l, \quad (15)$$

$$Q_{np.l} = Q_{p.l} + \Delta Q_l, \quad (16)$$

где ΔP_l , ΔQ_l - потери активной и реактивной мощности в линии:

$$\Delta P_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (17)$$

$$\Delta Q_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (18)$$

где R, X - соответственно удельные активное и реактивное сопротивления линий.

Для линии 1 ТП-1 определим расчетный аварийный ток:

$$\Delta P_l = \frac{(205,36^2 + 49,76^2) \cdot 0,045 \cdot 0,132}{0,4^2 \cdot 1000} = 1,66 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_l = \frac{(205,36^2 + 49,76^2) \cdot 0,045 \cdot 0,0587}{0,4^2 \cdot 1000} = 0,74 \text{ квар},$$

$$P_{np.l} = 205,36 + 1,66 = 207,02 \text{ кВт},$$

$$Q_{np.l} = 49,76 + 0,74 = 50,5 \text{ квар},$$

$$S_{np,л} = \sqrt{207,02^2 + 50,5^2} = 213,09 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{213,09}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 308 \text{ А}.$$

Результаты расчета представлены в таблице 8 и 9.

Таблица 8 – Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

№ ТП	Номер согласно экспликации	Линия	Р _{р.л} , кВт	Q _{р.л} , квар	S _{р.л} , кВА
ТП-1	1	Л - 1	205,36	49,76	211,30
	2,3	Л - 2	48,80	41,00	63,74
	4	Л - 3	384,51	106,20	398,90
	5	Л - 4	240,33	61,64	248,11
	6	Л - 5	235,09	57,80	242,09
ТП-2	7,20	Л - 1	99,00	40,96	107,14
	8	Л - 2	370,54	87,78	380,80
	11	Л - 3	80,58	16,98	82,35
	19	Л - 4	312,29	75,55	321,30
	21	Л - 5	215,76	55,53	222,79
	22	Л - 6	240,00	61,07	247,65
ТП-3	36	Л - 1	433,11	98,87	444,25
	37	Л - 2	149,00	35,74	153,22
	46	Л - 3	288,86	72,96	297,93
	47,48	Л - 4	108,75	63,96	126,17
	49	Л - 5	297,87	70,45	306,09
ТП-4	23	Л - 1	296,66	79,44	307,11
	24	Л - 2	86,65	18,19	88,54
	42,43,44	Л - 3	390,13	96,02	401,78
	45	Л - 4	247,49	67,11	256,43
	50	Л - 5	291,55	69,76	299,77
	51	Л - 6	203,47	42,40	207,84
ТП-5	25-35	Л - 1	154,00	30,80	157,05
	38-41	Л - 2	159,80	69,80	174,38

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
ТП-6	9,10	Л - 1	158,40	31,68	161,54
	12,14	Л - 2	42,00	8,40	42,83
	13,15,16,17,18	Л - 3	70,00	14,00	71,39
ТП-7	52,53	Л - 1	412,04	233,71	473,71
	74	Л - 2	171,04	36,64	174,92
	75,76,77	Л - 3	255,05	73,81	265,51
	78,79	Л - 4	203,04	43,04	207,55
	81	Л - 5	170,59	37,25	174,61
ТП-8	80	Л - 1	171,04	36,64	174,92
	89	Л - 2	83,75	17,61	85,58
	91	Л - 3	171,04	36,64	174,92
	95	Л - 4	171,04	36,64	174,92
	96	Л - 5	171,04	36,64	174,92
	100,101,102	Л - 6	478,33	235,73	533,26
ТП-9	82	Л - 1	205,16	44,60	209,95
	83	Л - 2	524,38	75,22	529,75
	84,85	Л - 3	101,07	19,69	102,97
	86	Л - 4	182,29	36,64	185,93
	87	Л - 5	211,54	36,10	214,60
	88	Л - 6	174,44	35,52	178,02
ТП-10	92,93,94,97,98,99	Л - 1	152,35	31,51	155,58
	103	Л - 2	44,50	31,15	54,32
ТП-11	54,57,58	Л - 1	107,43	28,71	111,20
	55,59,60,63,64,67, 73	Л - 2	85,40	17,08	87,09
	56,61,62,68,70,71	Л - 3	156,00	31,20	159,09
	69,72,90	Л - 4	138,81	27,96	141,60

Таблица 9 – Приведенные мощности линий, расчётный ток

Объект	$\Delta P_{\text{л}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{л}}$, квар	$P_{\text{пр л}}$, кВт	$Q_{\text{пр л}}$, квар	$S_{\text{пр л}}$, кВА	$I_{\text{расч}}$, А
ТП-1						
1	1,66	0,74	207,02	50,50	213,09	308
2,3	0,70	0,05	49,50	41,05	64,31	93
4	21,00	9,34	405,51	115,54	421,65	609

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
5	8,89	2,52	249,22	64,16	257,34	371
6	7,69	2,18	242,78	59,98	250,08	361
ТП-2						
7,20	2,44	0,43	101,44	41,39	109,56	158
8	23,11	8,10	393,65	95,88	405,16	578
11	4,88	0,48	85,46	17,46	87,23	126
19	21,68	6,15	333,97	81,70	343,82	496
21	5,27	0,93	221,03	56,46	228,13	329
22	12,42	2,77	252,42	63,84	260,37	376
ТП-3						
36	17,91	7,96	451,02	106,83	463,50	669
37	3,85	1,09	152,85	36,83	157,23	227
46	5,83	1,65	294,69	74,61	303,98	439
47,48	3,22	0,72	111,97	64,68	129,31	187
49	14,76	4,19	312,63	74,64	321,41	464
ТП-4						
23	18,57	5,27	315,23	84,71	326,41	471
24	3,61	0,48	90,26	18,67	92,17	133
42,43,44	7,99	3,55	398,12	99,57	410,38	592
45	5,55	1,24	253,04	68,35	262,11	378
50	7,08	2,01	298,63	71,77	307,13	443
51	1,78	0,79	205,25	43,19	209,75	303
ТП-5						
25-35	6,16	2,16	160,16	32,96	163,51	236
38-41	7,11	2,49	166,91	72,29	181,89	263
ТП-6						
9,10	3,33	1,17	161,73	32,85	165,03	238

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
12,14	1,03	0,05	43,03	8,45	43,85	63
13,15,16, 17,18	3,47	0,34	73,47	14,34	74,85	108
ТП-7						
52,53	29,62	13,17	441,66	246,88	505,98	741
74	6,34	2,22	177,38	38,86	181,59	262
75,76,77	9,31	4,14	264,36	77,95	275,61	411
78,79	5,33	2,37	208,37	45,41	213,26	308
81	4,86	1,70	175,45	38,95	179,72	259
ТП-8						
80	6,18	2,17	177,22	38,81	181,42	262
89	3,58	0,48	87,33	18,09	89,18	129
91	4,88	1,71	175,92	38,35	180,05	260
95	4,55	1,60	175,59	38,24	179,71	259
96	3,90	1,37	174,94	38,01	179,02	258
100,101,1 02	28,15	12,52	506,48	248,25	564,05	825
ТП-9						
82	1,82	0,81	206,98	45,41	211,90	306
83	27,78	12,35	552,16	87,57	559,06	818
84,85	1,35	0,24	102,42	19,93	104,34	151
86	3,67	1,29	185,96	37,93	189,79	274
87	3,04	1,35	214,58	37,45	217,82	314
88	6,06	2,12	180,50	37,64	184,38	266
ТП-10						
92,93,94, 97,98,99	3,49	0,99	155,84	32,50	159,20	230

1	2	3	4	5	6	7
103	2,54	0,18	47,04	31,33	56,52	82
ТП-11						
54,57,58	3,68	0,65	111,11	29,36	114,92	166
55,59,60,63,64,67,73	5,67	0,75	91,07	17,83	92,80	134
56,61,62,68,70,71	9,30	2,64	165,30	33,84	168,73	244
69,72,90	11,50	2,56	150,31	30,52	153,38	221
Всего	407,58	138,25	10758,95	2901,83	11195,69	-

4.3 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Так как район города относится к району с умеренно-холодным климатом согласно [15], потребители ТП относятся к 2,3 категории, то для питания потребителей от трансформаторных подстанций используется кабель марки АВБШвнг:

А – алюминиевая токопроводящая жила,

В – изоляция из ПВХ пластиката,

Б – броня из стальных лент

Шв - шланг из ПВХ пластиката,

нг - не распространяет горение при групповой прокладке.

Кабель прокладываем в траншеях.

Городские условия и поправочные коэффициенты требуется всегда учитывать для прокладки в траншеях, [5].

Длительно-допустимый ток кабеля следует подбирать больше тока нагрузки, так как выбор сечения кабеля проводится по току нагрузки по результату расчёта.

Условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей влияет на выбранное кабеля, поэтому данными факторами пренебрегать не следует.

Длительно допустимый расчётный ток используемого кабеля равен:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (19)$$

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

K_1 - зависит от температуры окружающей среды, поправка на условия прокладки кабеля, принят 1;

K_2 - зависит от условий допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

K_3 - справочная величина для 2 кабелей в траншее = 0,92 (ПУЭ).

Расстояние между кабелями в траншее = 200 мм.

Для кабелей ААБл $K_2 = 1,25$.

Длительно допустимый ток по линии 1 ТП-1 для кабеля марки АВБШвнг 4х240:

$$I_{доп} = 337 \cdot 1,3 \cdot 0,92 = 421 \text{ А};$$

$$I_{расч} = 308 \text{ А}.$$

Условия аварии являются определяющими для выбранного сечения кабеля. Длительно допустимый ток кабеля с учётом поправочных коэффициентов должен быть больше аварийного тока нагрузки, так как это условие правильного выбора сечения кабеля.

Справочную величину $I_{дл.доп}$ берём в [13]. Просчитаем допустимый ток с учётом поправочных коэффициентов, выбираем сечение кабелей 0,4 кВ при условии $I_{р\text{ макс}} \leq I_{доп}$.

Расчётные данные сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты выбора марки и сечения кабеля

Объект	$I_{расч}, \text{ А}$	$I_{доп}, \text{ А}$	$F, \text{ мм}^2$	Марка
ТП-1				
1	308	421	240	АВБШвнг 4х240

Продолжение таблицы 10

2,3	93	143	35	АВБШВНГ 4х35
4	609	2×388	240	2х(АВБШВНГ 4х240)
5	371	2×292	150	2х(АВБШВНГ 4х150)
6	361	2×292	150	2х(АВБШВНГ 4х150)
ТП-2				
7,20	158	249	95	АВБШВНГ 4х95
8	578	2×388	240	2х(АВБШВНГ 4х240)
11	126	165	50	АВБШВНГ 4х50
19	496	2×292	150	2х(АВБШВНГ 4х150)
21	329	2×229	95	2х(АВБШВНГ 4х95)
22	376	2×260	120	2х(АВБШВНГ 4х120)
ТП-3				
36	669	2×388	240	2х(АВБШВНГ 4х240)
37	227	318	150	АВБШВНГ 4х150
46	439	2×292	150	2х(АВБШВНГ 4х150)
47,48	187	318	150	АВБШВНГ 4х150
49	464	2×292	150	2х(АВБШВНГ 4х150)
ТП-4				
23	471	2×292	150	2х(АВБШВНГ 4х150)
24	133	206	70	АВБШВНГ 4х70
42,43,44	592	2×388	240	2х(АВБШВНГ 4х240)
45	378	2×260	120	2х(АВБШВНГ 4х120)
50	443	2×292	150	2х(АВБШВНГ 4х150)
51	303	421	240	АВБШВНГ 4х240
ТП-5				
25-35	236	363	185	АВБШВНГ 4х185
38-41	263	363	185	АВБШВНГ 4х185

ТП-6				
9,10	238	363	185	АВБШВНГ 4х185
12,14	63	118	25	АВБШВНГ 4х25
13,15,16,17,18	108	165	50	АВБШВНГ 4х50
ТП-7				
52,53	741	3×315	185	3х(АВБШВНГ 4х185)
74	262	363	185	АВБШВНГ 4х185
75,76,77	411	2×260	120	2х(АВБШВНГ 4х120)
78,79	308	421	240	АВБШВНГ 4х240
81	259	363	185	АВБШВНГ 4х185
ТП-8				
80	262	363	185	АВБШВНГ 4х185
89	129	206	70	АВБШВНГ 4х70
91	260	363	185	АВБШВНГ 4х185
95	259	363	185	АВБШВНГ 4х185
96	258	363	185	АВБШВНГ 4х185
ТП-9				
82	306	421	240	АВБШВНГ 4х240
83	818	3×315	185	3хАВБШВНГ 4х185
84,85	151	249	95	АВБШВНГ 4х95
86	274	363	185	АВБШВНГ 4х185
87	314	421	240	АВБШВНГ 4х240
88	266	363	185	АВБШВНГ 4х185
ТП-10				
92,93,94,97,98,99	230	318	150	АВБШВНГ 4х150
103	82	143	35	АВБШВНГ 4х35
ТП-11				

54,57,58	166	249	95	АВБШВнг 4х95
55,59,60,63,64,67,73	134	206	70	АВБШВнг 4х70
56,61,62,68,70,71	244	318	150	АВБШВнг 4х150
69,72,90	221	283	120	АВБШВнг 4х120

Проверка КЛ осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (20)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ – удельные сопротивления линии, Ом/км.

В нормальном режиме допустимая потеря 10%.

