

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения южной части микрорайона
Северный города Благовещенск

Исполнитель

студент группы 942-об3

подпись, дата

Н.О. Лушпей

Руководитель,

доцент, канд.тех.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по безопас-

ности и экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Лушпей Натальи Олеговны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения южной части микрорайона Северный города Благовещенск

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 29.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры нагрузок подстанции рассматриваемого района, электрическая схема подстанции, результаты преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Обоснование необходимости реконструкции южной части микрорайона «Северный», расчет электрических нагрузок в районе реконструкции, выбор источника электроснабжения выбранного эквивалента района реконструкции, выбор исполнения и сечения линий, числа ТП, числа и мощности Т на ТП, расстановки ТП в районе размещения реконструируемого района в сети, расчет параметров схемы замещения, расчет токов КЗ и ЗНЗ в схеме, выбор и проверка оборудования ПС и ТП, расчет уставок устройств цифровой релейной защиты, экономическое обоснование принимаемых технических решений, вопросы безопасности и экологичности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 чертежей, 18 рисунков, 33 таблицы

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н., доцент, канд.тех.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 148 с., 18 рисунков, 33 таблицы, 1 приложение, 16 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, КАЧЕСТВО.

Цель выпускной квалификационной работы – Реконструкция системы электроснабжения южной части микрорайона Северный города Благовещенск.

В данной выпускной квалификационной работе приведено обоснование необходимости реконструкции южной части микрорайона Северный города Благовещенск. Произведён расчет нагрузок жилых зданий, общественных зданий и нагрузок освещения дорожных магистралей и территории парка «Зея». Произведён выбор источника электроснабжения питающей ПС. Выбраны исполнения и сечения линий, числа ТП, числа и мощности трансформаторов на ТП, произведена расстановка ТП. Произведён расчёт параметров схемы замещения. Произведены расчёты токов КЗ на шинах городской подстанции, на шинах 10 кВ РП, в сети 0,4 кВ и токов короткого замыкания на землю. Выбраны и проверены оборудование ПС и ТП. Рассчитаны уставки устройств цифровой релейной защиты.

СОДЕРЖАНИЕ

Оглавление	
Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1. Обоснование необходимости реконструкции южной части микрорайона «Северный»	9
2. Расчет электрических нагрузок в районе реконструкции	16
2.1. Расчетные электрические нагрузки жилых зданий в выбранном эквиваленте сети	16
2.2. Расчетные электрические нагрузки общественных зданий в южной части микрорайона «Северный»	22
2.3. Расчет осветительной нагрузки	23
3. Выбор источника электроснабжения выбранного эквивалента района реконструкции	35
4. Выбор исполнения и сечения линий, числа ТП, числа и мощности Т на ТП, расстановки ТП в районе размещения реконструируемого района в сети	38
4.1 Выбор сечения проводников низковольтной сети	38
4.2 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП в районе реконструируемого района	42
4.3 Выбор числа и мощности ТП для электроснабжения выбранного района	43
4.4 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ для электроснабжения различных потребителей района	45
4.5 Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву	55
4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ	56
4.7 Распределительные пункты 6—10 кВ	63
4.8 Определение места расположения ТП в микрорайоне «Северный»	63
5. Расчет параметров схемы замещения	64

6. Расчет токов КЗ и ЗНЗ в схеме	67
6.1 Расчет токов КЗ на шинах городской подстанции	67
6.2 Расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП	70
6.3 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	72
6.4 Расчет токов короткого замыкания на землю	93
7. Выбор и проверка оборудования ПС и ТП	97
7.1. Выбор и проверка КЛ	97
7.2. Выбор и проверка ошиновки РУ ВН подстанции Северная	98
7.3. Выбор и проверка выключателей для ОРУ подстанции Северная	103
7.4. Выбор и проверка разъединителей для РУ ВН подстанции Северная	105
7.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения	106
7.6. Выбор и проверка трансформаторов напряжения для ОРУ подстанции Северная	111
7.7. Выбор трансформаторов собственных нужд	115
7.8. Выбор и проверка КРУ	116
7.9. Выбор и проверка КРУ для НН подстанции Северная	117
7.10. Выбор и проверка ОПН для НН и ВН подстанции Северная	118
8. Расчет уставок устройств цифровой релейной защиты	123
8.1. Выбор автоматических выключателей для защиты стояков и силовой нагрузки распределительного щита ВРУ жилого дома	124
9. Экономическое обоснование принимаемых технических решений	126
10. Вопросы безопасности и экологичности	129
10.1. Безопасность	134
10.2. Экологичность	137
10.3. Чрезвычайные ситуации	141
Заключение	146
Библиографический список	147

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

РУ – распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ВЛ – воздушная линия;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

ДФЗ – дифференциально-фазная защита;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время система электроснабжения в южной части микрорайона Северный г. Благовещенска требует реконструкции для обеспечения более надежной и безопасной работы энергосистемы. Основные результаты данной работы позволят улучшить качество жизни населения, повысить надежность и безопасность работы системы электроснабжения, а также создать комфортные условия для проживания и отдыха в жилом комплексе «Зея Парк».

В работе будет проведен анализ существующих проблем в системе электроснабжения микрорайона Северный и определены основные задачи реконструкции. Будут рассмотрены технические решения для решения проблем, такие как замена старых кабелей и оборудования на обновлённые, оптимизация распределения нагрузки, добавление жилого комплекса Зея Парк и расчёт электроснабжения для домов, запланированных на этой территории, реконструкция систем освещения и замена осветительных приборов на более мощные.

Также будут проведены расчеты экономической эффективности проекта и рассмотрены возможные риски и способы их минимизации.

В результате данной квалификационной работы были достигнуты цели:

- рассчитаны предварительные нагрузки жилых, общественных и других зданий;
- выбраны мощности трансформаторов и типы трансформаторных подстанций;
- выбрано и проверено оборудование на источнике питания микрорайона;
- рассчитаны капиталовложения на строительство ТП и прокладку кабельных линий.

В рамках данной работы будут рассмотрены существующие проблемы в системе электроснабжения, определены основные задачи и цели реконструкции, разработаны технические решения и предложен план реализации проекта.

Расчёт параметров производится с помощью RASTRWIN 3 и Microsoft Excel.

Оформление чертежей и схем осуществлялось в программном обеспечении Microsoft Visio.

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ МИКРОРАЙОНА СЕВЕРНЫЙ

В Благовещенске развитие жилых районов требует наличия распределительной сети 10 кВ для подачи электроэнергии на подстанции. Между тем, существует ряд заведений, в которых электроэнергия подается на классе напряжения 0.4 кВ. Они включают в себя:

1. Жилые дома и квартиры, где электроэнергия поступает от электросети через распределительные сети на класс напряжения 0.4 кВ.

2. Коммерческие предприятия, такие как магазины, рестораны, кафе, офисы и другие небольшие здания, которые используют электричество для питания своих систем освещения, вентиляции, кондиционирования воздуха и других устройств.

3. Промышленные объекты, такие как заводы, фабрики, мастерские и другие производственные помещения, где электричество используется для питания оборудования и инструментов.

4. Сельскохозяйственные предприятия, где электроэнергия используется для освещения, полива, обработки почвы и других сельскохозяйственных процессов.

5. Спортивные объекты, такие как стадионы, бассейны, теннисные корты и другие спортивные сооружения, где электричество требуется для питания освещения, систем кондиционирования и других систем.

6. Общественные парки и зоны отдыха, где электроэнергия необходима для питания аттракционов, освещения и других развлекательных систем.

В таблице 1.1 приведены наименования зданий в представленном районе.

Таблица 1.1 – Экспликация выбранного района реконструкции

Номер на плане	Наименование	К-во подъездов	К-во квартир	Итого кв. м
1	2	3	4	5
1	Жилой дом	1	50	754
2	Гараж			283

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5
3	Гараж			1274
4	Хозяйственный корпус			965
5	Хозяйственный корпус			710
6	Жилой дом	4	60	858
7	Общежитие	1	47	1098
8	Сооружение			86
9	Жилой дом	5	190	5735
10	Автосервис			1053
11	Автосервис			793
12	Колледж			345
13	Сооружение			87
14	Гараж			1096
15	Хозяйственный корпус			520
16	Гараж			91
17	Автосервис, гараж			708
18	Жилой дом	10	378	8949
19	Сооружение			112
20	Сооружение			46
21	Сооружение			223
22	Жилой дом	10	378	5830
23	Жилой дом	3	120	3209
24	Жилой дом	3	60	1257
25	Сооружение			32
26	Сооружение			63
27	Жилой дом	4	60	4670
28	Гараж			162
29	Жилой дом	2	50	4013
30	Жилой дом	2	17	2073
31	Жилой дом	2	54	4205
32	Жилой дом	2	18	300
33	Жилой дом	2	53	1264
34	Сооружение			59
35	Жилой дом	2	53	1264
36	Жилой дом	3	54	2280
37	Жилой дом	2	12	1259
38	Жилой дом	3	43	2066
39	Жилой дом	3	18	520
40	Жилой дом	3	120	1302
41	Супермаркет			314
42	Жилой дом	3	33	1328
43	Жилой дом	3	28	1284
44	Жилой дом	3	24	1342