Для примера, проверим фидер 1 на ТП-1:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 308 \cdot 0,045 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,132 \cdot 0,98 + 0,0587 \cdot 0,2) = 0,85\%.$$

Проверяем все фидеры, данные сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери напряжения по фидерам 0,4 кВ

Объект	$I_{расч}$, А	F, мм ²	L, км	cosφ	sinφ	R _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	ΔU, %
ТП-1								
1	308	240	0,045	0,98	0,2	0,132	0,0587	0,85
2,3	93	35	0,03	0,98	0,2	0,92	0,0637	1,10
4	609	240	0,16	0,98	0,2	0,132	0,0587	5,95

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	371	150	0,11	0,98	0,2	0,21	0,0596	3,85
6	361	150	01	0,98	0,2	0,21	0,0596	3,40
ТП-2								
7,20	158	95	0,1	0,98	0,2	0,34	0,0602	2,36
8	578	240	015	0,98	0,2	0,132	0,0587	5,29
11	126	50	0,18	0,98	0,2	0,64	0,0625	6,28
19	496	150	0,16	0,98	0,2	0,21	0,0596	7,49
21	329	95	0,05	0,98	0,2	0,34	0,0602	2,46
22	376	120	0,12	0,98	0,2	0,27	0,0602	5,40
ТП-3								
36	669	240	0,11	0,98	0,2	0,132	0,0587	4,50
37	227	150	0,125	0,98	0,2	0,21	0,0596	2,67
46	439	150	0,05	0,98	0,2	0,21	0,0596	2,07
47,48	187	150	0,12	0,98	0,2	0,27	0,0602	2,68
49	464	150	0,12	0,98	0,2	0,21	0,0596	5,25
ТП-4								
23	471	150	0,15	0,98	0,2	0,21	0,0596	6,66
24	133	70	0,16	0,98	0,2	0,46	0,0612	4,27
42,43,44	592	240	0,06	0,98	0,2	0,132	0,0587	2,17
45	378	120	0,05	0,98	0,2	0,27	0,0602	2,27
50	443	150	0,06	0,98	0,2	0,21	0,0596	2,51
51	303	240	0,05	0,98	0,2	0,132	0,0587	0,92
ТП-5								
25-35	236	185	0,235	0,98	0,2	0,17	0,0596	4,29
38-41	263	185	0,22	0,98	0,2	0,17	0,0596	4,46
ТП-6								
9,10	238	185	0,12	0,98	0,2	0,17	0,0596	2,21

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12,14	63	25	0,07	0,98	0,2	1,28	0,0662	2,43
13,15,16,17,18	108	50	0,17	0,98	0,2	0,64	0,0625	5,09
ТП-7								
52,53	741	185	0,16	0,98	0,2	0,17	0,0596	9,17
74	262	185	0,195	0,98	0,2	0,17	0,0596	3,95
75,76,77	411	120	0,16	0,98	0,2	0,27	0,0602	7,88
78,79	308	240	0,15	0,98	0,2	0,132	0,0587	2,82
81	259	185	0,15	0,98	0,2	0,17	0,0596	3,01
ТП-8								
80	262	185	0,19	0,98	0,2	0,17	0,0596	3,85
89	129	70	0,17	0,98	0,2	0,46	0,0612	4,39
91	260	185	0,15	0,98	0,2	0,17	0,0596	3,01
95	259	185	0,14	0,98	0,2	0,17	0,0596	2,81
96	258	185	0,12	0,98	0,2	0,17	0,0596	2,40
100,101,102	825	185	0,12	0,98	0,2	0,17	0,0596	7,65
ТП-9								
82	306	240	0,05	0,98	0,2	0,132	0,0587	0,93
83	818	185	0,12	0,98	0,2	0,17	0,0596	7,59
84,85	151	95	0,06	0,98	0,2	0,34	0,0602	1,35
86	274	185	0,1	0,98	0,2	0,17	0,0596	2,12
87	314	240	0,08	0,98	0,2	0,132	0,0587	1,54
88	266	185	0,18	0,98	0,2	0,17	0,0596	3,70
ТП-10								
92,93,94,97,98,99	230	150	0,11	0,98	0,2	0,21	0,0596	2,38
103	82	35	0,15	0,98	0,2	0,92	0,0637	4,84
ТП-11								
54,57,58	166	95	0,14	0,98	0,2	0,34	0,0602	3,47

1	2	3	4	5	6	7	8	9
55,59,60,63,64,67,73	134	70	0,26	0,98	0,2	0,46	0,0612	6,98
56,61,62,68,70,71	244	150	0,28	0,98	0,2	0,21	0,0596	6,43
69,72,90	221	120	0,34	0,98	0,2	0,27	0,0602	9,02

Все фидеры удовлетворяют условиям проверки, так как наибольшая потеря напряжения не превышает 10%.

4.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.

Формула для расчёта нагрузок на шинах 0,4 кВ:

$$P_{\text{р.жд.общ}} = \sum P_{\text{пр.л}}, \quad (21)$$

В качестве примера представлен расчёт нагрузок на ТП-1. Нагрузка жилых домов рассчитывается в соответствии с требованиями РД по проектированию городских нагрузок [26] учитывая современное оснащение бытовыми приборами.

Расчётная активная нагрузка, кВт:

$$P_{\text{зд,ТП-1}} = 207.018 + 49.501 + 405.515 + 249.217 + 242.782 = 1154.033 \text{ кВт.}$$

Таким же образом производится расчёт реактивной нагрузки, квар:

$$Q_{\text{зд,ТП-1}} = 50.497 + 41.049 + 115.541 + 64.162 + 59.983 = 331.232 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка на ТП-1:

$$P_{\text{ТП-1}} = P_{\text{зд,ТП-1}} + P_{\text{осб,ТП-1}}, \quad (22)$$

$$Q_{ТП-1} = Q_{30,ТП-1}, \quad (23)$$

$$S_{ТП-1} = \sqrt{P_{ТП-1}^2 + Q_{ТП-1}^2}. \quad (24)$$

$$P_{ТП-1} = 1154.033 + 13.85 = 1167.883 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП-1} = 331.232 \text{ квар},$$

$$S_{ТП-1} = \sqrt{1167,883^2 + 331,232^2} = 1213,946 \text{ кВА}.$$

Схожим образом выполнен расчет для остальных ТП, результаты указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчёта нагрузок ТП

№ ТП	Р _{зд} , кВт	Р _{осв} , кВт	Р _{р 0,4 кВ} , кВт	Q _{р 0,4 кВ} , квар	S _{р 0,4 кВ} , кВА
ТП-1	1154,033	13,850	1167,883	331,232	1213,946
ТП-2	1382,808	8,390	1391,198	356,614	1436,178
ТП-3	1323,157	6,990	1330,147	357,598	1377,377
ТП-4	1560,522	9,240	1569,762	386,261	1616,586
ТП-5	327,066	9,250	336,316	105,251	352,401
ТП-6	278,220	0,000	278,220	55,638	283,728
ТП-7	1285,471	7,840	1293,311	448,365	1368,826
ТП-8	1305,582	11,470	1317,052	419,926	1382,376
ТП-9	1450,604	14,870	1465,474	266,127	1489,442
ТП-10	202,889	0,000	202,889	63,828	212,692
ТП-11	517,793	4,900	522,693	111,560	534,466

Таким образом, был произведен расчет нагрузок на шинах каждой трансформаторной подстанции.

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

5.1 Расчет числа и мощности трансформаторов на ТП

Рекомендации [18] указывают на количество трансформаторов при наличии потребителей второй категории - не менее 2.

Мощность силовых трансформаторов для ТП-1 рассчитывается по приведенной формуле:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (25)$$

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

n_T - количество трансформаторов;

K_3^{opt} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

В случае 4 часовой перегрузки коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{3\text{ п/а}}$ равен 1,5, коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_3^{opt} = 0,8$ по [26].

Коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном и послеаварийном или ремонтном режимах необходимо проверять после выбора трансформатора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}}. \quad (26)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется:

$$K_{3\text{ п/а}} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \leq 1,5. \quad (27)$$

На примере ТП-1 проводится выбор числа и мощности трансформаторов.

Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора равен $K_3^{opt} = 0,8$:

$$S_{PT} = \frac{1213,9}{2 \cdot 0,8} = 759 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы ТМГ 2х1000 для выполнения условия по аварийной перегрузке

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{1213,9}{2 \cdot 1000} = 0,61$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3 п/а} = \frac{1213,9}{(2-1) \cdot 1000} = 1,21,$$

Так как $K_{3 п/а} \leq 1,5$ для ТМГ-1000/10, то на ТП-1 к установке принимаются два трансформатора марки ТМГ-1000/10.

Схожим образом выберем трансформаторы для остальных ТП.

Таблица 13 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Расчетная нагрузка $S_{ТП}$, кВА	Кол-во трансформаторов	Мощность трансформатора S_{PT} , кВА	Номинальная мощность трансформатора	K_3	$K_{3 п/а}$
ТП-1	1213,9	2	759	1000	0,59	1,18
ТП-2	1436,2	2	898	1000	0,66	1,31
ТП-3	1377,4	2	861	1000	0,52	1,03
ТП-4	1616,6	2	1010	1600	0,5	0,99
ТП-5	352,4	2	441	400	0,44	0,88
ТП-6	283,7	2	355	400	0,56	1,12
ТП-7	1368,8	2	856	1000	0,68	1,35
ТП-8	1382,4	2	864	1000	0,68	1,36

1	2	3	4	5	6	7
ТП-9	1489,4	2	931	1600	0,46	0,92
ТП-10	212,7	2	266	250	0,44	0,87
ТП-11	534,5	2	334	400	0,66	1,32

Условию проверки соответствуют все выбранные трансформаторы по работе в аварийном и нормальном режимах.

Для каждой ТП определяется $tg\varphi$ по формуле для ТП-1:

$$tg\varphi = \frac{Q_{p.ТП}}{P_{p.ТП}}. \quad (28)$$

$$tg\varphi = \frac{331,232}{1167,883} = 0,28.$$

В соответствии с приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,4.

5.2 Выбор схемы и конструкции ТП

В проектируемой системе электроснабжения кварталов 8, 9 и 11 будут приняты комплектные трансформаторные подстанции (КТП) напряжением 10/0,4 кВ. Их выбор основан на надёжности, компактности и удобством обслуживания, также они соответствуют современным требованиям по эксплуатации электроустановок городской жилой застройки.

Основываясь на величине расчетной нагрузки и плотности электропотребления, в работе предусмотрено использование КТП с трансформаторами номинальной мощности от 400 до 1600 кВА. Такой вариант

позволяет подстраиваться под условия застройки и обеспечивать надёжное питание потребителей второй категории по надёжности. Существуют следующие типы КТП:

1) КТП наружной установки. Выполнены в бетонных или металлических оболочках, которые размещаются на открытых площадках.

2) КТП киоскового типа. Компактные, занимают мало площади при установке.

3) Встроенные подстанции, располагаемые в общественные и жилые здания при соблюдении соответствующих противопожарных и санитарных норм.

Все проектные решения соответствуют требованиям нормативных документов, таких как ПУЭ, СП 256.1325800.2016 и технических условий поставщиков оборудования.

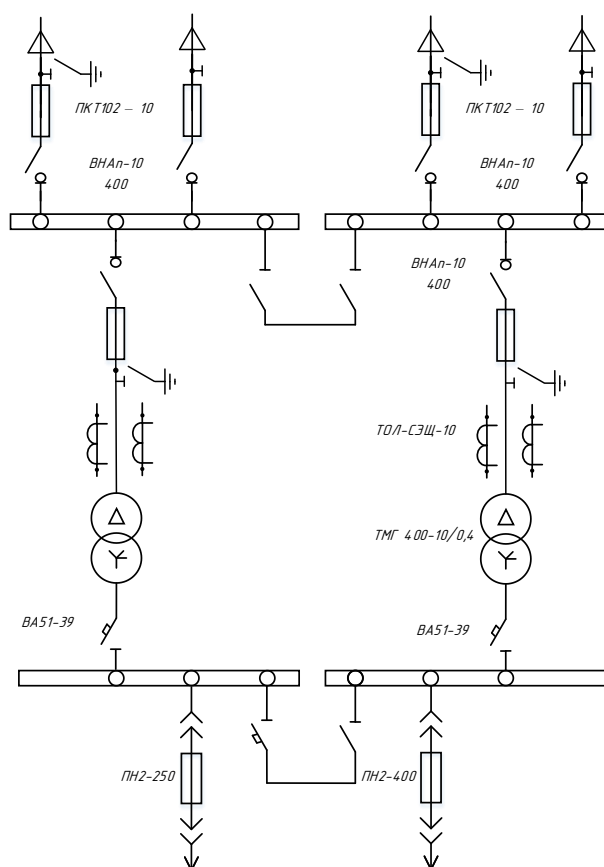


Рисунок 2 – схема трансформаторной подстанции №5

Применяем к установке комплектные трансформаторные подстанции наружной установки в металлическом или бетонном корпусе. Такие подстанции предназначены для приёма, преобразования и распределения электрической энергии трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц.

КТП изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 14695-80, ПУЭ, действующими техническими условиями и схемами главных и вспомогательных цепей, утверждёнными в установленном порядке.

КТП наружной установки — это закрытое комплектное устройство, размещённое в металлическом или железобетонном корпусе, которое предназначено для установки на открытых площадках. Конструкция обеспечивает устойчивость к различным воздействиям, таким как климатические и механические, а также защищает от несанкционированного доступа.

5.3 Определение потерь мощности в сети 0,4 кВ

Правильный выбор трансформаторных подстанций схемы распределительной сети, рациональное распределение электрических нагрузок и повышение коэффициента мощности позволяют снижать потери активной мощности в сетях электроснабжения. Это обеспечивает более надёжную и экономически целесообразную эксплуатацию системы электроснабжения жилых кварталов, особенно в условиях многоэтажной жилой застройки.