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5
45	Жилой дом	4	48	1651
46	Жилой дом	3	27	639
49	Гараж			71
50	Гараж			191
51	Жилой дом	1	15	844
52	Пекарня			709
53	Жилой дом	11	145	5556
54	Хозяйственный корпус			661
55	Сооружение			80
56	Цветочный салон			18
57	Продуктовый магазин			25
58	Магазин фруктов и овощей			7
59	Магазин			149
60	Жилой дом	1	65	945
61	Жилой дом	3	45	700
62	Жилой дом	2	60	691
63	Жилой дом	2	59	3480
64	Жилой дом	4	24	792
65	Жилой дом	3	36	600
66	Жилой дом	4	24	792
67	Жилой дом	3	36	792
68	Жилой дом	3	36	792
69	Жилой дом	3	36	792
70	Жилой дом	3	36	792
71	Продуктовый магазин			25
72	Жилой дом	4	60	1207
73	Жилой дом	4	60	992
74	Жилой дом	3	45	848
75	Жилой дом	3	65	992
76	Гараж			462,6
77	Гараж			526,5
78	Жилой дом	5	202	2124
79	Жилой дом	5	75	1309
80	Жилой дом	1	103	1995
81	Жилой дом	1	103	1995
82	Школа			1200
83	Гараж			497
84	Гараж			852
85	Проходная КПП			48
86	Гараж			180
87	Сооружение			55
88	Техникум			345

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5
89	Детский сад			340
90	Жилой дом	2	187	1995
92	Жилой дом	2	187	1995
93	Жилой дом	1	42	1386
94	Жилой дом	2	91	2047
95	Жилой дом	2	184	2257
96	Жилой дом	1	44	934,5
97	Жилой дом	1	43	934,5
98	Жилой дом	1	42	1386
99	Жилой дом	2	91	2047
100	Жилой дом	2	184	2257
101	Жилой дом	1	44	934,5
102	Жилой дом	1	43	934,5
103	Жилой дом	2	187	1995

В районе расположены квартиры, гаражные комплексы, станции технического обслуживания автомобилей, магазины и супермаркеты, предприятия общественного питания, школы, детские сады, университеты и профессионально-технические училища. Аналитические данные по характеристике района представлены на рисунке 1.2 – 1.4.



Рисунок 1.1 – Географическая схема района реконструкции



Рисунок 1.2 – Характеристика района при присоединении прогнозируемой нагрузки



Рисунок 1.3 – Характеристика района при присоединении прогнозируемой нагрузки



Рисунок 1.4 – Характеристика района при присоединении прогнозируемой нагрузки

Климат Амурской области резко-континентальный, с муссонными характеристиками. Формирование этого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздуха и географических факторов. К географическим факторам относятся: положение широты, удаленность от моря, рельеф: горы, равнины, долины, хребты и т.д., растительность: виды растений, их распространение и влияние на климат, гидрография: реки, озера, моря и т.д. и другие поверхностные воздействия.

В Благовещенске средняя температура января колеблется от -24°C до -27°C . Лето теплое: здесь проходят изотермы от 18° до 21°C .

Таблица 1.2 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	4
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-44
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-9.7
Высшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	38
Число грозных часов в год	30
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,85
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30

1	2
Вес снегового покрова, кгс/м ²	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	242
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2.85
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,3
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом*м	43
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом*м	61

Характеристика района при присоединении прогнозируемой нагрузки представлена на рисунке 1.5:

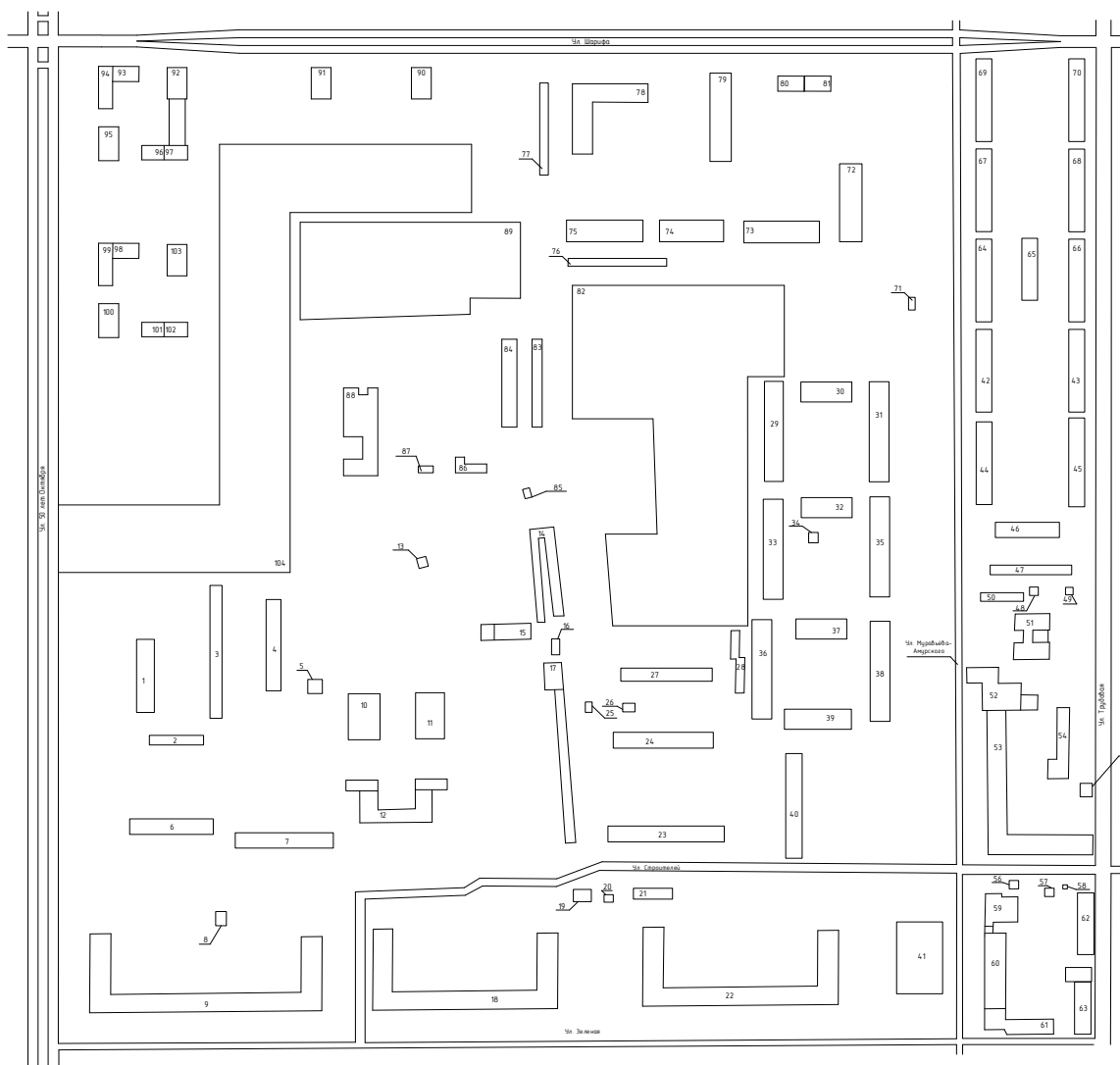


Рисунок 1.5 – Схема района проектирования

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В РАЙОНЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий в выбранном эквиваленте сети

При проектировании и эксплуатации электрических сетей необходимо учитывать электрические нагрузки, чтобы обеспечить надежное и эффективное функционирование системы.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

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

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная нагрузка ЭП квартир (домов), кВт/кв [1];

n - число квартир.

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

$$P_c = P_{р.лф} + P_{с-т} \cdot \quad (2)$$

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

$$P_{р.лф} = K_{с/лф} \sum_{т} P_{лфi} \cdot \quad (3)$$

где $K_{с/лф}$ – коэффициент спроса лифтовых установок;

$т$ – число лифтовых установок;

$P_{лфи}$ – установленная мощность электродвигателя лифта.

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

$$P_{с-т} = K_{с.с-т} \cdot \sum_n P_{с-т.у} \cdot \quad (4)$$

Мощность резервных электродвигателей и электрооборудования пожаротушения не учитывается при расчете электрической нагрузки. Формула для расчета электрической нагрузки жилого дома $P_{р.ж.д}$ определяется по следующей формуле

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{р.лф} + P_{с.т}) \cdot \quad (5)$$

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

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома $Q_{р.ж.д}$ определяется по формуле:

$$Q_{р.ж.д} = P_{кв} \cdot tg\phi_{кв} + K_y \cdot P_{с} \cdot tg\phi_{л} \quad (6)$$

где $tg\phi_{кв}$ и $tg\phi_{л}$ – расчетные коэффициенты, которые принимаются по РД 34.20.185-94 таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчётные коэффициенты реактивной мощности жилых домов

Потребитель электроэнергии	$\cos\phi$	$tg\phi$
1	2	3
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на природном, газообразном или твёрдом топливе	0,96	0,29

1	2	3
Хоз. насосы, вентиляционные и др. санитарно-технические устройства	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

В качестве примера, нагрузка для жилого дома №9 будет рассчитана в соответствии с формулами (1-6).