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3}. \quad (29)$$

Где I — расчётный ток участка, А;

r_0 - удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

L- длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau. \quad (30)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (31)$$

где T_M - число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии в линиях, в процентах от потребляемой определяется как:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{omn}} \cdot 100\%. \quad (32)$$

Где P_{omn} - потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{omn} \cdot T_M} \cdot 100\%. \quad (33)$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз}. \quad (34)$$

где ΔP_{xx} - потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau. \quad (35)$$

Для примера определим потери мощности в сети 0,4 кВ для дома №1

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 308^2 \cdot 0,132 \cdot 0,05 \cdot 10^{-3} = 0,0055 \text{ кВт},$$

Время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1089 \text{ ч}$$

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 0,0055 \cdot 1089 = 5,989 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери мощности и энергии в процентах:

$$\Delta P\% = \frac{0,055}{205,36} \cdot 100\% = 0,003 \%$$

$$\Delta W\% = \frac{23,829}{205,36 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,0002 \%$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{mp} = 1,7 + 0,7 \cdot 14 = 8,56 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{mp} = 1,7 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 14 \cdot 1089 = 22362,54 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результат расчёта по приведённым выше формулам представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Потери мощности в сетях 0,4 кВ

Номер на плане	ΔP , кВт	ΔW , кВт	$\Delta P_{тр}$, кВт	$\Delta W_{тр}$, кВт*ч	$\Delta P\%$	$\Delta W\%$
1	0,00542	5,897	8,56	22362,540	0,003	0,0000
2,3	0,00735	8,009	8,56	22362,540	0,015	0,0003
4	0,03765	41,003	8,56	22362,540	0,009	0,0002
5	0,02537	27,624	8,56	22362,540	0,010	0,0002
6	0,02156	23,484	8,56	22362,540	0,009	0,0002
7,20	0,01613	17,565	8,56	22362,540	0,016	0,0003
8	0,03402	37,046	8,56	22362,540	0,009	0,0002
11	0,04351	47,381	8,56	22362,540	0,051	0,0010
19	0,04952	53,922	8,56	22362,540	0,015	0,0003
21	0,01658	18,051	8,56	22362,540	0,007	0,0001
22	0,03599	39,195	8,56	22362,540	0,014	0,0003
36	0,02898	31,563	8,56	22362,540	0,006	0,0001
37	0,01774	19,320	8,56	22362,540	0,012	0,0002
46	0,01366	14,878	8,56	22362,540	0,005	0,0001
47,48	0,03552	38,687	8,56	22362,540	0,015	0,0003
49	0,03473	37,825	8,56	22362,540	0,011	0,0002
23	0,04378	47,677	12,645	33715,005	0,014	0,0003
24	0,02935	31,963	12,645	33715,005	0,033	0,0006
42,43,44	0,01394	15,175	12,645	33715,005	0,003	0,0001
45	0,01507	16,408	12,645	33715,005	0,006	0,0001
50	0,01657	18,043	12,645	33715,005	0,006	0,0001
51	0,00599	6,524	12,645	33715,005	0,003	0,0001
25-35	0,02829	30,804	5,61	10540,938	0,018	0,0003
38-41	0,02946	32,078	5,61	10540,938	0,018	0,0003

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
9,10	0,01458	15,875	3,692	10540,938	0,009	0,0002
12,14	0,01125	12,256	3,692	10540,938	0,040	0,0007
13,15,16,17,18	0,03526	38,402	3,692	10540,938	0,048	0,0009
52,53	0,06027	65,639	8,56	22362,540	0,013	0,0003
74	0,02600	28,315	8,56	22362,540	0,015	0,0003
75,76,77	0,05311	57,835	8,56	22362,540	0,019	0,0004
78,79	0,01825	19,871	8,56	22362,540	0,009	0,0002
81	0,01947	21,205	8,56	22362,540	0,011	0,0002
80	0,02531	27,563	8,56	22362,540	0,014	0,0003
89	0,03022	32,905	8,56	22362,540	0,035	0,0006
91	0,01983	21,597	8,56	22362,540	0,011	0,0002
95	0,01847	20,119	8,56	22362,540	0,011	0,0002
96	0,01578	17,180	8,56	22362,540	0,009	0,0002
100,101,102	0,04928	53,669	8,56	22362,540	0,009	0,0002
82	0,00603	6,564	12,645	33715,005	0,003	0,0001
83	0,05061	55,111	12,645	33715,005	0,009	0,0002
84,85	0,00925	10,069	12,645	33715,005	0,009	0,0002
86	0,01397	15,219	12,645	33715,005	0,008	0,0001
87	0,01002	10,910	12,645	33715,005	0,005	0,0001
88	0,02362	25,717	12,645	33715,005	0,014	0,0003
92,93,94,97,98,99	0,01657	18,047	2,431	6636,279	0,010	0,0002
103	0,03377	36,780	2,431	6636,279	0,072	0,0013
54,57,58	0,02364	25,741	3,692	10540,938	0,021	0,0004
55,59,60,63,64,67,73	0,04806	52,337	3,692	10540,938	0,053	0,0010
56,61,62,68,70,71	0,04296	46,784	3,692	10540,938	0,026	0,0005
69,72,90	0,06098	66,411	3,692	10540,938	0,041	0,0008

Как видно из расчётов, потери активной мощности и энергии находятся в пределах нормы.

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ПС

Для того чтобы определить необходимость установки КРМ на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ, рассчитаем приведенную активную и реактивную мощности линий.

Приведенные мощности рассчитываются по формулам:

$$P_{ПС.пр} = P_{р.л.} + \Delta P_{л} \quad (36)$$

$$Q_{ПС.пр} = Q_{р.л.} + \Delta Q_{л} \quad (37)$$

где $\Delta P_{л}$ и $\Delta Q_{л}$ – потери активной и реактивной мощностей в линии.

$$\Delta P_{л} = \frac{(P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2) \cdot r \cdot L}{U^2 \cdot n_{л} \cdot 1000}, \quad (38)$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2) \cdot x \cdot L}{U^2 \cdot n_{л} \cdot 1000}, \quad (39)$$

где R и X – активное и реактивное сопротивления кабельных линий;

$n_{л}$ – число питающих кабельных линий.

Расчет потерь для линии с ТП-1-ТП-6:

$$\Delta P_{л} = \frac{(5739,865^2 + 1278,264^2) \cdot 0,099 \cdot 2,48}{10^2 \cdot 2 \cdot 1000} = 42,45 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(5739,865^2 + 1278,264^2) \cdot 0,175 \cdot 2,48}{10 \cdot 2 \cdot 1000} = 75,04 \text{ квар},$$

Расчет потерь для линии с ТП-7-ТП-11:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{(4778,7^2 + 1236,12^2) \cdot 0,124 \cdot 1,595}{10^2 \cdot 2 \cdot 1000} = 24,09 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{(4778,7^2 + 1236,12^2) \cdot 0,179 \cdot 1,595}{10^2 \cdot 2 \cdot 1000} = 34,78 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ПС.пр}} = 5739,865 + 4778,7 + 42,45 + 24,09 = 10585,105 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ПС.пр}} = 1278,264 + 1236,12 + 75,04 + 34,78 = 2624,204 \text{ квар}.$$

В итоге был произведен расчет активной и реактивной мощности на шинах НН ПС.

6.2 Проверка необходимости КРМ на шинах ПС

КРМ следует устанавливать для соблюдения требуемого нормативами коэффициента мощности. Требуемый коэффициент мощности позволяет электрическим сетям оставаться экономичными и энергоэффективными.

Определяется требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{треб.КУ}} = Q_{\text{расч}} - P_{\text{расч}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}, \quad (40)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент мощности, равен 0,4 для напряжения 10 кВ.

$$Q_{\text{треб.КУ}} = 2624,204 - 10585,105 \cdot 0,4 = -1609,838 \text{ квар}.$$

По результатам расчёта требуемая реактивная мощность компенсирующих устройств отрицательная, что отсутствие необходимости в установке КУ.

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ 10 кВ

7.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

В качестве распределительной сети для электроснабжения жилых кварталов 8, 9 и 11 выбирается схема с двумя петлями, что обеспечит надёжность электроснабжения потребителей 2 категории.

7.2 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения кабельной линии производится исходя из максимального значения расчетного тока. После этого выбранное сечение дополнительно проверяется на соответствие условиям послеаварийного режима и допустимым потерям напряжения. С использованием справочных величин длительно-допустимых токов нагрузки, выбирается ближайшее стандартное сечение, превышающее расчётное.

Расчетный ток в нормальном режиме определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p.l.}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{p.l.}}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (41)$$

где $P_{p.l.}$ – расчетная активная нагрузка линии, кВт;

$Q_{p.l.}$ – расчетная реактивная нагрузка линии, квар;

U_H – номинальное напряжение, равное 10 кВ;

Расчетный ток для послеаварийного режима определяется как:

$$I_{n/ав. \max} = \frac{\sqrt{(P_{p.l.})^2 + (Q_{p.l.})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (42)$$

Рассчитаем токи для нормального и послеаварийного режимов для петлевой линии, включающей в себя ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5, ТП-6:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{5739,865}{2}\right)^2 + \left(\frac{1278,264}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 169,755 \text{ А},$$

$$I_{n/ав. \max} = \frac{\sqrt{(P_{p.л.})^2 + (Q_{p.л.})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 339,509 \text{ А}$$

Для прокладки принимается кабель марки ААБл:

А – жила из алюминия;

А – алюминиевая оболочка;

Б – бронирование из пары лент из высокопрочной стали;

л – дополнительная армирующая лента.

Обязательно учитывать несколько коэффициентов для кабелей 10 кВ:

- $K_{CH} = 0,9$, поправка на снижение токовой нагрузки при двух кабелях в траншее;

- $K_{ПЕР} = 1,1$ поправка на время проведения ремонта поврежденного кабеля в течении 6 часов;

- $K_{ТЕМП} = 1$ поправка на температуру окружающей среды, принимается летняя температура 25 градусов;

Длительно-допустимый расчётный ток используемого кабеля равен:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.доп}} \cdot K_{CH} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП} , \quad (43)$$

$$I_{\text{дл.доп}} = 275 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1 = 272,25 \text{ А};$$

$$I_{\max} = 169,755 \text{ А},$$

$$169,755 \leq 272,25 \text{ A.}$$

Проверяем кабель по току в послеаварийном режиме:

$$I_{ав.доп} = 275 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 353,925 \text{ A};$$

$$I_{п/ав.мах} = 339,509 \text{ A,}$$

$$339,509 \leq 353,925 \text{ A.}$$

Выбираем кабель марки ААБл 3х185 с длительно допустимым током 275 А и аварийно допустимым током 354 А.

Итоги расчётов помещены в таблицу 15.

Таблица 15 – Выбор кабелей 10 кВ

Питаемые ТП	Р _{р.л} , кВт	Q _{р.л} , квар	I _{п/ав.мах} , А	I _{ав.доп} , А	Марка
ТП-1-ТП-6	5739,865	1278,264	339,509	353,925	ААБл 3х185
ТП-7-ТП-11	4778,7	1236,12	284,979	316,602	ААБл 3х150

Сечения для кабельных линий 10 кВ были выбраны по допустимому току и проверены в послеаварийном режиме. В дальнейшем данные сечения будут проверяться на термическую стойкость по воздействию токов короткого замыкания, а также проверяться по допустимой потере напряжения.

7.3 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения

В работе представлены две петлевые линии, однолинейную схему которых можно увидеть на листах 2 и 3 графической части. Обе линии проверяются на потерю напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{n/ав.мах} \cdot l \cdot \frac{100}{U_n} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)); \quad (44)$$

Для примера определим потерю напряжения петлевой схемы ТП-1-ТП-6 для послеаварийного режима:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 339,509 \cdot 2,48 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,099 \cdot 0,98 + 0,175 \cdot 0,2) = 1,925\%.$$

Далее по аналогии проводим расчёт потери напряжения для линии ТП-7-ТП-11:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 284,979 \cdot 1,595 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,124 \cdot 0,98 + 0,179 \cdot 0,2) = 1,239\%.$$

Итоги расчётов помещены в таблицу 16.

Таблица 16 – Падение напряжения для выбранного варианта

Питаемые ТП	$I_{п/ав.мах}$, А	L, км	F _{кл} , мм ²	X _{кл} , Ом/км	R _{кл} , Ом/км	$\Delta U_{кл}$, %
ТП 1,2,3,4,5,6	339,509	2,48	185	0,175	0,099	1,925
ТП 6,7,8,9,10,11	284,979	1,595	150	0,79	0,124	1,239

По результатам расчётов, в послеаварийном режиме падение напряжения составляет менее 10%, [26].

В дальнейшем выбранные сечения будут дополнительно проверяться на воздействие токов короткого замыкания.

8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС 35/10 кВ

8.1 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с действующими нормативами и методическими рекомендациями, выбор мощности силовых трансформаторов на ПС 35/10 кВ будет проводиться с учётом допустимых перегрузок в послеаварийном режиме. Допускается кратковременная перегрузка трансформаторов на 70% от номинальной мощности не более 6 часов в сутки и не более 5 суток в году.

В случае наличия в составе нагрузки потребителей 2 категории по надёжности, а в данной работе такими потребителями являются многоквартирные жилые дома, необходима установка как минимум двух трансформаторов на подстанции, обеспечивающих резервирование на случай выхода из строя одного из них.

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (45)$$

где $P_{\Sigma}^2, Q_{неск}^2$ - суммарная активная и некомпенсированная реактивная мощности подстанции;

N – число трансформаторов, принимаем 2;

K_3 - коэффициент загрузки, принимается равным 0,7

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{10904,66^2 + 3271^2}}{2 \cdot 0,7} = 8132 \text{ кВА}$$

Опираясь на полученное значение мощности, выбираем и проверяем трансформатор ТДН-10000/35/10 на ПС Амур.

Расшифровка марки трансформатора ТДН-10000/35/10:

Т – трехфазный;

Д – естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха;

Н – Трансформатор с РПН;

10000 – номинальная мощность трансформатора, кВА;

35 – класс напряжения стороны ВН, кВ;

10 – класс напряжения стороны НН, кВ;

Проверяем трансформатор на коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

В нормальном режиме:

$$K_n = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_T}, \quad (46)$$

$$K_n = \frac{11204,84}{2 \cdot 10000} = 0,56;$$

В послеаварийном режиме:

$$K_{п/а} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{(N-1) \cdot S_T}, \quad (47)$$

$$K_{п/а} = \frac{11204,84}{1 \cdot 10000} = 1,12$$

Коэффициенты загрузки трансформатора находятся в пределах допустимых значений, выбираем ТДН-10000/35/10.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

9.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ:

Для расчёта токов короткого замыкания составляется схема замещения.

Исходная схема изображена на рисунке 3

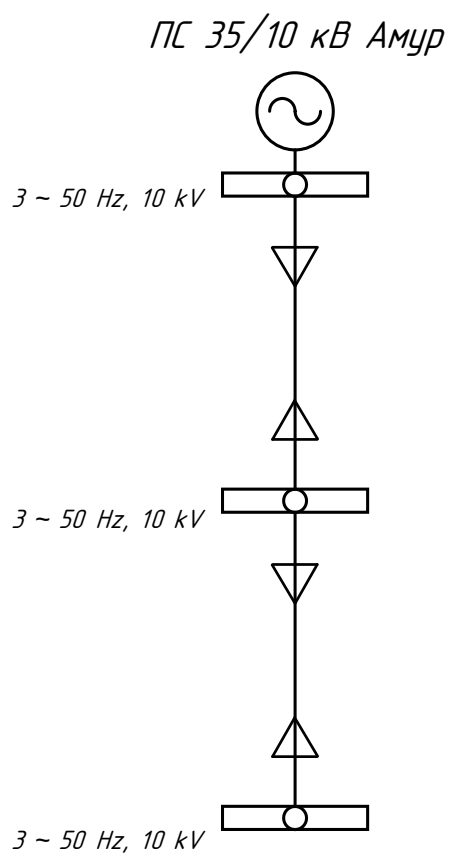


Рисунок 3 – Исходная схема

Схема замещения представлена на рисунке 4

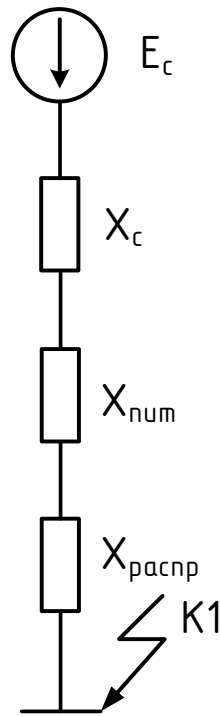


Рисунок 4 – Схема замещения

$$X_c = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}^{(3)}}, \quad (48)$$

где U_{BH} - напряжение стороны ВН 10 кВ;

$I_{кз10}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ на шинах 10 кВ подстанции Амур.

Ток трехфазного КЗ на шинах 10 кВ подстанции Амур составляет 11,4 кА.

Рассчитаем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 11,4} = 0,506.$$

Участки линий вводятся своими сопротивлениями, Ом:

$$X_{л} = \frac{x_{y\partial} \cdot L}{n}, \quad (49)$$

$$R_{л} = \frac{r_{y\partial} \cdot L}{n}, \quad (50)$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление провода, мОм/км;

L – длина участка, м;

n – количество параллельных линий.

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}. \quad (51)$$

$$X_{\Sigma} = X_{распр} + X_{пит} + X_c \quad (52)$$

где $X_{распр}$ и $X_{пит}$ – реактивные сопротивления распределительной и питающей линий 10 кВ.

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

Ток двухфазного короткого замыкания без расчёта схемы обратной последовательности в сети 10 кВ упрощённо определяется как, кА:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по}^{(3)}. \quad (53)$$

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (54)$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}. \quad (55)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)}. \quad (56)$$

Для ТП-1 выполним расчет относительно точки К1.

Сопротивления питающей и распределительной кабельной линии 10 кВ:

$$X_{пит} = \frac{0,17 \cdot 2,8}{2} = 0,229 \text{ Ом}$$

$$X_{распр} = 0,175 \cdot 0,691 = 0,121 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot (0,121 + 0,229 + 0,506)} = 6,738 \text{ кА}.$$

$$T = \frac{0,506 + 0,229 + 0,121}{(0,205 + 0,068) \cdot 314} = 0,0101 \text{ с}.$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,738 = 5,835 \text{ кА}$$

Коэффициент затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0101}} = 1,37.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = 1,37 \cdot \sqrt{2} \cdot 6.738 = 13.06 \text{ кА.}$$

Произведем расчет схожим образом для всех ТП (точка К1), итоги расчёта помещаем в таблицу 17.

Таблица 17 – Итоги расчета токов короткого замыкания для точки К1 в сети 10 кВ

№ ТП	X_{Σ} , Ом	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	T, с	$K_{уд}$	$i_{уд}$
ТП-1	0,86	6,738	5,835	0,0101	1,37	13,06
ТП-2	0,81	7,125	6,170	0,0106	1,39	13,98
ТП-3	0,78	7,395	6,404	0,0109	1,40	14,64
ТП-4	0,76	7,590	6,574	0,0112	1,41	15,13
ТП-5	0,79	7,276	6,301	0,0108	1,39	14,35
ТП-6	0,85	6,812	5,899	0,0102	1,37	13,23
ТП-7	0,74	7,788	6,745	0,0082	1,30	14,26
ТП-8	0,80	7,252	6,281	0,0099	1,37	14,00
ТП-9	0,84	6,888	5,965	0,0114	1,42	13,79
ТП-10	0,77	7,502	6,497	0,0111	1,41	14,93
ТП-11	0,82	7,040	6,097	0,0107	1,39	13,88

9.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

По аналогии с расчётом токов короткого замыкания на стороне 10 кВ, будут рассчитываться остальные точки КЗ, с учётом сопротивлений

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ.

Исходная схема изображена на рисунке 5

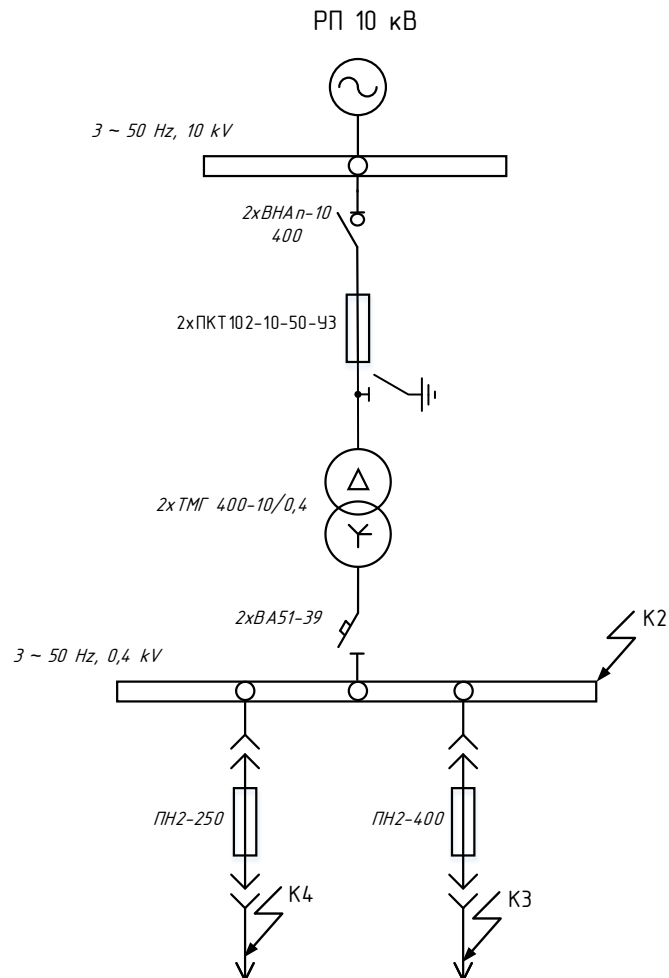


Рисунок 5 – Исходная схема

При составлении схемы замещения будут учитываться дополнительные сопротивления аппаратуры, например: сопротивление контакторов, сопротивление дуги, сопротивление автоматических выключателей, а также сопротивление кабельных линий наиболее и наименее удалённых потребителей для точек К3 и К4

Схема замещения представлена на рисунке 6.

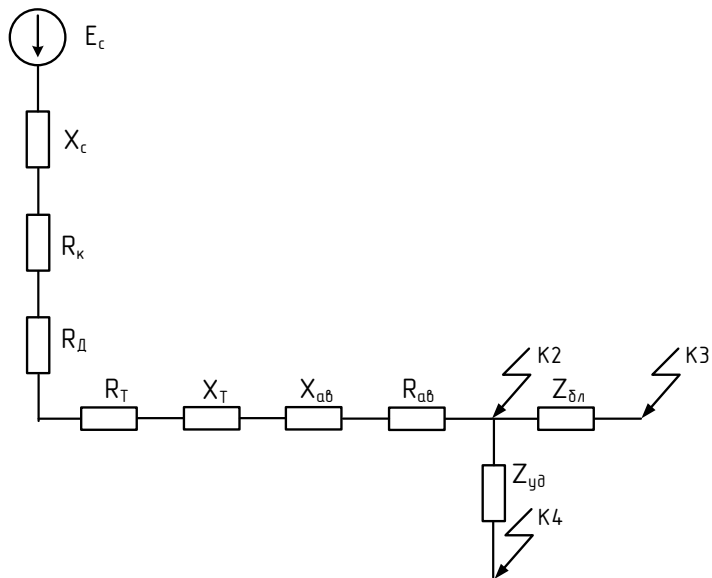


Рисунок 6 – Схема замещения

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПО}^{(3)}}, \quad (57)$$

где $I_{ПО}^{(3)}$ – ранее рассчитанный ток трёхфазного КЗ в точке К1.

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.т}^2}; \quad (58)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, 0,4 кВ;

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ.т}} \quad (59)$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (60)$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К2 определяется как:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot Z_A}, \quad (61)$$

где Z_a – сопротивление аппаратуры:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_T + X_{ав})^2 + (R_k + R_d + R_T + R_{ав})^2}}, \quad (62)$$

где $X_{ав}$ и $R_{ав}$ – сопротивления автоматического выключателя, мОм;

$X_{кл}$ - реактивное сопротивление кабельной линии 0,4 кВ, мОм;

R_k , R_d , – активные сопротивления контактов и дуги в месте КЗ соответственно, [6].

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К3 определяется как:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_T + X_{ав} + X_{кл.бл})^2 + (R_k + R_d + R_T + R_{кл.бл})^2}}, \quad (63)$$

где $X_{кл.бл}$ и $R_{кл.бл}$ – реактивное и активное сопротивление кабельной линии ближайшего к ТП потребителя.

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К4 определяется как:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_T + X_{ав} + X_{кл.уд})^2 + (R_k + R_d + R_T + R_{кл.уд})^2}}, \quad (64)$$

где $X_{кл.уд}$ и $R_{кл.уд}$ – реактивное и активное сопротивление кабельной линии

наиболее удаленного от ТП потребителя.

Токи однофазных КЗ будут рассчитаны методом симметричных составляющих, в соответствии с ГОСТ 28249-93 [6]:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{(2X_{\Sigma} + X_{0\Sigma})^2 + (2R_{\Sigma} + R_{0\Sigma})^2}}, \quad (65)$$

где $X_{0\Sigma}$ и $R_{0\Sigma}$ – суммарные реактивное и активное сопротивления тока нулевой последовательности.

$$R_{0\Sigma} = r_{0T} + r_{0\text{кл}} + r_{\text{ав}} + r_{\text{к}} + r_{\text{д}} \quad (66)$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_{0\text{кл}} + X_{\text{ав}} \quad (67)$$

где $r_{0\text{кл}}$ и $X_{0\text{кл}}$ – сопротивления нулевой последовательности кабельной линии, мОм;

r_{0T} и X_{0T} – сопротивления нулевой последовательности трансформатора, мОм [6].

Для кабельной линии принимаются $X_{0\text{кл}} = 3,5 \cdot X_{1\text{кл}}$, $R_{0\text{кл}} = 10 \cdot R_{1\text{кл}}$.

Рассчитывается сопротивление кабельной линии:

$$X_{\text{кл}} = x_0 \cdot L \quad (68)$$

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot L, \quad (69)$$

где x_0 , r_0 – удельные активное и реактивное сопротивления кабельной линии.

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{\text{кл}} = \sqrt{R_{\text{кл}}^2 + X_{\text{кл}}^2} \quad (70)$$

В качестве примера произведем расчет токов короткого замыкания в точке К2 для ТП1:

$$R_T = \frac{14 \cdot 400^2}{1000} = 2,24 \text{ мОм}$$

$$Z_T = \frac{6 \cdot 400^2}{100 \cdot 1000} = 9,6 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{9,6^2 - 2,24^2} = 9,34 \text{ мОм}$$

$$X_C = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,738} = 0,857 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,857 + 9,34 + 0,17)^2 + (0,1 + 5 + 2,24 + 0,65)^2}} = 17,76 \text{ кА}$$

Далее по аналогии проводим расчеты для всех точек КЗ и всех трансформаторных подстанций, итоговые значения токов короткого замыкания выносим в таблицу 18.

Таблица 18 – Итоги расчета токов короткого замыкания для точек К2, К3 и К4 в сети 0,4 кВ

№ТП	Точка КЗ	R_{Σ} , мОм	X_{Σ} , мОм	$R_{0\Sigma}$, мОм	$X_{0\Sigma}$, мОм	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{по}}^{(1)}$, кА
ТП-1	К2	7,952	10,292	7,250	10,700	17,76	17,801
	К3	9,863	37,892	26,360	105,3	5,898	3,708

ТП-1	K4	17,344	31,412	101,17	82,62	6,436	3,481
ТП-2	K2	7,842	10,225	7,140	10,680	17,92	17,948
	K3	10,852	27,225	37,350	68,2	7,880	5,090
	K4	19,092	125,425	119,75	411,9	1,820	1,017
ТП-3	K2	7,952	10,216	7,250	10,700	17,84	17,857
	K3	10,932	20,716	37,050	45,45	9,859	6,600
	K4	15,402	36,466	81,75	100,58	5,834	3,350
ТП-4	K2	5,883	6,702	5,340	7,480	25,90	25,664
	K3	8,893	20,202	37,350	55,95	10,463	6,241
	K4	15,675	80,302	105,17	266,3	2,823	1,546
ТП-5	K2	16,912	15,875	16,650	19,170	9,96	9,663
	K3	30,024	53,275	138,370	139,6	3,776	2,191
	K4	30,918	55,825	147,31	148,53	3,619	2,075
ТП-6	K2	16,912	15,929	16,650	19,170	9,94	9,653
	K3	21,546	105,144	53,590	322,3	2,152	1,280
	K4	27,537	124,675	113,5	389,5	1,809	1,049
ТП-7	K2	7,842	10,15	7,140	10,680	18,00	18,000
	K3	16,647	29,956	95,300	78	6,739	3,674
	K4	19,464	43,306	123,47	124,73	4,864	2,599
ТП-8	K2	7,842	10,211	7,140	10,680	17,94	17,959
	K3	14,994	30,611	78,770	80,1	6,775	3,885
	K4	19,166	42,511	120,49	121,75	4,952	2,657
ТП-9	K2	5,883	6,780	5,340	7,480	25,7	25,550
	K3	8,818	13,380	36,600	31,8	14,412	8,680
	K4	16,611	37,380	114,53	115,8	5,646	2,873
ТП-10	K2	23,096	24,512	22,150	29,370	6,86	6,662
	K3	29,652	47,612	72,810	89,55	4,117	3,050

Продолжение таблицы 18

ТП-10	К4	32,651	162,512	102,8	491,7	1,393	0,831
ТП-11	К2	16,912	15,902	16,650	19,170	9,95	9,658
	К3	25,340	63,502	91,530	175,3	3,378	2,074
	К4	37,380	107,702	211,93	330	2,026	1,124

В ходе выполнения расчётов определены токи трёхфазного короткого замыкания на участках сети 10 кВ и 0,4 кВ. Расчёты выполнены с учётом параметров питающей системы, трансформаторного оборудования и протяжённости кабельных линий.