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = 1,36 \cdot 190 = 258,4 \text{ кВт}$$

Был выбран лифт производства Щербинского лифтостроительного завода мощностью 8,5 кВт [2]. Преимуществом данных лифтов является низкий уровень шума, плавность движения лифтовой установки, экономное и энергоэффективное освещение. Современным дополнением к управлению является автоматический вызов лифта с помощью смартфона. Лифтовая установка в целом отличается повышенным энергосбережением и широкими инновационными решениями.

В доме 5 подъездов, поэтому необходимо 5 лифтов. Коэффициент спроса составляет 0,7. Лифтовая нагрузка:

$$P_{л} = 0,7 \cdot 5 \cdot 8,5 = 29,75 \text{ кВт}$$

Выбран насос 1К 80-50-200 мощностью 15 кВт [3]. Данные насосы предназна-

м

е

Требуются пять двигателей для 190 квартир. Коэффициент спроса составляет 0,8. Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств:

ю

$$P_{с-т} = 0,8 \cdot 5 \cdot 15 = 60 \text{ кВт}$$

т

с

я

Расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_c = 29,75 + 60 = 89,75 \text{ кВт}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{p.ж.д} = 258,4 + 0,9 \cdot 89,75 = 339,175 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{p.ж.д} = 258,4 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot (29,75 \cdot 1,17 + 60 \cdot 0,75) = 124 \text{ квар}$$

Результат расчётов приведены в таблице 2.2 и 2.3. Расчётные данные дадут представление о предполагаемых нагрузках жилого сектора.

Таблица 2.2 – Выбор сантехнических устройств

Номер на плане	Высота дома	Модель	К-во	Мощность насоса, кВт	Высота напор, м
1	2	3	4	5	6
1	15	К (1К) 8/18	1	1,2	18
6	15	К (1К) 8/18	4	1,2	18
9	30	К 45/30	5	6,5	32
18	30	К 45/30	10	6,5	32
22	30	К 45/30	10	6,5	32
23	30	К 45/30	3	6,5	32
24	15	К (1К) 8/18	3	1,2	18
27	15	К (1К) 8/18	4	1,2	18
29	12	К (1К) 8/18	2	1,2	18
30	12	К (1К) 8/18	2	1,2	18
31	12	К (1К) 8/18	2	1,2	18
32	12	К (1К) 8/18	2	1,2	18
33	12	К (1К) 8/18	2	1,2	18
35	12	К (1К) 8/18	2	1,2	18
36	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
37	12	К (1К) 8/18	2	1,2	18
38	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
39	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
40	30	К 45/30	3	6,5	32
42	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18

43	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
44	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
45	12	К (1К) 8/18	4	1,2	18
46	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
51	6	К (1К) 8/18	1	1,2	18
53	15	К (1К) 8/18	11	1,2	18
60	15	К (1К) 8/18	1	1,2	18
61	15	К (1К) 8/18	3	1,2	18
62	15	К (1К) 8/18	2	1,2	18
63	15	К (1К) 8/18	2	1,2	18
64	12	К (1К) 8/18	4	1,2	18
65	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
66	12	К (1К) 8/18	4	1,2	18
67	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
68	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
69	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
70	12	К (1К) 8/18	3	1,2	18
72	15	К (1К) 8/18	4	1,2	18
73	15	К (1К) 8/18	4	1,2	18
74	15	К (1К) 8/18	3	1,2	18
75	15	К (1К) 8/18	3	1,2	18
78	30	К 45/30	5	6,5	32
79	15	К (1К) 8/18	5	1,2	18
80	30	К 45/30	1	6,5	32
81	30	К 45/30	1	6,5	32
90	48	1К 80-50-200	2	15	50
91	30	К 45/30	2	6,5	32
92	48	1К 80-50-200	2	15	50
93	30	К 45/30	1	6,5	32
94	30	К 45/30	2	6,5	32
95	48	1К 80-50-200	2	15	50
96	30	К 45/30	1	6,5	32
97	30	К 45/30	1	6,5	32
98	30	К 45/30	1	6,5	32
99	30	К 45/30	2	6,5	32
100	48	1К 80-50-200	2	15	50
101	30	К 45/30	1	6,5	32
102	30	К 45/30	1	6,5	32
103	48	1К 80-50-200	2	15	50

Таблица 2.3 – Расчёт нагрузки жилых домов

Но- мер на плане	Наименова- ние	К-во	К-во	Итого кв. м2)	Ркв.уд	Рл	Рст	Рс	Рржд	Qржд
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Жилой дом	1	50	754	105	5,95	0,96	6,91	111	28

6	Жилой дом	4	60	858	84	0	3,84	3,84	87	19
9	Жилой дом	5	190	5735	258,4	29,75	26	55,75	309	101

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	Жилой дом	10	378	8949	480,0	42,5	52	94,5	565	176
22	Жилой дом	10	378	5830	480,0	42,5	52	94,5	565	176
23	Жилой дом	3	120	3209	163,2	33,15	15,6	48,75	207	78
24	Жилой дом	3	60	1257	126	0	2,88	2,88	129	27
27	Жилой дом	4	60	4670	126	0	3,84	3,84	129	28
29	Жилой дом	2	50	4013	105	0	1,92	1,92	107	22
30	Жилой дом	2	17	2073	62,9	0	1,92	1,92	65	14
31	Жилой дом	2	54	4205	113,4	0	1,92	1,92	115	24
32	Жилой дом	2	18	300	66,6	0	1,92	1,92	68	15
33	Жилой дом	2	53	1264	111,3	0	1,92	1,92	113	24
35	Жилой дом	2	53	1264	111,3	0	1,92	1,92	113	24
36	Жилой дом	3	54	2280	113,4	0	2,88	2,88	116	25
37	Жилой дом	2	12	1259	51,6	0	1,92	1,92	53	12
38	Жилой дом	3	43	2066	90,3	0	2,88	2,88	93	20
39	Жилой дом	3	18	520	66,6	0	2,88	2,88	69	15
40	Жилой дом	3	120	1302	163,2	20,4	15,6	36	196	65
42	Жилой дом	3	33	1328	85,8	0	2,88	2,88	88	19
43	Жилой дом	3	28	1284	72,8	0	2,88	2,88	75	17
44	Жилой дом	3	24	1342	74,4	0	2,88	2,88	77	17
45	Жилой дом	4	48	1651	67,2	0	3,84	3,84	71	16
46	Жилой дом	3	27	639	70,2	0	2,88	2,88	73	16
51	Жилой дом	1	15	844	58,5	0	0,96	0,96	59	12
53	Жилой дом	11	145	5556	149,3	0	10,56	10,56	159	37
60	Жилой дом	1	65	945	97,5	0	0,96	0,96	98	20
61	Жилой дом	3	45	700	94,5	0	2,88	2,88	97	21
62	Жилой дом	2	60	691	126	0	1,92	1,92	128	26
63	Жилой дом	2	59	3480	123,9	0	1,92	1,92	126	26
64	Жилой дом	4	24	792	50,4	0	3,84	3,84	54	13
65	Жилой дом	3	36	600	75,6	0	2,88	2,88	78	17
66	Жилой дом	4	24	792	50,4	0	3,84	3,84	54	13
67	Жилой дом	3	36	792	75,6	0	2,88	2,88	78	17
68	Жилой дом	3	36	792	75,6	0	2,88	2,88	78	17
69	Жилой дом	3	36	792	75,6	0	2,88	2,88	78	17
70	Жилой дом	3	36	792	75,6	0	2,88	2,88	78	17
72	Жилой дом	4	60	1207	126	27,2	3,84	31,04	154	56
73	Жилой дом	4	60	992	126	27,2	3,84	31,04	154	56
74	Жилой дом	3	45	848	94,5	20,4	2,88	23,28	115	42
75	Жилой дом	3	65	992	136,5	20,4	2,88	23,28	157	51
78	Жилой дом	5	202	2124	424,2	34	26	60	478	138
79	Жилой дом	5	75	1309	157,5	34	4,8	38,8	192	71
80	Жилой дом	1	103	1995	216,3	6,8	5,2	12	227	54
81	Жилой дом	1	103	1995	216,3	6,8	5,2	12	227	54
90	Жилой дом	2	187	1995	392,7	13,6	24	37,6	427	109
91	Жилой дом	2	103	1995	216,3	13,6	10,4	24	238	65
92	Жилой дом	2	187	1995	392,7	13,6	24	37,6	427	109
93	Жилой дом	1	42	1386	88,2	6,8	5,2	12	99	28

94	Жилой дом	2	91	2047	191,1	13,6	10,4	24	213	60
95	Жилой дом	2	184	2257	386,4	13,6	24	37,6	420	108

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
96	Жилой дом	1	44	934,5	92,4	6,8	5,2	12	103	29
97	Жилой дом	1	43	934,5	90,3	6,8	5,2	12	101	29
98	Жилой дом	1	42	1386	88,2	6,8	5,2	12	99	28
99	Жилой дом	2	91	2047	191,1	13,6	10,4	24	213	60
100	Жилой дом	2	184	2257	386,4	13,6	24	37,6	420	108
101	Жилой дом	1	44	934,5	92,4	6,8	5,2	12	103	29
102	Жилой дом	1	43	934,5	90,3	6,8	5,2	12	101	29
103	Жилой дом	2	187	1995	392,7	13,6	24	37,6	427	109

2.2 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий в южной части микрорайона Северный

Укрупнено расчетные нагрузки общественных зданий могут быть получены с помощью метода удельных нагрузок.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий зависят от многих факторов, таких как тип здания, его назначение, количество и мощность оборудования.