Полученные значения токов КЗ находятся в допустимых пределах и не превышают нормативных ограничений, что подтверждает корректность выбранной схемы и возможность безопасного применения соответствующего оборудования защиты.

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Сечения кабельных линий должны проверяться на термическую стойкость по воздействию токов КЗ.

Находим термически стойкое к токам короткого замыкания сечение кабельных линий:

$$F_{терм} = \frac{\sqrt{I_{по}^{(3)} \cdot 10^6 \cdot t_n}}{K_T}, \quad (71)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – ранее рассчитанное значение тока КЗ в точке К1;

t_n – приведенное время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01 с) и времени отключения выключателя (0,055 с) с учетом ступени селективности 0,1 с;

K_T – температурный коэффициент, равный 95.

Для примера найдем термически стойкое сечение для ТП-1:

$$F_{терм} = \frac{\sqrt{6,738 \cdot 10^6 \cdot (0,055 + 0,01 + 0,1)}}{95} = 11,1 \text{ мм}^2$$

Результаты расчета для остальных ТП представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка сечений линий 10 кВ на термическую стойкость.

Линия до ТП	$I_{по}^{(3)}$, кА	$F_{терм.}$, мм ²	$F_{факт.}$, мм ²
1	6.738	11.1	185
2	7.125	11.4	185
3	7.395	11.6	185
4	7.590	11.8	185

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
5	7.276	11.5	185
6	6.812	11.2	185
7	7.788	11.9	150
8	7.252	11.5	150
9	6.888	11.2	150
10	7.502	11.7	150
11	7.040	11.3	150

Результаты расчетов показывают, что все ранее выбранные сечения кабельных линий 10 кВ обеспечивают необходимую термическую стойкость при протекании через них токов короткого замыкания. Подводя итог, сечения линий 10 кВ удовлетворяют требованиям по термической стойкости и по потере напряжения.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

11.1 Выбор комплектных распределительных устройств на РП

В данной выпускной квалификационной работе проектируемые кварталы питаются от РП 10 кВ, которую в свою очередь снабжает ПС Амур 35/10 кВ.

Для распределения электрической энергии на стороне 10 кВ принимается решение использовать комплектное распределительное устройство типа К-63. КРУ К-63 представляет собой сборную конструкцию из металлических шкафов, в которые встроены аппараты защиты и управления. Выбор КРУ К-63 обусловлен надёжностью, удобством и широким применением в распределительных сетях. КРУ типа К-63 находится на распределительном пункте 10 кВ и устанавливается внутри здания РП.

Таблица 20 – Параметры КРУ К-63

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение	10 кВ
Номинальный ток первичных цепей	400, 630, 1000 А
Номинальный ток отключения камер	12, 20 кА
Ток включения выключателя	20 кА – действующее значение; 51 кА – амплитуда
Номинальный ток сборных шин	630 и 1000 А
Габаритные размеры	Ширина – 2360 мм Высота – 2870 мм Глубина – 1200 мм
Масса камер	С трансформаторами напряжения – 750-1000 кг

11.2 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ ТП

Выключатели нагрузки устанавливаются на стороне 10 кВ ТП. Предохранитель и разъединитель, размещенные на одной раме, представляют

собой выключатель нагрузки. Принимается номинальная мощность одного трансформатора ТП-1 в ходе выбора предохранителей при нахождении тока на стороне ВН ТП:

$$I_P = \frac{2 \cdot S_{T \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (72)$$

$$I_P = \frac{2 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115 \text{ A},$$

$$I_{\text{норм}} \leq I_{I \text{ ном}}, \quad (73)$$

$$115 \text{ A} \leq 160 \text{ A}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-104-10-160-20-У3

Паспортные данные выбранных предохранителей будут указаны в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор выключателя нагрузки 10 кВ

№ ТП	S_T , кВА	$I_{P \text{ расч}}$, А	Предохранители для защиты трансформаторов ТП		Выключатели нагрузки		
			$I_{\text{ном}}$, А	Тип предохранителя	I_H , А	$I_{\text{ном}}$, А	Тип выключателя
ТП-1	1000	115	160	ПКТ104-10-160-У3	115	400	ВНАп-10/400
ТП-2	1000	115	160	ПКТ104-10-160-У3	115	400	ВНАп-10/400
ТП-3	1000	115	160	ПКТ104-10-160-У3	115	400	ВНАп-10/400
ТП-4	1600	185	200	ПКТ104-10-200-У3	185	400	ВНАп-10/400
ТП-5	400	47	50	ПКТ102-10-50-У3	47	400	ВНАп-10/400
ТП-6	400	47	50	ПКТ102-10-50-У3	47	400	ВНАп-10/400
ТП-7	1000	115	160	ПКТ104-10-160-У3	115	400	ВНАп-10/400
ТП-8	1000	115	160	ПКТ104-10-160-У3	115	400	ВНАп-10/400
ТП-9	1600	185	200	ПКТ104-10-200-У3	185	400	ВНАп-10/400
ТП-10	250	29	40	ПКТ102-10-40-У3	29	400	ВНАп-10/400
ТП-11	400	47	50	ПКТ102-10-50-У3	47	400	ВНАп-10/400

11.3 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a} = \frac{S_{PP}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (74)$$

$$I_{n/a} = \frac{8132}{\sqrt{3} \cdot 10} = 469,5 \text{ А}$$

В КРУ К-63 применяются вакуумные выключатели ВВ/Tel-10–20/630 У2.

Выполняем проверку выключателей по термической устойчивости для участка ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5, ТП-6:

$$B_K = I_{no}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (75)$$

$$B_K = 7,590^2 \cdot (0,055 + 0,1) = 8,929 \text{ кА}^2\text{с}$$

где $t_{отк}$ – время отключения выключателя,

$$t_{отк} = 0,055 \text{ с.}$$

Определяется номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot \beta_n, \quad (76)$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,6 = 16,97$$

где β_n – номинальное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе. Для марки нашего выключателя $\beta_n = 0,6$.

Проверка выключателя по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq B_{K.ном} \quad (77)$$

$$B_{K.ном} = I_{терм}^2 \cdot 3 \quad (78)$$

$$B_{K.ном} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

Справочные данные выключателя проверяются по данным, ранее рассчитанным в пункте расчета токов коротких замыканий.

Справочные данные используются из источника [1], итоги расчётов помещены в таблицу 22.

Таблица 22 – Сравнение данных по выбору и проверке линейных выключателей 10 кВ ПС

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 339,509 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 7,59 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{ПО}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,13 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,929 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 7,59 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{ПО}$
$i_{a.ном} = 16,97 \text{ кА}$	$i_{a.t} = 6,44 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{a.t}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, поэтому устанавливаем выключатели марки ВВ/Tel-10–20/630 У2.

11.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Условия выбора трансформаторов тока:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} ,$$

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}} .$$

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{\text{ном}}, \quad (79)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_m, \quad (80)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (81)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$,

соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{конт}$ ($r_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$):

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (82)$$

Составляется таблица 23 с нагрузкой приборов во вторичной цепи трансформатора тока на стороне 10 кВ.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

№ п/п	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
1	Амперметр	СА-3021	0,5		0,5
2	Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	0,1		0,1
3	Ватметр	СР-3021	0,5		0,5
4	Варметр	СТ-3021	0,5		0,5
5	Итог		1,6	-	1,6

Из таблицы 23 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-600.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1:

$$B_K = 7,59^2 \cdot (0,055 + 0,1) = 8,929 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 2,5 \text{ ВА}$.

Вычисляем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (83)$$

$$Z_{2H} = \frac{2.5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (84)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ КВВГнг(А)-LS (отсутствие буквы А означает, что токопроводящая жила – медная; К- контрольный; В- изоляция из ПВХ пластиката; В- оболочка из поливинилхлоридного пластиката; Г- отсутствие защитного покрова; Э- экран; нг- не распространяет горение при групповой прокладке; LS- с пониженным дымо- и газовыделением (low smoke)) с удельным сопротивлением $r_0=0,00755$. Длину проводов примем $l=10 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = r_0 \cdot l, \quad (85)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,00755 \cdot 10 = 0,0755 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0,1 + 0,0755 + 0,044 = 0,2195 \text{ Ом.}$$

Справочные данные используются из источника [1], итоги расчётов помещены в таблицу 24.

Таблица 24 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 339,509 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0,1 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{Hр} = 0,044 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{\text{к.ном}} = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 8,929 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{скв}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,13 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$

11.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Примем к установке антирезонансный трансформатор напряжения марки НАМИ-10. Данный трансформатор предусмотрен для установки в комплектные распределительные устройства типа КРУ К-63.

Таблица 25 – Выбор приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий-230	7,5	22	165
Итого				197

Таблица 26 – Проверка трансформатора НАМИ-10 по справочным данным

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\text{сумм}} = 197 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{сумм}}$

По результатам расчёта видно, что трансформатор напряжения подходит

по условиям выбора.

11.6 Выбор ОПН

Первоначальный выбор ОПН для РП 10 кВ производится по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{ном} \geq U_{раб};$$

Принимаем ОПН-П1_10/10,5/10 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

Далее производится проверка по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{ном.мах} \geq U_{раб.мах};$$

$$U_{раб.мах} = \frac{1,15 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}}; \quad (86)$$

$$U_{раб.мах} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ};$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 6,64 \text{ кВ};$$

Энергия, проходящая через ОПН в сетях напряжением от 3 до 35 кВ, определяется [15]:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{НД})^2 \right], \quad (87)$$

где C – емкость кабельной линии;

U_{Π} – коэффициент перенапряжения, принимаем 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Емкость кабельной линии определяется по формуле:

$$C = L \cdot c_0, \quad (88)$$

где $c_0 = 0,45$ мкФ/км – удельная емкость кабеля марки ААБл сечения 3х185, используемого в сети 10 кВ.

$L = 2,48$ км – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 2,48 \cdot 0,45 = 1,116 \text{ мкФ};$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,116 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,77 \text{ кДж};$$

Удельная энергоемкость ОПН составляет:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,77}{10} = 4,177 \text{ кДж/кВ};$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия находится в пределах от 4,12 до 4,5 кДж/кВ.

Таблица 27 – Параметры ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	10,5

1	2
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбор ОПН для 35 кВ производится аналогично, по итогу принимается к установке ОПН-П1-35/44/10 УХЛ1

Таблица 28 – Параметры ОПН-П1-35/44/10 УХЛ1

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	101.3
Длина пути утечки, см	163
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

11.7 Выбор ТСН

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа подстанции и электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд являются оперативные цепи, система связи, аварийное освещение, охлаждение трансформаторов (если они присутствуют).

Потребители собственных нужд выведены в таблицу 29

Таблица 29 – Нагрузка собственных нужд

Потребитель	$\cos\varphi$	$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
-------------	---------------	-----------------	------------------

1	2	3	4
Подогрев КРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение и вентиляция ЗРУ	1	7	-
Прочее (связь, телеуправление)	1	46	-

Расчетная мощность собственных нужд определяется:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (89)$$

где k_c – коэффициент спроса равный 0,8.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{193^2 + 0^2} = 154,4 \text{ кВА.}$$

Принимаются к установке два трансформатора марки ТМ 250/10.

11.8 Выбор предохранителей 0,4 кВ

Расчетный ток определяет условия выбора предохранителей. Для защиты фидеров 0,4 кВ используем предохранители марки ПН-2.

Условие выбора:

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{номПР}, \quad (90)$$

где $I_{ВСТ}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Справочные данные используются из источника [1], итоги расчётов помещены в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор предохранителей

№ ТП	№ линии	$I_{расч}$, А	$I_{вст}$, А	Тип предохранителя
1	1	303,898	400	ПН2-400
	2	88,827	100	ПН2-100
	3	594,262	630	ПН2-630
	4	366,034	400	ПН2-400
	5	342,294	400	ПН2-400
2	1	158,135	200	ПН2-250
	2	572,706	630	ПН2-630
	3	125,893	200	ПН2-250
	4	491,224	630	ПН2-630
	5	325,020	400	ПН2-400
	6	370,281	400	ПН2-400
3	1	665,369	800	ППН-41-800
	2	225,278	250	ПН2-250
	3	433,715	630	ПН2-630
	4	365,481	400	ПН2-400
	5	459,445	630	ПН2-630
4	1	463,285	630	ПН2-630
	2	132,928	200	ПН2-250
	3	586,498	630	ПН2-630
	4	372,016	400	ПН2-400
	5	438,330	630	ПН2-630

1	2	3	4	5
4	6	302,544	400	ПН2-400
5	1	236,013	250	ПН2-250
	2	262,537	400	ПН2-400
6	1	238,199	250	ПН2-250
	2	41,868	100	ПН2-100
	3	108,039	200	ПН2-250
7	1	738,664	800	ППН-41-800
	2	261,451	400	ПН2-400
	3	409,783	630	ПН2-630
	4	307,183	400	ПН2-400
	5	254,542	400	ПН2-400
8	1	261,205	400	ПН2-400
	2	128,797	200	ПН2-250
	3	259,243	400	ПН2-400
	4	258,753	400	ПН2-400
	5	257,772	400	ПН2-400
	6	805,276	1000	ППН-41-1000
9	1	304,403	400	ПН2-400
	2	826,913	1000	ППН-41-1000
	3	151,086	200	ПН2-250
	4	274,016	400	ПН2-400
	5	316,243	400	ПН2-400
	6	257,251	400	ПН2-400
10	1	239,134	250	ПН2-250
	2	81,580	200	ПН2-250
11	1	165,529	200	ПН2-250

1	2	3	4	5
11	2	133,945	200	ПН2-250
	3	243,540	250	ПН2-250
	4	221,435	250	ПН2-250

11.9 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Расчетный ток определяет условия выбора автоматических выключателей:

Максимальный рабочий ток для ТП-1:

$$I_p = \frac{S_{расч.0,4кВ}}{n_{тр} \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (91)$$

$$I_p = \frac{1182,44}{2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3}} = 853,35 \text{ А},$$

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (92)$$

$$1000 \text{ А} \geq 876 \text{ А},$$

Справочные данные используются из источника [1], итоги расчётов помещены в таблицу 31.

Таблица 31 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	S, кВА	I _{Р АВТ} , А	I _{ном. расц} , А	Марка выключателя
ТП-1	1182,442	853,354	1000	2хВА51-39
ТП-2	1314,272	948,494	1200	2хАВ2М4Н-53-41
ТП-3	1033,164	745,622	1000	2хВА51-39
ТП-4	1599,483	1154,328	1200	2хАВ2М4Н-53-41
ТП-5	352,401	254,324	400	2хВА51-39
ТП-6	448,363	323,578	400	2хВА51-39
ТП-7	1354,761	977,714	1200	2хАВ2М4Н-53-41
ТП-8	1365,159	985,219	1200	2хАВ2М4Н-53-41
ТП-9	1477,100	1066,005	1200	2хАВ2М4Н-53-41

ТП-10	219,280	158,251	400	2хВА51-39
ТП-11	529,994	382,490	400	2хВА51-39

В данном разделе был выполнен обоснованный выбор основного оборудования для обеспечения надежной и безопасной работы электрической сети. На основании расчётных данных и требований нормативных документов подобраны устройства защиты, измерения и трансформации, соответствующие условиям эксплуатации и параметрам сети.

Подбор осуществлялся с учетом токов короткого замыкания, номинальных токов и уровней напряжения, а также условий монтажа и эксплуатации. Применение подобранного оборудования позволит обеспечить необходимый уровень защиты, минимизировать аварийные риски и повысить устойчивость системы электроснабжения

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1 Выбор системы оперативного тока

Для того чтобы обеспечить питание цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты, на распределительном пункте и трансформаторных подстанциях применяется оперативный ток. Источники оперативного тока должны обеспечивать устойчивую работу вторичных цепей и гарантировать включение и отключение электрического оборудования при КЗ и других нарушениях в системе.

При электроснабжении жилых кварталов используется переменный оперативный ток, получаемый от трансформаторов собственных нужд или цепей вторичного напряжения 220 В. Это позволяет отказаться от аккумуляторных батарей и упрощает обслуживание ТП и РП.

В данном проекте предусмотрена установка релейных аппаратов и приводов на переменный ток, совместимый с выбранными трансформаторами и автоматами.

12.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В работе применяются терминалы УЗА-10М-А2 для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени.

Для линии ТП 1, 2, 3, 4, 5, 6 проводится расчёт уставок максимальной токовой защиты.

Находится ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (93)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$;

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$;

$I_{p.max.}$ – ток выбранного ранее кабеля, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как:

$$I_{c.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 342,4 = 396,4 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з.}, \quad (94)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации выбранные ранее трансформаторов тока типа ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{ном.} = 600 \text{ А}$ установленных на отходящих КЛ 10 кВ:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (95)$$

$$k_T = \frac{600}{5} = 120 \text{ А,}$$

$$I_{c.p.} = \frac{1}{120} \cdot 396,4 = 3,3 \text{ А.}$$

Находится чувствительность защиты:

$$K_{\chi} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (96)$$

$$K_q = \frac{9544}{396,4} = 24,07 \geq 1,5,$$

Условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами.
Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t, \quad (97)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I^{(3)}_{к.мах}, \quad (98)$$

где $k_n = 1,1$ для микропроцессорной защиты, коэффициент надежности;

$I^{(3)}_{к.мах}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 11,021 = 12,123 \text{ кА}.$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_q = \frac{I^{(2)}_{кз}}{I_{с.з.}}, \quad (99)$$

$$K_q = \frac{9,544}{12,123} = 0,787 < 2,$$

где $I^{(2)}_{кз}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{C.P.} = k_{CX} \frac{I_{C.3.}}{k_T}. \quad (100)$$

$$I_{C.P.} = 1 \cdot \frac{12123}{120} = 101.025 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{c.3.} \approx 0,5 \text{ с}.$

12.3 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении:

$$U_{c.3.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (101)$$

$$U_{c.3.} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В}.$$

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна:

$$t_{ABP} = t_{c.3.} + \Delta t, \quad (102)$$

$$t_{ABP} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с}.$$

Снижение напряжения на резервируемом элементе из-за короткого замыкания в сети и отключение этих повреждений должны учитываться при выборе выдержки времени АВР так, чтобы устройство АВР не работало при малом по времени повреждении.

13 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Наиболее часто встречающимся видом повреждений в электрических сетях всех уровней напряжения являются замыкания на землю токопроводящих элементов. В распределительных сетях 6-35 кВ такие неисправности составляют не менее 75% от всех случаев повреждений.

Компенсация емкостных токов замыканий на землю позволяет достичь следующих целей:

- 1) снизить разрушение изоляции путем уменьшения тока, проходящего через зону повреждений;
- 2) предотвратить переход однофазного замыкания в междуфазное, снизив риск развития серьезных аварий;
- 3) обеспечить эффективное гашение дуги;
- 4) исключить повторное загорание дуги;
- 5) снизить риск внутренних перенапряжений при коммутационных переключениях, осуществляемых в нормальных режимах работы сети.

Поскольку величина тока, протекающего через место повреждения при замыкании на землю, определяется степенью настройки компенсирующего устройства, то от неё зависят максимальные значения перенапряжений, скорость восстановления напряжения и вероятность возникновения междуфазных коротких замыканий. Эффективность компенсации повышается по мере приближения настройки дугогасящих аппаратов к резонансному режиму в любой момент времени. Это подтверждает, что наилучшим техническим решением для компенсации емкостных токов при замыкании на землю является применение дугогасящего реактора с автоматической регулировкой, а именно дугогасящий реактор с продольным подмагничиванием.

Определяется емкостной ток замыкания на землю

Для оценки величины емкостного тока сети с погрешностью 10% используется выражение:

$$I_c = \frac{K \cdot U_H \cdot L_{кл}}{10}, \quad (103)$$

где K – коэффициент, учитывающий емкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли, примем равным 1,35;

$L_{кл}$ – суммарная длина кабельных линий, км.

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 4,48}{10} = 6,048 \text{ А}.$$

Так как рассчитанное значение емкостного тока замыкания на землю не превышает допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, а именно менее 20 А, то установка дугогасящего реактора не требуется.

14 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

14.1 Заземление КТП 10/0,4 кВ

Заземление представляет собой совокупность технических действий, направленных на соединение электроустановок с грунтом. Можно выделить два вида заземление: рабочее, которое служит для оборудования, например трансформаторов и так далее, и защитное, которое в свою очередь защищает человека от воздействия электрического тока. Защитное заземление служит для снижения напряжения прикосновения путем отвода токов в землю. Защитное заземление применяется в установках напряжением до 1000 В и в высоковольтных электрических сетях.

При расчете сопротивления заземляющего устройства возникают трудности, связанные с многочисленными внешними факторами, которые нужно учитывать. На практике часто случается так, что реальные значения сопротивления отличаются от ранее рассчитанных. Исходя из этого, для проектирования заземления рекомендуется использовать положения Правил устройства электроустановок (ПУЭ), которые содержат нормативные значения сопротивлений и указания по установке заземлителей.

В данной работе будет определена конструкция, а также параметры заземляющего устройства на комплектной трансформаторной подстанции.

Согласно ПУЭ, по периметру площади расположения трансформаторной подстанции должен быть проложен замкнутый контур заземления – горизонтальный. Его необходимо размещать на глубине не менее 0,5 м и контур должен находиться не дальше 1 м от стен или края фундамента оборудования. Заземляющий контур соединяется с остальными элементами заземляющей системы.

Чем ниже сопротивление заземления, тем надёжнее будет защита людей и электрооборудования, и тем меньше будет потенциал при замыкании на корпус.

Заземляющее устройство, как было сказано ранее, будет работать как на напряжении до 1000 В, так и для сетей напряжением выше 1 кВ, с изолированной

и глухозаземленной нейтралью соответственно. С учетом этого, сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ом, если удельное сопротивление грунта менее 100 Ом*м, согласно ПУЭ.

Заземляющий контур будет располагаться на глубине 0,7 м.

Вертикальные заземлители будут состоять из угловой стали размером 50*50 и длиной 3 метра.

Горизонтальный заземлитель, в свою очередь, будет состоять из полосовой стали 4*40

Находим сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_B = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right) \quad (104)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом*м;

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d – диаметр заземлителя, м;

L – длина заземлителя, м.

Так как используется угловая сталь, то диаметр рассчитывается по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b \quad (105)$$

где b – ширина уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м.}$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня находится по формуле:

$$t = \frac{L}{2} + t_{гориз} \quad (106)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 2,2 \text{ м}$$

Находим сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_B = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,0475} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 2,71 \text{ Ом}$$

После этого рассчитывается сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_{гориз} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L^2_{гориз}}{b \cdot t} \right), \quad (107)$$

где b – ширина полосы, м;

$t_{гориз}$ – глубина заложения, м;

$L_{гориз}$ – длина горизонтального заземлителя, м.

Для того, чтобы узнать длину заземлителя, нужно найти периметр заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot (a + 2 + b + 2), \quad (108)$$

где a и b – длина и ширина КТП, согласно документации, 2КТП 1000 кВА имеет размеры $a = 3,3$ м, $b = 4,9$ м.

$$P = 2 \cdot (3,3 + 2 + 4,9 + 2) = 18,4 \text{ м}$$

$$R_{гориз} = 0,036 \cdot \frac{100}{18,4} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 18,4^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 6,61 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов:

$$n = 2 \cdot \frac{R_B}{R_3 \cdot k_6} \quad (109)$$

где R_3 - требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

k_6 - коэффициент экранирования, принимается равным 0,65.

$$n = 2 \cdot \frac{2,71}{4 \cdot 0,65} = 2,08, \text{ принимаем } n = 3.$$

Определяется сопротивление горизонтальной полосы:

$$R_{г.пол} = \frac{R_{гориз}}{k_{гориз}} \quad (110)$$

$$R_{г.пол} = \frac{6,61}{0,45} = 14,688 \text{ Ом}$$

Проверяем сопротивление вертикальных заземлителей по сопротивлению горизонтальных заземлителей:

$$R'_B = \frac{R_{гориз} \cdot R_3}{R_{гориз} - R_3} \quad (111)$$

$$R'_B = \frac{6,61 \cdot 4}{6,61 - 4} = 10,13 \text{ Ом}$$

Произведем пересчет вертикальных стержней, учитывая соединительную полосу:

$$n' = 2 \cdot \frac{2,71}{10,13 \cdot 0,65} = 1,$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{B.\partial} = \frac{R_B}{n' \cdot k_g} \quad (112)$$

$$R_{B.\partial} = \frac{2,71}{1 \cdot 0,65} = 4,17 \text{ Ом}$$

Находится общее сопротивление заземляющего контура:

$$R_{з.\partial} = \frac{R_{B.\partial} \cdot R_{г.пол}}{R_{B.\partial} + R_{г.пол}} \quad (113)$$

$$R_{з.\partial} = \frac{4,17 \cdot 14,688}{4,17 + 14,688} = 3,248 \text{ Ом.}$$

Полученное сопротивление менее 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Для всех остальных КТП расчеты производятся аналогично. Также, помимо рассчитанного внешнего контура, в КТП выполняется внутренний контур, к которому подключают металлические электроустановки.

14.2 Молниезащита КТП 10/0,4 кВ

В соответствии с [25], защита РУ от прямых ударов молнии

осуществляется установкой молниеотводов, установка молниеотводов на зданиях КТП не является обязательной. В случае выполнения кровли здания из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания они должны быть соединены между собой.

Защита КТП от прямых ударов молнии экономически оправдана при интенсивности грозовой деятельности 20 часов в год и более.

Проведем расчет числа грозовых разрядов для ТП-1:

$$N_{ТП} = p_0 \cdot (a + 2 \cdot h_{э\kappa\beta}) \cdot (b + 2 \cdot h_{э\kappa\beta}) \cdot 10^{-6}, \quad (114)$$

где а и b – длина и ширина КТП, м;

p_0 –плотность разрядов молнии на землю

$h_{э\kappa\beta}$ – эквивалентная высота, с которой КТП собирает боковые разряды молнии.

При высоте КТП менее 30 м, эквивалентная высота находится как:

$$h_{э\kappa\beta} = 5 \cdot h_{КТП} - \frac{2 \cdot h_{КТП}^2}{30} \quad (115)$$

где $h_{КТП}$ – высота КТП, м.

$$h_{э\kappa\beta} = 5 \cdot 2,88 - \frac{2 \cdot 2,88^2}{30} = 13,85 \text{ м}$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч.} \quad (116)$$

где $N_{з.ч.}$ – число грозových часов в год для Амурской области, равное 50.

$$p_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5 \frac{1}{\text{км}^2},$$

$$N_{\text{КТП}} = 2,5 \cdot (5,06 + 2 \cdot 13,85) \cdot (2,5 + 2 \cdot 13,85) \cdot 10^{-6} = 0,0025$$

Грозопоражаемость ТП определяется по формуле:

$$T_{\text{КТП}} = \frac{1}{N_{\text{ТП}}} \quad (117)$$

$$T_{\text{КТП}} = \frac{1}{0,0025} = 400 \text{ лет}$$

Для проектируемой системы электроснабжения применены КТП в количестве 11 штук с металлической крышей, выполненной из профилированного настила. Из результатов расчета видно, что количество грозových поражений составляет 0,0025 в год, что соответствует периоду в 400 лет между ударами молнии.

Из анализа грозопоражаемости КТП можно сделать вывод, что благодаря металлической конструкции, подключенной к заземляющему устройству, защита от прямых ударов молнии обеспечивается без отдельных молниеприемников, что соответствует РД 34.21.122-87.

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

15.1 Безопасность

При реконструкции и модернизации станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других составляющих электрической сети, наиболее важной задачей проектирования является обеспечение безопасности в эксплуатации этих объектов человеком. С этой целью необходимо строго соблюдать правила ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, правила техники безопасности при выполнении строительно-монтажных работ в энергетике и другие нормативные документы.

На реконструируемой подстанции для электроустановок применяются следующие требования.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать исключительно механическую блокировку с приводом разъединителя и устройство для запираания заземляющих ножей замками в отключённом положении

Для распределительных устройств с простыми схемами соединений рекомендовано использовать механическую блокировку, в остальных же случаях – электромагнитную.

В роли блокирующих устройств испытательных камер служат электрические замки, которые открываются только при снятии напряжения с электрооборудования. Цепь питания устройств высокого напряжения испытательных камер, чаще всего, оборудуются вспомогательными контактами, которые размыкаются при открытии двери.

Работающие электроустановки оснащены стационарными заземляющими ножами, которые, согласно требованиям безопасности, обеспечивают заземление аппаратов и ошиновки, обычно без использования переносного заземления.

В случаях, когда установка заземляющих ножей невозможна, на

токоведущих и заземляющих шинах выполняются контактные поверхности для подключения переносных заземляющих проводников.