Для предприятий общественного питания, гостиниц, школ и детских садов удельная нагрузка P_y приводится в расчете на 1 человека.

$$P_{30} = tg\varphi \cdot M \quad (7)$$

где $tg\varphi$ – расчетные коэффициенты нагрузки электроприемников [6];

M – количественный показатель.

Для примера рассчитаем нагрузку колледжа вместимостью 345 человек.

$$P_{30} = 0,46 \cdot 345 = 159 \text{ кВт}$$

Остальные расчеты приведены в таблицы 2.4.

Таблица 2.4 - Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Общественное здание	Номер на карте	Посещаемость, чел.	Расчетные коэффициенты, $tg\varphi$	Мощность, кВт
1	2	3	4	5

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5
Колледж	12	345	0,46	159
Супермаркет	41	314	0,25	78,5
Пекарня	52	709	0,25	177
Цветочный салон	56	18	0,16	3
Продуктовый магазин	57	25	0,25	6,3
Магазин фруктов и овощей	58	7	0,25	1,75
Магазин	59	149	0,25	37,3
Школа	82	1200	0,43	516
Детский сад	89	340	0,25	85
Продуктовый магазин	71	25	0,25	6,3
Техникум	88	345	0,46	159

2.3 Расчет осветительной нагрузки

Удельная нагрузка для расчета наружного и внутриквартального освещения зависит от категории улиц, принятой по градостроительству в соответствии с нормативными данными. Данные для расчета уличного освещения заносим в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для расчета уличного освещения

Улица	Категория	Длина улицы, км	Длина улицы на плане, см	Удельная нагрузка, Вт/км
Муравьёва-Амурского	Б2	0,791	52,4	50
Строителей	В2	0,66	36,3	22
50 Лет Октября	А2	0,829	54,47	50
Зеленая	А2	0,683	44,156	22
Трудовая	V	0,791	52,4	22
Шафира	А2	0,679	50,9	22

Для уличного и внутриквартального освещения используем светильники с лампами ДРЛ ($\cos \varphi = 0,85$; $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$).

Активная расчетная нагрузка уличного освещения, кВт, определяется по формуле:

$$P_{p.y.o} = \sum_{i=1}^n P_{уд.y.o.i} \cdot l_y \quad (8)$$

где $P_{уд.y.o.i}$ – удельная нагрузка i -ой улицы, кВт/км;

l_y – длина i -ой улицы, км.

$$\begin{aligned} P_{p.y.o} &= 50 \cdot 0,791 + 22 \cdot 0,66 + 50 \cdot 0,829 + 22 \cdot 0,683 + 22 \cdot 0,791 + 22 \cdot 0,679 = \\ &= 142,886 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Активная расчетная нагрузка внутриквартального освещения, кВт, определяется по формуле:

$$P_{p.вн.кв} = P_{уд.вн.кв} \cdot F_{мкр} \quad (9)$$

где $P_{уд.вн.кв}$ – удельная нагрузка внутриквартального освещения, кВт/га, принимается равной 1,2 кВт/га;

$F_{мкр}$ – площадь микрорайона, га.

По проекту площадь микрорайона составляет 63,4 га.

$$P_{p.вн.кв} = 1,2 \cdot 63,4 = 76,08 \text{ кВт}$$

Расчетная активная нагрузка освещения микрорайона, кВт:

$$P_{p.o.mkr} = P_{p.y.o} + P_{p.vn.kv} \quad (10)$$

$$P_{p.o.mkr} = 142,886 + 76,08 = 218,966 \text{ кВт}$$

Пролет - это расстояние между двумя соседними фонарными столбами, на которых крепится электрический провод. В городе пролет может быть разным в зависимости от типа провода и его назначения. Его размер определяется специализированными документами: СНиП и ГОСТ.

В этих документах указаны пролеты для разных районов, например, для городских, сельских и частной территории. При расчете пролета учитываются характеристики двухсекционной опоры:

- Источник света. Осветительный прибор обычно располагается в верхней части опоры. Это позволяет обеспечить более равномерное освещение и избежать затенения соседних участков. Мощность источника света выбирается в зависимости от местности, на которой он установлен. Так, для автомагистралей требуются светильники большой мощности, а в парковых зонах можно установить модели малой мощности;
- Опоры. Их главная характеристика - высота. Следует также учитывать, что столбы освещения отвечают и за поддержку линий электропередач.

В городских условиях часто устанавливают столбы высотой 9 м, этот показатель является наиболее оптимальным для удобства обслуживания.

Основные факторы, определяющие пролет уличного освещения.

Основным фактором, определяющим расстояние между столбами освещения по СНиП, является то, образуются ли пересекающиеся конусы освещения. Учитывая это, при расчете необходимо принимать во внимание следующие параметры:

- Требования к освещенности территории, на которой они будут установлены (город, пригород, село, деревня);

- Мощность, тип и количество источников света.
- Высота расположения источника света на опоре.

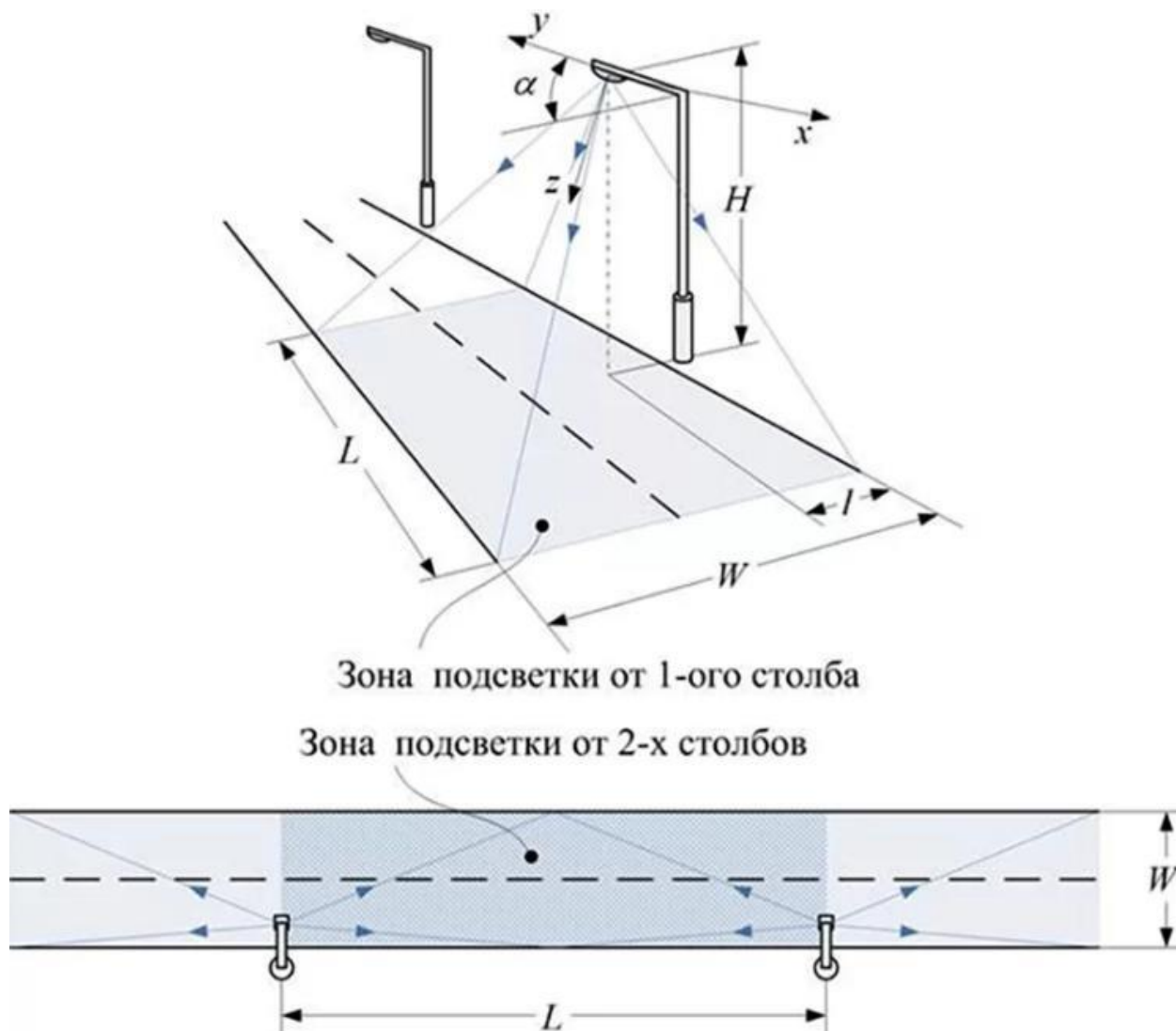


Рисунок 2.1 – Схема расчёта определения пролёта между фонарными столбами

На рисунке 2.1 представлена большая часть данных, которые необходимы для определения шага опор освещения. В числе параметров:

- высота подвеса светодиодного светильника на опорах H (м);
- шаг мачтовых опор вдоль дороги L (м);
- вылет середины светильника от края проезжей части l (м);
- ширина дорожного полотна W (м);

- угол наклона консоли со светильником α ($^{\circ}$).

Чем выше находится осветительный прибор, тем больше будет расстояние между ним и дорожного полотна, которое он должен осветить. Соответственно, световой поток, который он излучает, будет меньше, что приведет к уменьшению освещенности. Поэтому расстояние между двумя столбами на дороге будет становиться короче и наоборот. Освещенность поверхности на определенном расстоянии от источника света показана на рисунке выше в качестве примера. Такая же зависимость соблюдается при увеличении высоты источника света с помощью опор освещения. Данные для расчёта уличного освещения заносим в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для расчета уличного освещения

Улица	Категория	Марка фонарей	Пролёт между фонарями, м
Муравьёва-Амурского	B2	GALAD Урбан L LED-200-ШБ/У50 (30000/740/RAL7040/0/ORS2/GEN1)	30 м
Строителей	B2	GALAD Урбан M LED-100-ШО/У50 (15000/740/RAL7040/0/ORN2/GEN1)	35 м
50 Лет Октября	A2	GALAD Урбан L LED-200-ШБ/У50 (30000/740/RAL7040/0/ORS2/GEN1)	23,3 м
Зеленая	A2	GALAD Урбан M LED-100-ШО/У50 (15000/740/RAL7040/0/ORN2/GEN1)	35 м
Трудовая	V	GALAD Урбан M LED-100-ШО/У50 (15000/740/RAL7040/0/ORN2/GEN1)	34.5 м
Шафира	A2 (предположительно)	GALAD Урбан L LED-200-ШБ/У50 (30000/740/RAL7040/0/ORS2/GEN1)	36 м

Используя специальные программные комплексы получим модели освещенности для каждой улицы на рисунке 2.2 – 2.6

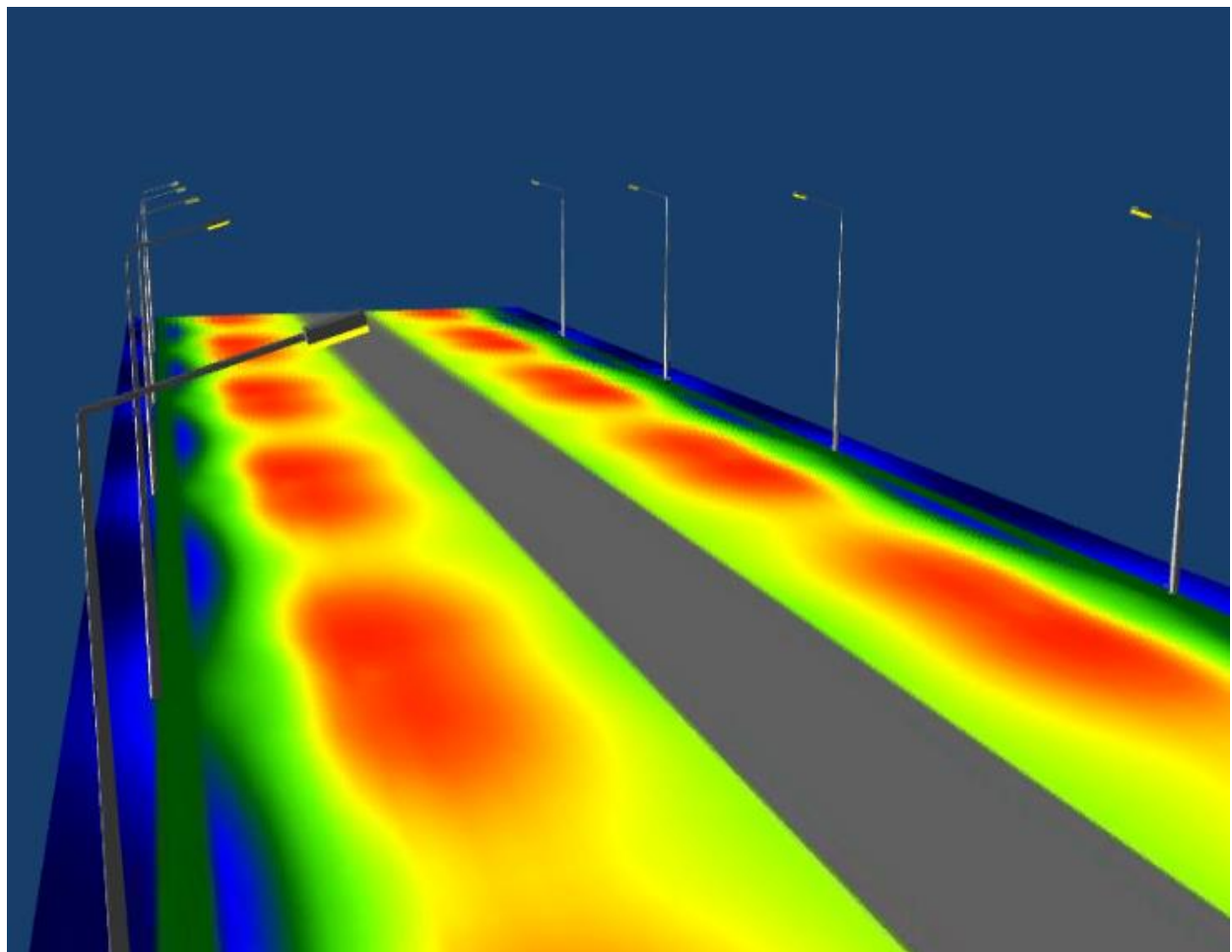
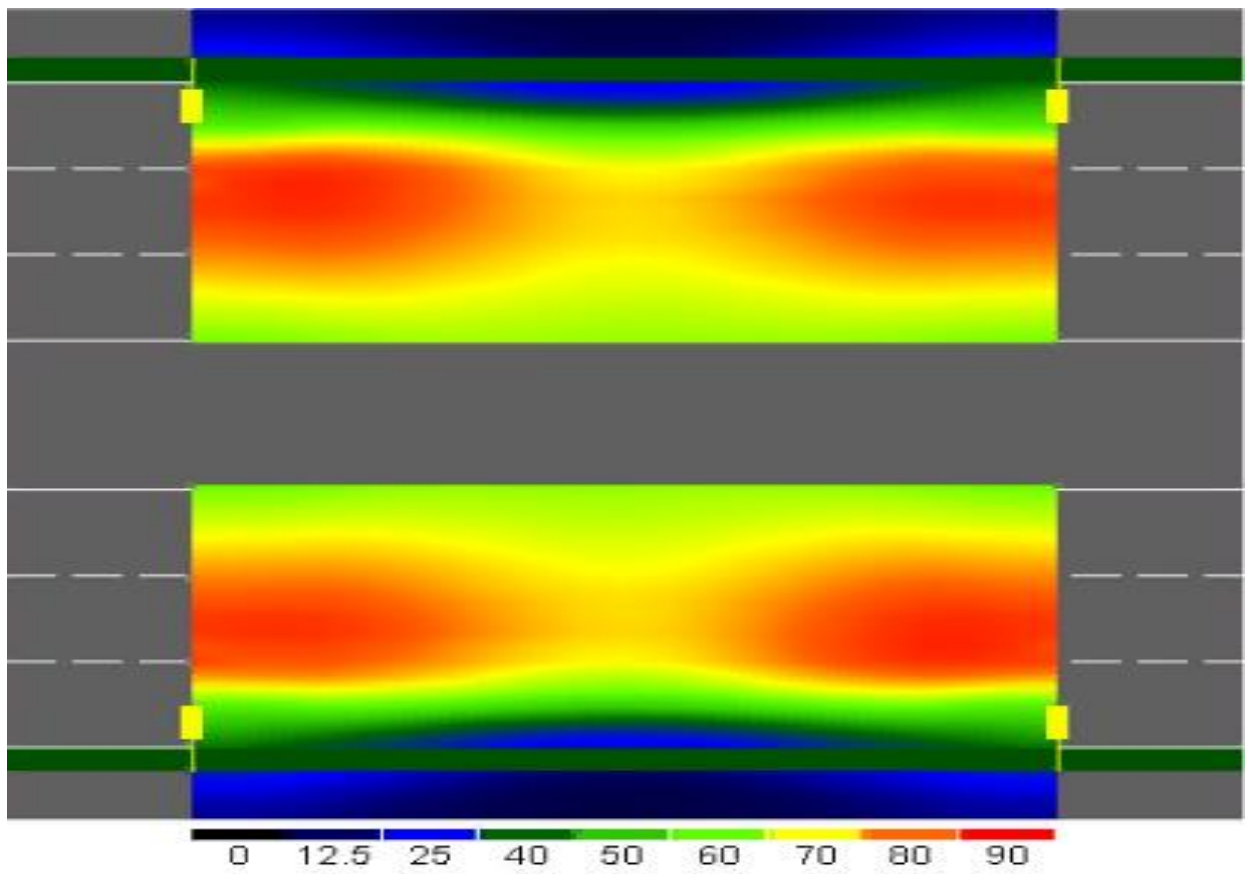