Если имеются трансформаторы напряжения, заземление сборных шин оснащается заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и комбинированные ограждения токоведущих элементов и электрооборудования должны иметь высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м. Отверстия в сетке должны быть размером 10х10 мм, сетки должны быть оборудованы приспособлениями для запираания их на замок.

Указатели состояния оборудования, такие как указатели уровня температуры и уровня масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов, должны располагаться так, чтобы выполнялись комфортные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения без снятия напряжения.

Для возможности отбора проб масла кран трансформатора либо аппарата должен находиться на расстоянии не менее 0,2 м от поверхности земли, либо должен быть соответствующий приямок

Территория подстанции ограждается внешним забором высотой 2,5 м. Мастерские, склады и другие дополнительные сооружения огораживаются забором высотой 1,6 м.

При выполнении работ в действующих электроустановках обслуживающий персонал должен руководствоваться такими документами как ПТБ, инструкция по охране труда, а также указаниями, полученными при допуске к работе. Используемые средства защиты должны соответствовать требованиям государственных стандартов, а также СО 153-34.03.603-2003 «Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках».

Механизмы, грузоподъёмные машины, компрессорные установки, воздухохборники, а также инструменты и приспособления должны быть проверены и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями

стандартов по охране труда, нормативами Госгортехнадзора и приказом Министерства труда и социальной защиты РФ «Об утверждении правил по охране труда при работе с инструментом и приспособлении».

Порядок обучения и проверки знаний рабочих также должен быть регламентирован такими документами, как «Руководящее указание по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях»

Рабочие, связанные с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Министерством здравоохранения РФ

При выполнении полного комплекса строительно-монтажных работ необходимо обеспечить реализацию мер, направленных на безопасное проведение операций, в которых используются механизмы, грузоподъёмные техники, транспортные средства, а также при работе на высоте и выполнении других технологических процессов, в строгом соответствии с действующими нормативными требованиями.

Безопасные методы и приёмы выполнения строительно-монтажных работ должны соответствовать требованиям, установленным в технологических картах на производство конкретных видов строительных и монтажных операций. При возведении воздушных линий вблизи уже действующих, находящихся под напряжением ВЛ, необходимо соблюдать нормируемые расстояния от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, обеспечивать их заземление и выполнять другие мероприятия, направленные на соблюдение требований правил безопасности

При проведении работ под ВЛ, находящихся под напряжением, должны выполняться действия по предупреждению перехлестывания проводов. Если не удаётся выполнить требования в части допустимого расстояния от проводов ВЛ до работающих механизмов, то на время работ, таких как монтаж проводов и установка опор, необходимо отключать и заземлять находящиеся поблизости линии электропередачи.

Рабочим также необходимо пройти обучение по оказанию приёмов первой помощи, а также умению освобождать пострадавших от воздействия электрического тока.

15.2 Экологичность

Обслуживание и работа подстанций может нести опасный для окружающей среды характер. При нарушении техники безопасности имеют место различные негативные последствия, например выброс трансформаторного масла в почву приводит к её загрязнению и деградации. Масло нарушает структуру грунта и его водопроницаемость и блокирует доступ кислорода. Попадание опасных веществ в окружающую среду приводит к загрязнению больших территорий вокруг подстанции, поэтому необходимы меры по контролю потенциальных утечек вредных веществ.

При применении трансформаторного масла необходимы меры предосторожности. Трансформаторы, которые содержат 60 и более кг масла, должны оснащаться маслоприемниками для предотвращения утеки масла. Утилизация и очистка трансформаторного масла должны выполняться специальными организациями, имеющими на то разрешение. При замене масло сливается в предназначенные для него резервуары и вывозятся с территории предприятия для переработки.

С целью предотвращения растекания масла и распространения пожара и для предохранения почвы от загрязнения предусматриваются резервуары для отвода масла из трансформаторов. Используются маслоприемники различного объёма в зависимости от количества масла в оборудовании.

Расчёт размеров маслоприёмника будет проводиться в соответствии с требованием ПУЭ, согласно которому маслоприёмник должен выступать за габариты трансформатора на 1,5 м и 2 м для трансформаторов массой 10 и 50 т соответственно

В проекте принят трансформатор ТДН-10000/35/10 с массой масла 7,5 тонн. Для данного трансформатора далее будут проводиться все расчёты.

Общая масса масла в трансформаторе меньше 20 тонн, поэтому, согласно

ПУЭ, маслоприемники разрешается применять без отвода масла, но они должны вмещать всё количество масла, залитого в трансформатор и 80% от средств пожаротушения.

Если масса масла в трансформаторе составляет более 20 тонн, то в таком случае маслоприемники необходимо выполнять с отводом масла, маслоприемники должны вмещать весь объём залитого масла в трансформатор.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглубленного типа.

ТДТН-10000/35/10 имеет следующие габариты: 4270 мм в длину, 2900 мм в ширину и 4420 мм в высоту.

Габариты маслоприемника будут равны:

$$A = (ДЛ.Т + 2 \cdot \Delta) \quad (118)$$

$$B = (Ш.Т + 2 \cdot \Delta) \quad (119)$$

где ДЛ.Т, Ш.Т – длина и ширина трансформатора, мм

$$\Delta = 1,5 \text{ м} = 1500 \text{ мм}$$

$$A = (4270 + 2 \cdot 1500) = 7270 \text{ мм}$$

$$B = (2900 + 2 \cdot 1500) = 5900 \text{ мм}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A \cdot B \quad (120)$$

$$S_{МП} = 7,27 \cdot 5,9 = 42,89 \text{ м}^2;$$

Объём маслоприемника должен составлять:

$$V_{mn} = V_{mp} + 0,8V_{воды} \quad (121)$$

где $V_{ТМ}$ – объём трансформаторного масла, $м^3$;

$V_{вод}$ – объём воды от средств пожаротушения, $м^3$;

Объём масла в трансформаторе ТДН-10000/35/10 составляет:

$$V_{mp} = \frac{m}{0,893} \quad (122)$$

где m – масса масла в трансформаторе, тонн;

$893 \text{ кг/ } м^3$. – плотность трансформаторного масла.

$$V_{mp} = \frac{7,5}{0,893} = 8,4 м^3;$$

Объём воды от средств пожаротушения определяем по формуле:

$$V_{вод} = I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}) \quad (123)$$

где I – интенсивность пожаротушения, $л/(с \cdot м^2)$;

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

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$);

$S_{БТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, $м^2$

$$S_{БТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot h \quad (124)$$

где A - длина трансформатора, м;

B - ширина трансформатора, м;

h – высота трансформатора, м.

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

$$V_{вод} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (42,89 + 63,38) = 38,26 \text{ м}^3;$$

$$V_{мп} = 8,4 + 0,8 \cdot 38,26 = 39,008 \text{ м}^3;$$

В соответствии с требованиями ПУЭ [21] принимаем $h_r = 0,25$ м, $h_b = 0,05$ м, тогда глубина маслоприемника равна:

$$h_{мп} = h_{тм+воды} + h_z + h_e = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} + h_z + h_e \quad (125)$$

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

h_r – толщина слоя гравия, м;

h_b – толщина воздушного промежутка, м.

$$h_{мп} = \frac{39,008}{42,89} + 0,25 + 0,05 = 1,21 \text{ м};$$

Суммарно высота маслоприемника составит 1,21 м, объёмом 39,008 м³.

15.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжёлым последствиям. Одной из многих опасных является возникновение пожара электроэнергетических объектов.

Территория предприятия должна поддерживаться в порядке и должны быть убраны все горючие виды материалов – такие как сухая трава, листья, упаковки, древесные и бытовые отходы. Все такие материалы необходимо собирать в специально отведённом для этого месте, использовать контейнеры или ящики, с последующими вывозом и утилизацией. Проезды, пешеходные дорожки и подъездные пути не должны заставляться оборудованием,

стройматериалами или подобными предметами, затрудняющих движение.

Для обеспечения охраны и безопасности вокруг организации должны быть установлены стационарные ограждения, при въездах и выездах необходимо предусмотреть наличие контрольно-пропускных пунктов. Освещение по всей территории должно соответствовать установленным нормативам и обеспечивать достаточную видимость в тёмное время суток.

К каждому административному, производственному или складскому зданию должен быть обеспечен доступ для сотрудников и рабочей техники. Все дороги и подъезды на территорию должны быть расчищены от мусора и находиться в исправном состоянии. В зимнее время эти дороги необходимо регулярно очищать от наледи и снежного покрова. Необходимо поддерживать в свободном состоянии доступы к пожарным лестницам и инвентарю.

На территории предприятия устанавливаются дорожные знаки, запрещающие стоянку автомобилей и техники в зонах, где проезжают пожарные машины и другой служебный транспорт в соответствии с планом реагирования на возгорание.

Любые временные перекрытия отдельных участков дорог в связи с ремонтом или по иным производственным причинам должны быть согласованы с ответственными лицами, включая представителей пожарной службы, если таковая имеется на объекте.

Запрещается возведение временных построек и сооружений из горючих материалов на всей территории предприятия. Освещение должно быть выполнено так, чтобы быстро обнаруживать лестницы и противопожарные средства в любое время суток.

Места хранения оборудования (в том числе уже снятого с эксплуатации) должны иметь прочные водонепроницаемые покрытия, например из бетона, с предусмотренной системой обваловки.

Стоянки для автотранспорта размещаются по решению администрации предприятия и обязательно обозначаются соответствующими знаками.

Во всех административных, вспомогательных и производственных

помещениях должен соблюдаться противопожарный порядок, который будет обеспечивать безопасные условия работы. Для каждого здания или объекта необходимо наличие инструкций по пожарной безопасности, разработанных на основании проектной и нормативной документации.

За каждое отдельное помещение должен быть назначен ответственный за обеспечение пожарной безопасности, и информация с его контактным телефоном должны быть размещены на видном месте.

Для всех производственных, складских помещений и наружных технологических объектов должна быть установлена категория по уровню пожарной опасности. Необходимо определить класс зоны в соответствии с ПУЭ. Обозначения должны быть казаны на входных дверях зданий и на самих объектах, в местах, доступных для персонала.

Сотрудники, которые назначены ответственными за обеспечение противопожарной безопасности на объекте, обязаны проходить обучения по программе пожарно-технического минимума, периодичность прохождения обучения составляет один раз в три года.

Любые работы, связанные с перепланировкой помещений, должны осуществляться только с помощью проектной документации. В случае отклонений от стандартов проект должен быть согласован контролирующими органами. Недопустимо сокращение количества эвакуационных выходов, если это противоречит установленным требованиям.

Эвакуационные маршруты внутри зданий должны оборудоваться аварийным или рабочим освещением, которые необходимо регулярно проверять на наличие неисправностей и поддерживать в рабочем состоянии. На этих маршрутах должны быть установлены указатели направления движения к выходам, выполненные в соответствии с ГОСТ.

Допускается хранение ограниченного количества горючих материалов на рабочих местах при условии, что они находятся в герметичных, прочных ёмкостях. Количество горючих материалов определяется нормативами и регламентом конкретного подразделения.

По окончании смены все легковоспламеняющиеся отходы и обтирочные материалы должны быть удалены с рабочих мест. Остатки лакокрасочных материалов, растворителей и горючих жидкостей должны храниться в специальной металлической, герметично закрытой таре, которую необходимо поместить в шкафы, предназначенные для хранения горючих материалов.

Обтирочные материалы и другие использованные ткани, содержащие горючие вещества, должны быть помещены в герметично закрытые металлические контейнеры объёмом не более 0,5 м³. На каждом контейнере должны быть специальные информационные надписи. Ёмкости должны регулярно освобождаться, с последующим вывозом содержимого на утилизацию.

Во всех местах, где коммуникации или кабельные трассы проходят сквозь стены или перекрытия, необходимо организовать проходы по всей толщине ограждающих конструкций. Для этого применяются негорючие материалы или сальниковые уплотнения, обеспечивающие противопожарную защиту проёмов.

Под оборудованием, содержащим масло, должны быть установлены маслоприёмные конструкции и отводы, которые необходимо регулярно проверять и поддерживать в рабочем состоянии. Это нужно для предотвращения разлития масла при авариях и исключения его попадания в кабельные каналы, колодцы и прочие инженерные сооружения. Гравийное основание внутри маслосборника должно быть чистым, свободным от мусора и отложений. Не реже одного раза в год нужно проводить очистку засыпки. Если на поверхности гравия появляются масляные или нефтяные отложения толщиной выше 3 мм или засыпку невозможно промыть, требуется её полная замена.

Резервные емкости, предназначенные для сбора масла из оборудования при утечках или авариях, должны осматриваться два раза в год и чаще, а также дополнительно – после сильных дождей, таяния снега или в случае применения воды при тушении пожара. Накопление воды в резервуарах недопустимо. Каждая ёмкость должна иметь табличку с указанием объема в кубических метрах, данные о результатах проверок заносятся в специальный журнал.

Обнаруженные нарушения, если они есть, должны быть зафиксированы в журнал дефектов оборудования подстанции.

Контроль качества и сохранности огнезащитной обработки металлических и деревянных конструкций проводятся в соответствии с требованиями изготовителя. Частота таких проверок составляет один раз в год, при проверках должны составляться акты, подтверждающие состояние и эффективность огнезащитной пропитки.

Вход в аккумуляторное помещение должен быть обозначен предупреждающими надписями: «Огнеопасно», «Не курить», а также соответствующими знаками безопасности. Оконные проемы в таких помещениях оснащаются матированным стеклом, окрашиваются стойкой к химическим веществам краской или покрываются пленкой, предотвращающей от разрушения при воздействии агрессивной среды. При применении стационарных герметичных аккумуляторов допускается устройство естественной вентиляции, отводящей воздух из верхней части помещения.

В лабораториях, где используются химические вещества, хранение реагентов и материалов должно быть организовано их типам. Допускается содержание не более одного килограмма каждого горючего вещества и не более трёх килограммов горючих веществ в целом на рабочем месте. Использованную ветошь и загрязненную бумагу необходимо помещать в контейнеры и утилизировать в установленном порядке.

Монтаж электроустановок должен выполняться с обязательным соблюдением требований ПУЭ, ПТБ, технической документации, которую предоставил производитель оборудования, а также проектных решений. Эксплуатация электрооборудования допускается только в пределах номинальных параметров, в соответствии с ПТЭ – Правила технической эксплуатации.

Руководитель на предприятии обязан назначить ответственное лицо за состояние электрохозяйства и надзор за безопасной работой оборудования, находящегося под напряжением.