Рисунок 2.2 – Схема освещения улицы 50 Лет Октября

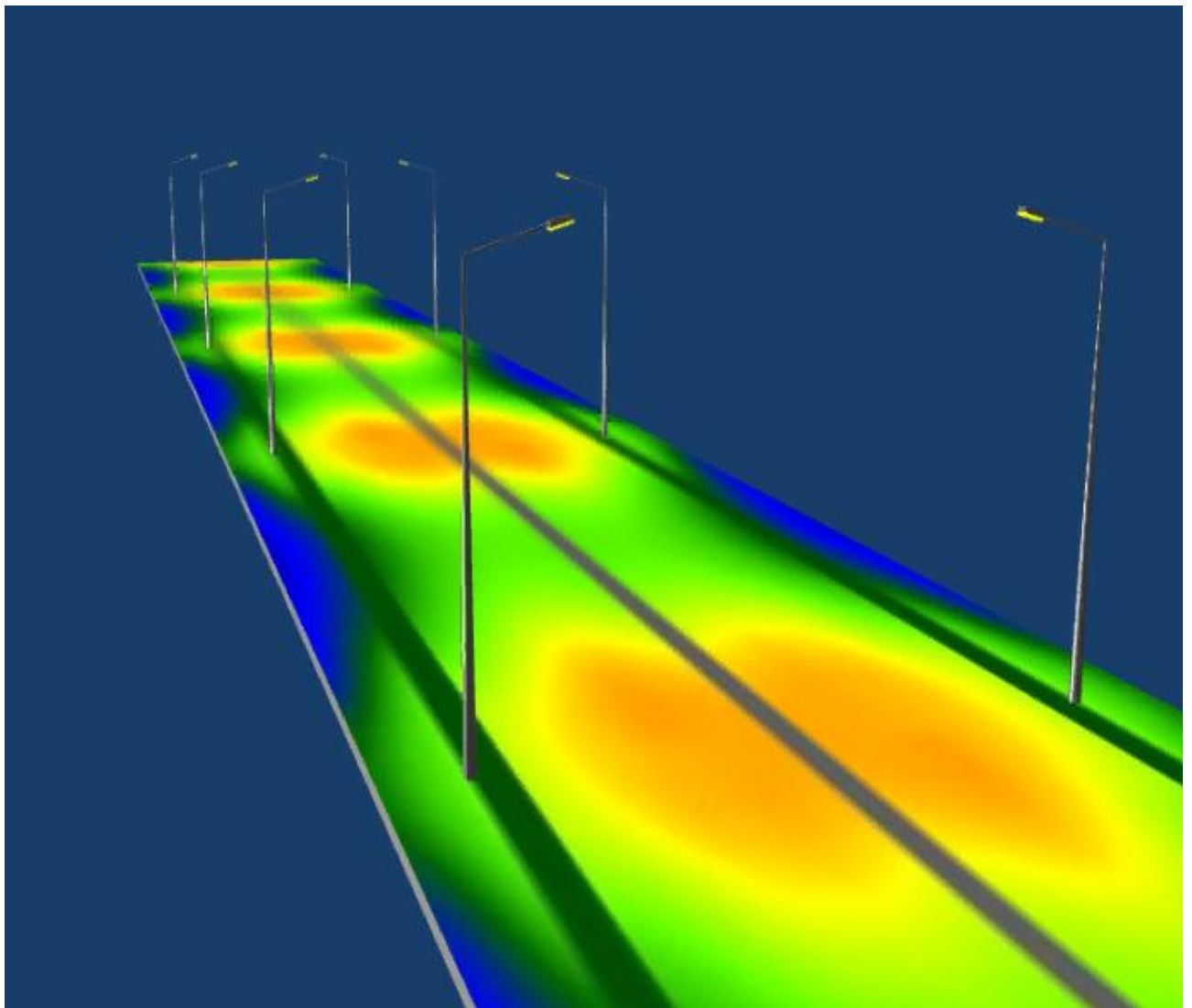
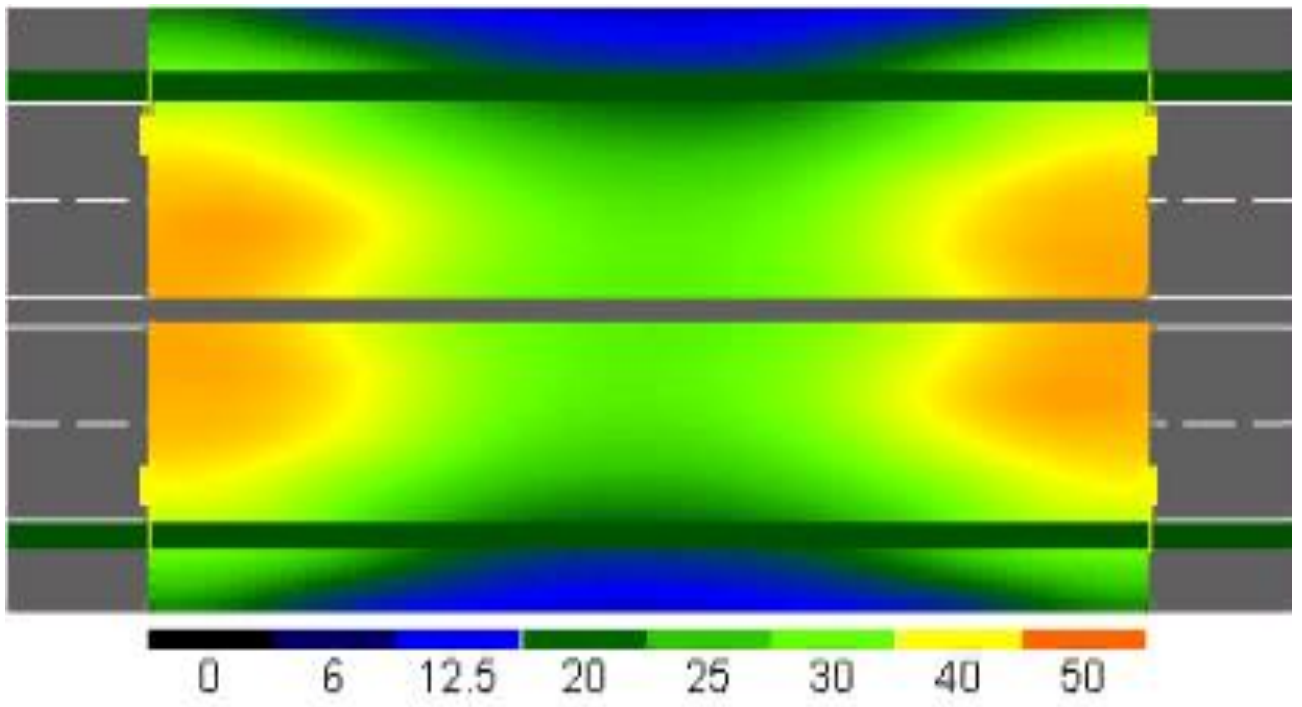


Рисунок 2.3 – Схема освещения улицы Зелёная

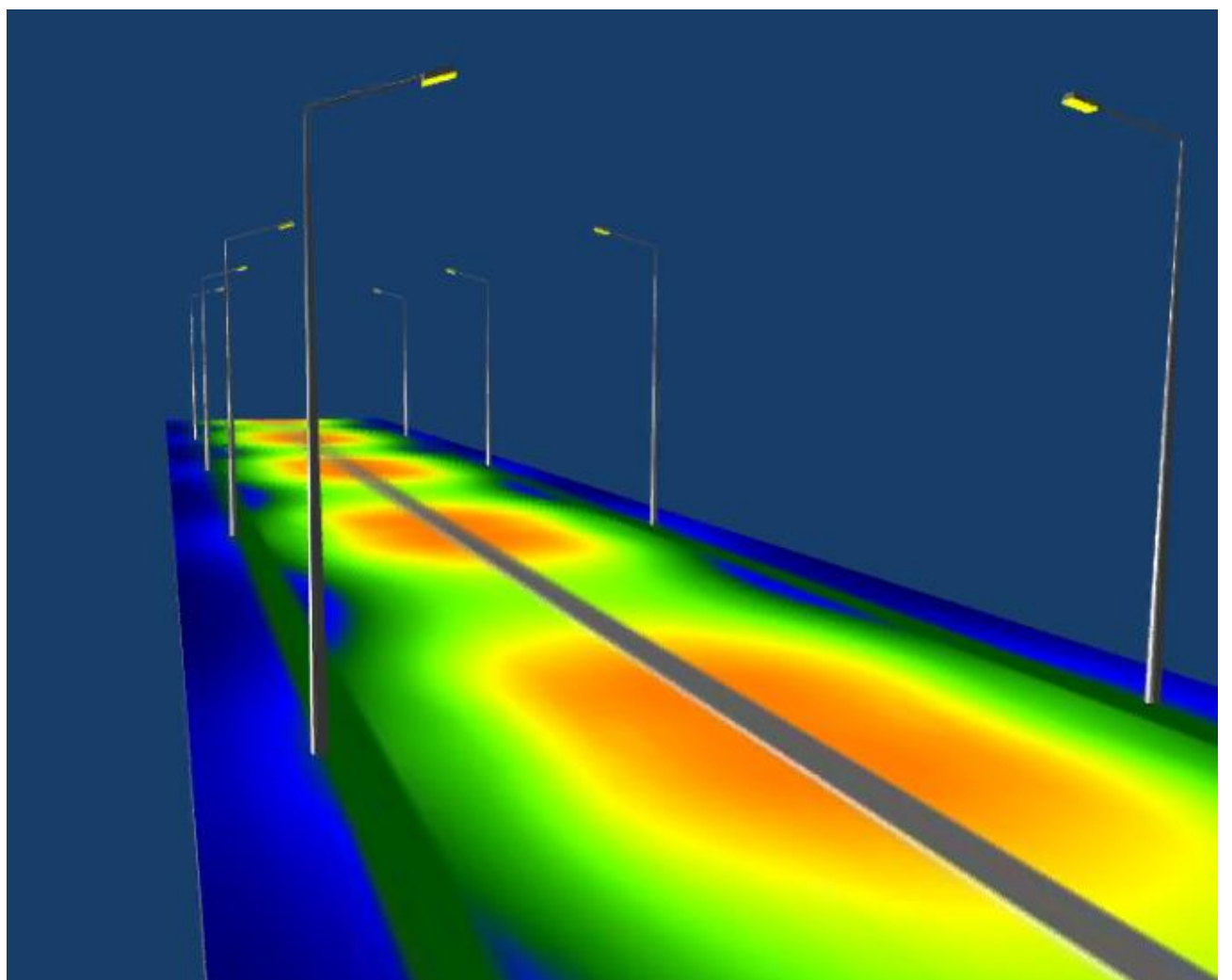
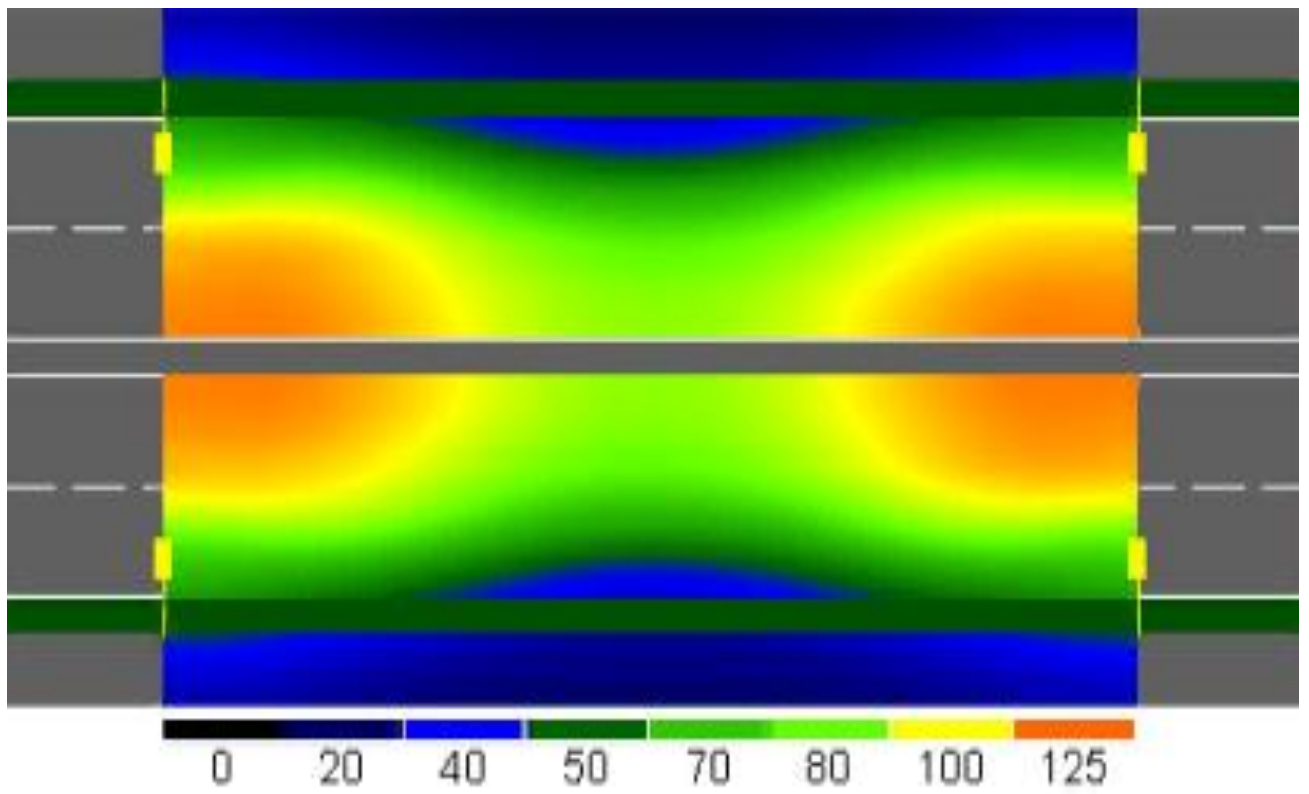


Рисунок 2.4 – Схема освещения улицы Муравьёва-Амурского

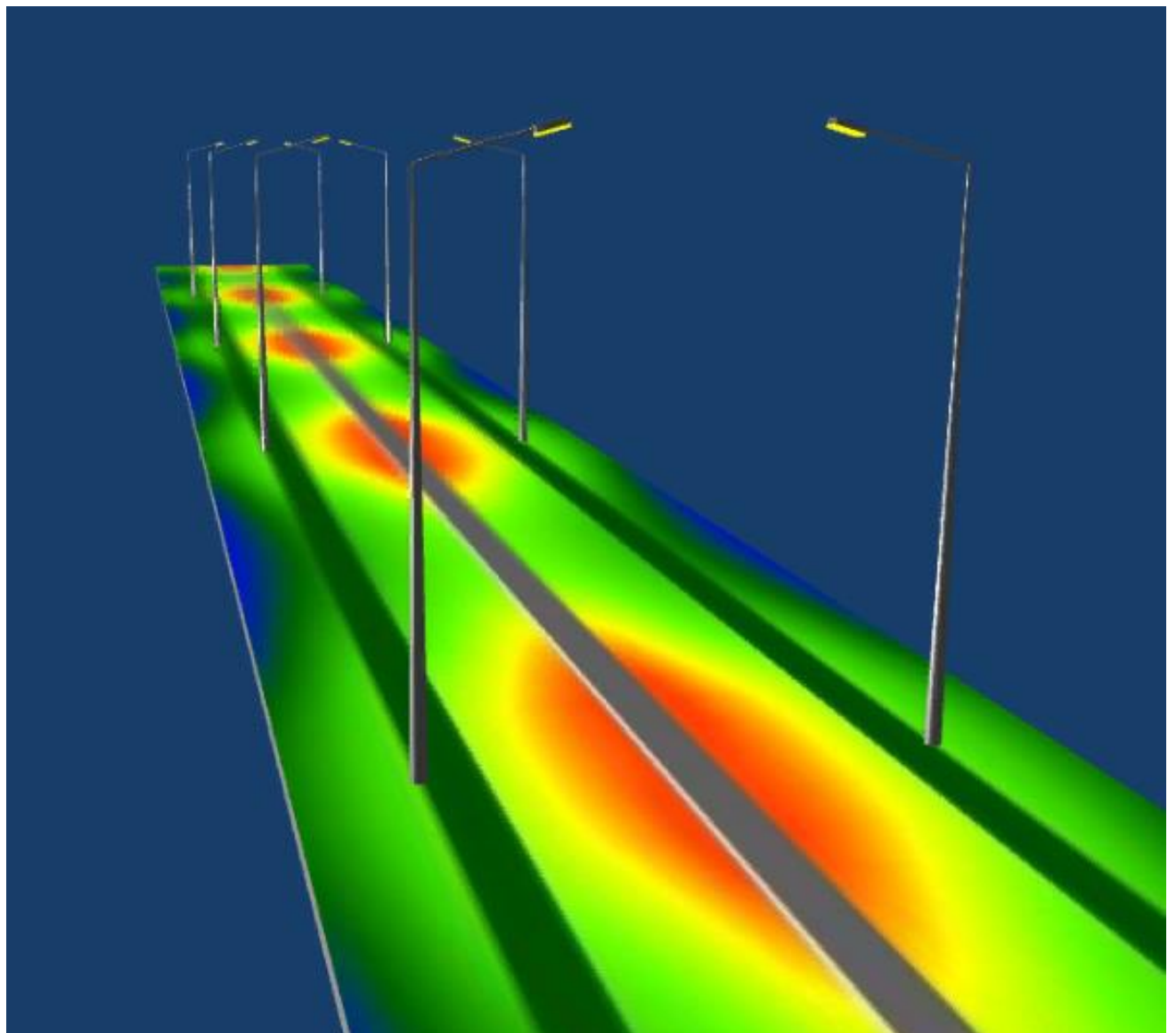
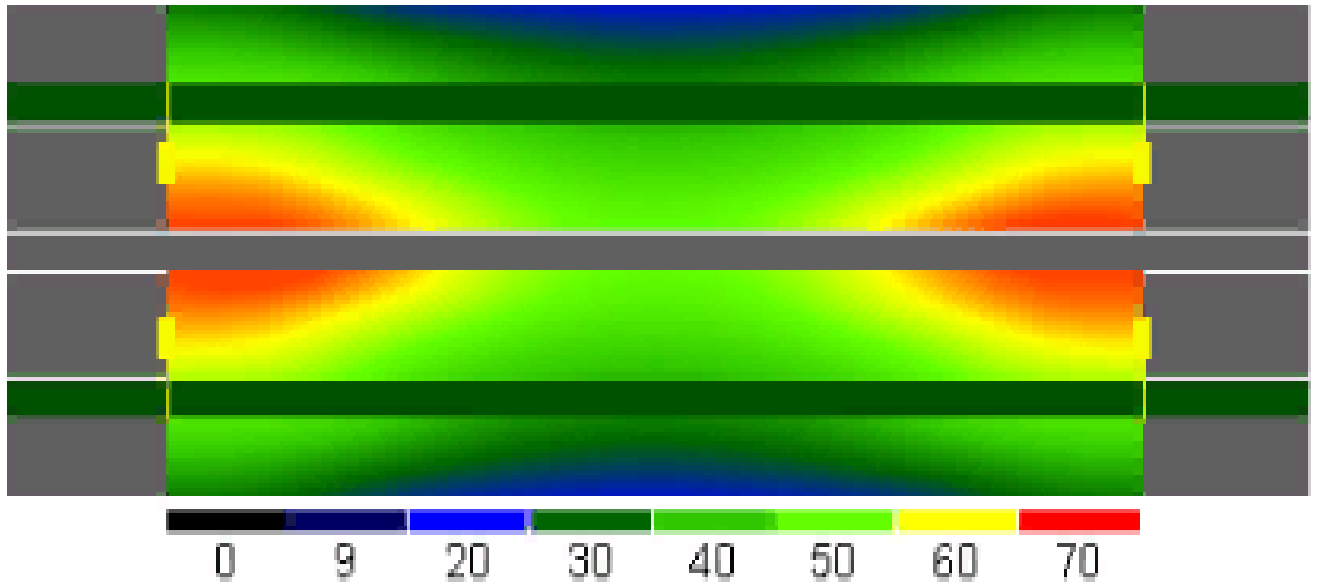