Помещения, в которые располагаются распределительные устройства и щитовые, должны содержаться в порядке – без загрязнений и загромождений, как от пыли, так и от посторонних предметов, приводящих к возгоранию.

В процессе эксплуатации электрических установок недопустимы следующие действия:

- Использование неисправного электротехнического оборудования и приборов, которые могут послужить причиной воспламенения или перегрева.
- Применение кабелей и проводов с поврежденной либо утратившей свои свойства изоляцией.
- Подключение к сети выключателей, розеток, рубильников и других изделий с видимыми повреждениями корпуса или контактов.
- Эксплуатация приборов без условий, предусмотренных их техническим паспортом.
- Оборачивание осветительных приборов бумагой, тканью или любыми другими горючими материалами, а также использование их без кожухов и рассеивателей.
- Применение электропечей, не оборудованных автоматическим регулированием температуры.
- Использование нагревательных приборов без негорючих оснований или термостойких подкладок
- Оставление включенных в сеть бытовых и промышленных приборов без присмотра
- Применение самодельных обогревательных устройств, а также несертифицированных плавких вставок и защитных аппаратов.

Переносные светильники должны быть изготовлены с использованием гибких проводов, иметь защитные стеклянные колпаки, металлические сетки и приспособления для безопасной подвески.

Проверка электроустановок должны проводиться не реже одного раза в три года, с обязательной регистрацией результатов.

В случае возникновения пожара персонал обязан немедленно действовать

согласно инструкциям пожарной безопасности и утвержденному плану локализации и ликвидации аварийной ситуации.

Первичные средства тушения пожара, находящиеся на территории предприятия, должны находиться в технически исправном состоянии, соответствовать нормам и документации и иметь действующие сертификаты соответствия.

Контроль за состоянием, своевременным обслуживанием и сохранностью огнетушителей осуществляется назначенными должностными лицами.

Каждый огнетушитель в здании должен быть снабжен уникальным инвентарным номером, нанесенным белой краской на его корпус. Все огнетушители должны регулярно осматриваться и обслуживаться. При истечении срока службы или утери давления они должны быть заменены без задержек.

Запрещается попадание влаги на огнетушители, а также осадков или воздействие прямых солнечных лучей. Огнетушители должны иметь заводскую пломбу и установленную чеку.

Температурные условия размещения огнетушителей строго регламентированы. Для углекислотных огнетушителей температурный диапазон безопасной эксплуатации составляет от -40 до +50 С. Порошковые огнетушители допускается использовать при таких же температурах.

16 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Диспетчерско-технологическое управление на ПС Амур 35/10 кВ, от которой питаются проектируемые распределительные сети 10 и 0,4 кВ жилых кварталов № 8, 9, 11 города Благовещенск, выполняются в соответствии с требованиями «Руководящих указаний по проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» и нормативами ПАО «Россети».

Оборудование 10 кВ ПС Амур и трансформаторных подстанций будет находиться под контролем диспетчера оперативно-диспетчерской группы филиала АО «ДРСК «Амурские электрические сети».

Телемеханика в проекте будет реализовываться на базе информационно-управляющего телемеханического комплекса, такого как «Гранит-Микро» или другого аналогичного. Комплект состоит из набора функциональных модулей, в их число входят обязательные модули съёма информации и командного вывода.

Сбор и передача данных о состоянии коммутационных аппаратов, параметры энергосистемы и сигналы от релейной защиты передаются по автоматизированному информационно-измерительному комплексу (АИИС КУЭ) и системе телемеханики на РДУ.

Для поддержания работы телемеханики и АИИС КУЭ на ПС Амур предусмотрена система гарантированного электропитания (СГЭ) с источником переменного напряжения 220 В.

Питание системы связи, телемеханики и АИИС КУЭ обеспечивается от двух секций шин собственных нужд, с автоматическим вводом резерва (АВР) и резервным питанием.

Кроме того, проектом 020.22.08-1-СС предусмотрено питание оборудования связи, телемеханики и АИИС КУЭ от централизованной системы. Она формирует напряжение 220 В переменного тока с частотой 50 Гц и 48 В постоянного тока. Источником питания служат две секции шин щита собственных нужд, к которым оборудование подключено через автоматическое

резервирование. В качестве резерва предусмотрен источник бесперебойного питания — ИБП Eaton Powerware 9125 мощностью 5000 ВА.

Информация, передаваемая с ПС на ДП сетевого предприятия «Центральные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», представлена в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень передаваемой информации

Наименование присоединения	Объём телеизмерений	Объём телесигнализации	Примечание
Линии 10 кВ, СВ 10 кВ 1Т, 2Т	Ток трехфазный; Напряжение фазное;	ТС-ТУ выключателей	Передача информации на ДП «ЦЭС» филиала АО «ДРСК» «АЭС»
		АПС в расширенном объёме	Передача информации на ДП «ЦЭС» филиала АО «ДРСК» «АЭС»

17 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Для того, чтобы определить технико-экономические показатели и общие расходы на проектирование системы электроснабжения, нужно учесть затраты на внутреннее электроснабжение.

Затраты на внутреннее электроснабжение складываются из стоимости оборудования, такого как ячейки распределительных устройств, здания распределительного пункта, а также кабельных линий и силовых трансформаторов

$$K_{\Sigma} = K_{я} + K_{ТП} + K_{КЛ} \quad (126)$$

где $K_{я}$ - стоимость ячеек РУ с выключателем, тыс. руб.;

$$K_{КЛ} = K_{уд.кл} \cdot L \quad (127)$$

где $K_{уд.кл}$ - удельная стоимость одного километра КЛ, руб./км.

Стоимость сооружения кабельных линий представлена в таблице 33

Таблица 33 – Общая стоимость сооружения КЛ

Марка кабеля	Суммарная длина, км	Удельная стоимость 1 км КЛ, тыс.руб.	Капиталовложения в сооружения КЛ, тыс.руб.
АВБШвнг 4×25	0,07	294	20,58
АВБШвнг 4×35	0,18	364	65,52
АВБШвнг 4×50	0,35	482	168,7
АВБШвнг 4×70	0,59	629	371,11
АВБШвнг 4×95	0,4	778	311,2

1	2	3	4
АВБШВНГ 4×120	1	955	955
АВБШВНГ 4×150	2,115	1048	2216,52
АВБШВНГ 4×185	3	1280	3840
АВБШВНГ 4×240	1,224	1415	1731,96
ААБл 3×150	3,19	1926	6143,94
ААБл 3×185	4,96	2376	11784,96

Стоимость ячейки РУ с выключателем:

$$K_{я} = K_{я.уд} \cdot N \quad (128)$$

$$K_{я} = 3,65 \cdot 32 = 116,8 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 34 – Капиталовложения в трансформаторные подстанции

Марка ТП	Количество ТП	Стоимость, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
КТП 2х250	1	916	916
КТП 2х400	3	1134	3402
КТП 2х1000	5	2056	10280
КТП 2х1600	2	3002	6004

Итоговые затраты рассчитываются с учетом зонального коэффициента

$K_{зон}$, для ТП он равен 1,3, для КЛ равен 1,4:

$$K_{\Sigma} = (116,8 + 20602) \cdot 1,3 + 27609,49 \cdot 1,4 = 65587,726 \text{ тыс. руб.}$$

Определим издержки на амортизацию и эксплуатацию оборудования:

$$I_{AM} = K_{\Sigma} \cdot A_{\Sigma} \quad (129)$$

где A_{Σ} – суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, [17].

$$I_{AM} = 65,588 \cdot 0,0037 = 0,243 \text{ млн.руб.}$$

Определяются издержки потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{сумм}} \cdot T_{\text{э}} \quad (130)$$

где $T_{\text{э}}$ – тариф покупки потерь электроэнергии, примем равным 394,47 руб/МВтч, [19],

$\Delta W_{\text{сумм}}$ – суммарные потери по сетям 10-0,4 кВ.

Потери мощности в сети 10 кВ определены ранее в разделе 6 и равны 66,54 кВт.

Потери мощности в сети 0,4 кВ определены ранее в разделе 4 и равны 438,191 кВт.

Потери мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ определены ранее в разделе 5 и равны 217502 кВт*ч.

Потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T \quad (131)$$

где T – количество часов максимума нагрузки, 5000 ч для Амурской области.

$$\Delta W_{\text{кЛ10}} = 66,54 \cdot 5000 = 332700 \text{ кВт*ч.}$$

$$\Delta W_{KL0,4} = 438,191 \cdot 5000 = 2190955 \text{ кВт*ч.}$$

$$\Delta W_{\text{сумм}} = \Delta W_{KL10} + \Delta W_{KL0,4} + \Delta W_{TP} \quad (132)$$

$$\Delta W_{\text{сумм}} = 332700 + 2190955 + 217502 = 2741157 \text{ кВтч} = 2741 \text{ МВтч}$$

$$I_{\Delta W} = 2741 \cdot 394,47 = 1081242 \text{ руб.} = 1,081 \text{ млн.руб.}$$

Определяются суммарные издержки:

$$I = I_{AM} + I_{\Delta W} \quad (133)$$

$$I = 0,243 + 1,081 = 1,324 \text{ млн.руб.}$$

Определим прибыль:

$$PP = ПОТР \cdot T, \quad (134)$$

где $ПОТР$ – суммарное потребление электроэнергии в сети, по таблице 12 составляет 10518,565 кВт;

T – тариф на транспорт электроэнергии, равен 3,92 руб/кВтч, [19].

$$PP = 10518,565 \cdot 3,92 \cdot 5000 \cdot 10^{-6} = 206,164 \text{ млн.руб.}$$

Расходы на подоходный налог:

$$H = 0,2 \cdot (PP - I); \quad (135)$$

$$H = 0,2 \cdot (206,164 - 1,324) = 40,968 \text{ млн.руб.}$$

Чистая прибыль составляет:

$$П_ч = 206,164 - 40,968 - 1,324 = 163,872 \text{ млн.руб.}$$

Далее рассчитывается срок окупаемости:

$$T_{ок.} = \frac{65,588}{163,872} = 0,4 \text{ года}$$

Предварительный срок окупаемости удовлетворительный.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения проекта была проведена реконструкция системы электроснабжения кварталов под номерами 8, 9 и 11 города Благовещенск. Определены нагрузки потребителей 0,4 кВ, выбрана лучевая схема электроснабжения 0,4 кВ и петлевые схемы электроснабжения 10 кВ, что повышает надежность электроснабжения потребителей. Выбраны силовые трансформаторы, выключатели нагрузки, автоматические выключатели и предохранители на трансформаторных подстанциях, рассчитаны сечения и выбраны марки кабелей линий 0,4/10 кВ, также рассчитаны потери напряжения в кабельных линиях, рассчитаны уставки срабатывания релейной защиты кабельных линий 10 кВ.

Также произведён расчёт заземления комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ и рассмотрены вопросы обеспечения её молниезащиты. Рассмотрены меры пожарной безопасности.

Разработанный проект окупается за год, что свидетельствует о его высокой экономической эффективности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Алиев И. И. Электротехника и электрооборудование: справочник / И. И. Алиев. — М.: Высш. шк., 2010. — 1199 с.
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): учеб. Пособие для вузов / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев и др. — 2-е изд., испр. и доп. — М.: Высш. шк., 2013. — 319 с.
- 3 ГОСТ 12.1.004–89. Система стандартов безопасности труда. Пожарно-взрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. — М.: Межгос. станд., 2006.
- 4 ГОСТ 12.1.044–89. Система стандартов безопасности труда. Защита от поражения электрическим током. — М.: Межгос. станд., 2006.
- 5 ГОСТ 16110–82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. — М.: Изд-во стандартов, 1982.
- 6 ГОСТ 28249–93. Короткие замыкания в электроустановках. — Минск: Изд-во стандартов, 1993. — 86 с.
- 7 ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Электромагнитная совместимость. Нормы качества электрической энергии. — М.: Стандартиформ, 2013.
- 8 ГОСТ 52719–2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. — М.: Росстандарт, 2007.
- 9 ГОСТ 54827–2021. Трансформаторы сухие. Общие технические условия (МЭК 60076-11:2004). — М.: Стандартиформ, 2021.
- 10 ГОСТ 58698–2019. Защита от поражения электрическим током. Общие положения. — М.: Росстандарт, 2019.
- 11 ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия. — М.: Стандартиформ, 2001.

- 12 ГОСТ 9680–77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. — М.: Изд-во стандартов, 1977.
- 13 Кабельная поисковая система. Каталог [Электронный ресурс]. — URL: <https://k-ps.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).
- 14 Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Ч. 1: Теоретические основы. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. — 255 с.
- 15 Кожевников С. Л., Гончаров С. В. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию. — 3-е изд. — Ростов н/Д: Феникс, 2009. — 493 с.
- 16 Козлов А. Н., Козлов В. А., Мясоедов Ю. В. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие. — Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. — 160 с. — URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf
- 17 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие для студентов учреждений среднего проф. образования / Е. А. Конюхова. — 9-е изд., испр. — Москва: Издательский центр «Академия», 2013. — 320 с. — ISBN 978-5-7695-9707-7.
- 18 Мясоедов Ю. В. Электроснабжение городов: методические указания к курсовому проектированию. — Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. — 100 с.
- 19 ПАО «ДЭК». Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Амурской области на 2025 год [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.dvec.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).
- 20 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). — М.: Издательство «Э», 2016. — 176 с.
- 21 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). — 7-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 2009.
- 22 Приказ Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности...». — М., 2015.

23 РД 153-34.0-03.301–00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изменениями и дополнениями). — М.: НЦ ЭНАС, 2015.

24 РД 153-34.0-20.527–98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. — М.: НЦ ЭНАС, 2011.

25 РД 153-34.3-35.125–99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под ред. Н. Н. Тиходеева. — СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. — 353 с.

26 РД 34.20.185–94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. — М.: Минтопэнерго РФ, 1999. — 32 с.

27 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. — М., 2003.

28 Системы электроснабжения: сб. учеб.-метод. материалов / сост. Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. — Благовещенск: Изд-во Амурского гос. ун-та, 2017. — 136 с. — URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9661.pdf

29 Сумарокова, Л. П. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие / Л. П. Сумарокова. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. — 288 с.

30 Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. Укрупнённые стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. — 32 с.

31 Электротехнический справочник, Т. 3 / Под общ. ред. проф. В. Г. Герасимова и др. — М.: Изд-во МЭИ, 2002.