Рисунок 2.4 – Схема освещения улицы Строителей

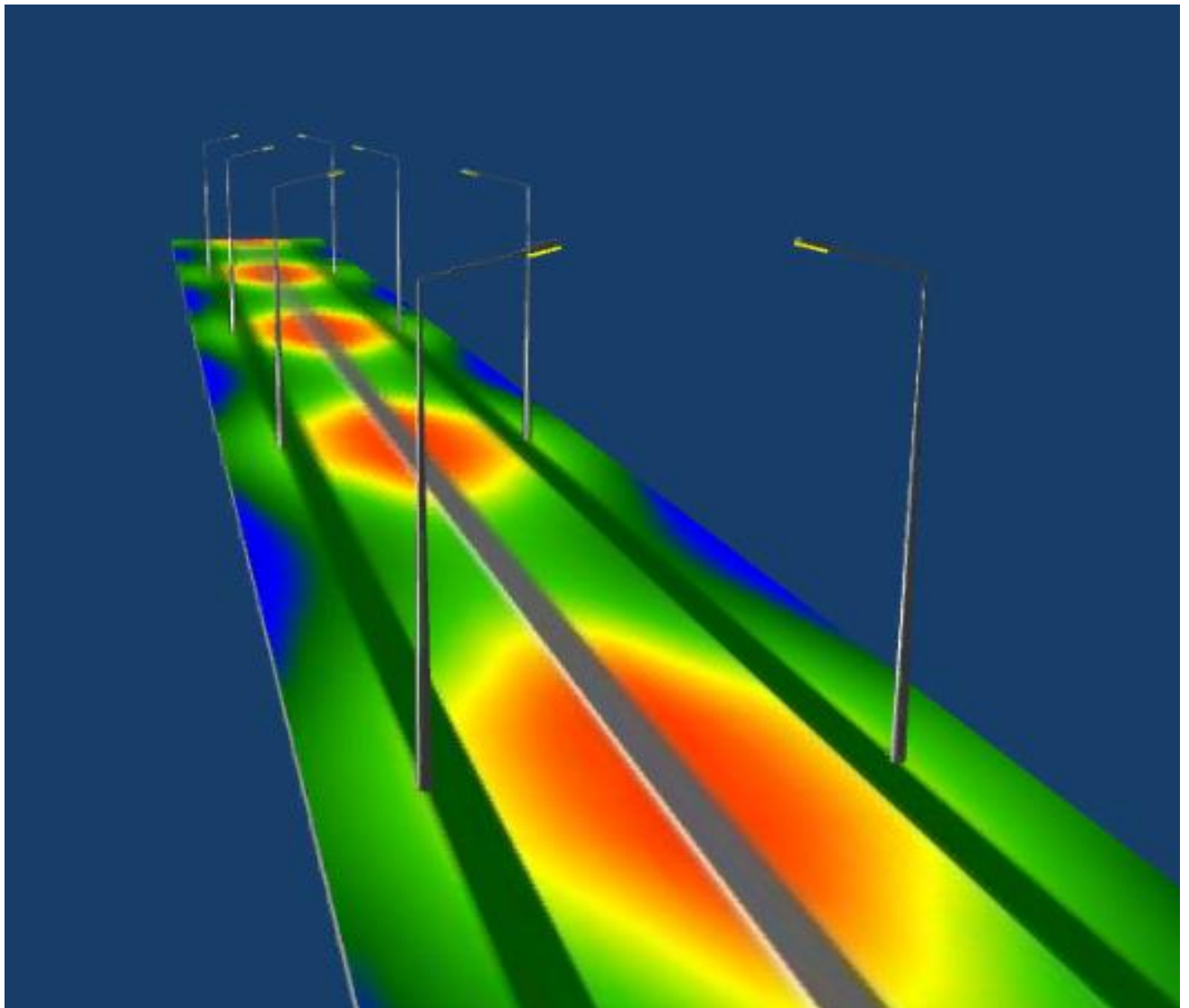
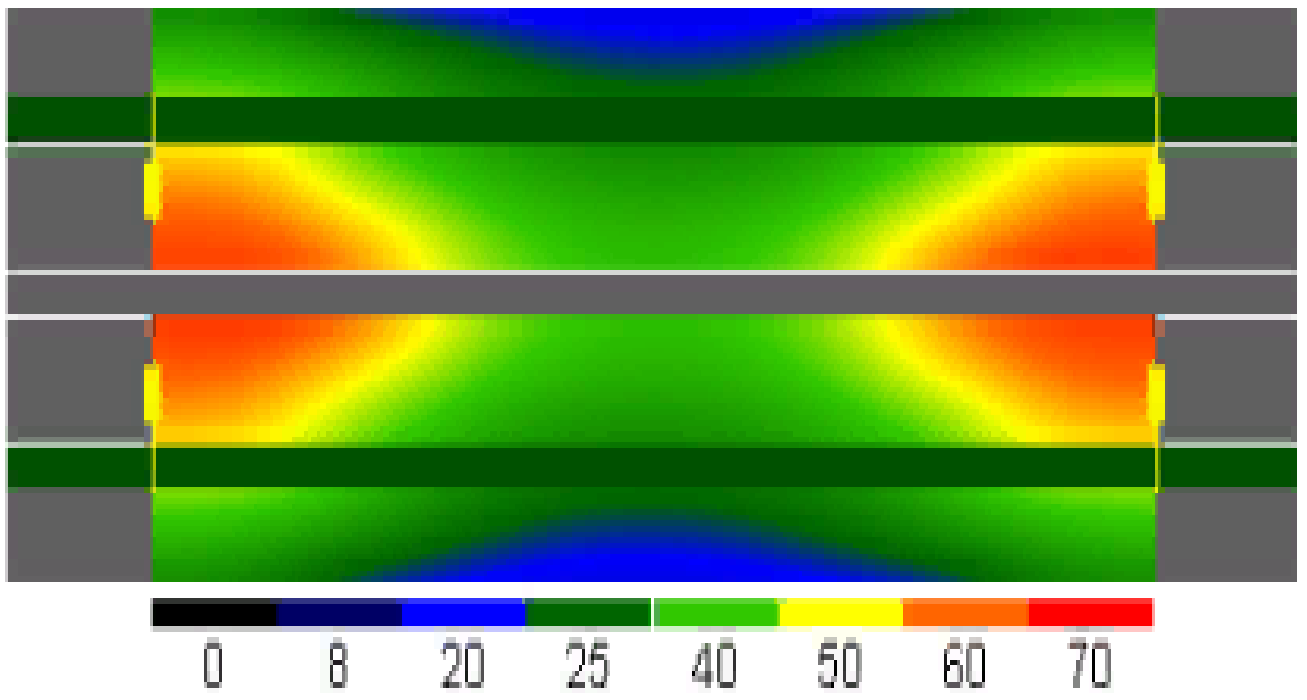


Рисунок 2.5 – Схема освещения улицы Трудовая

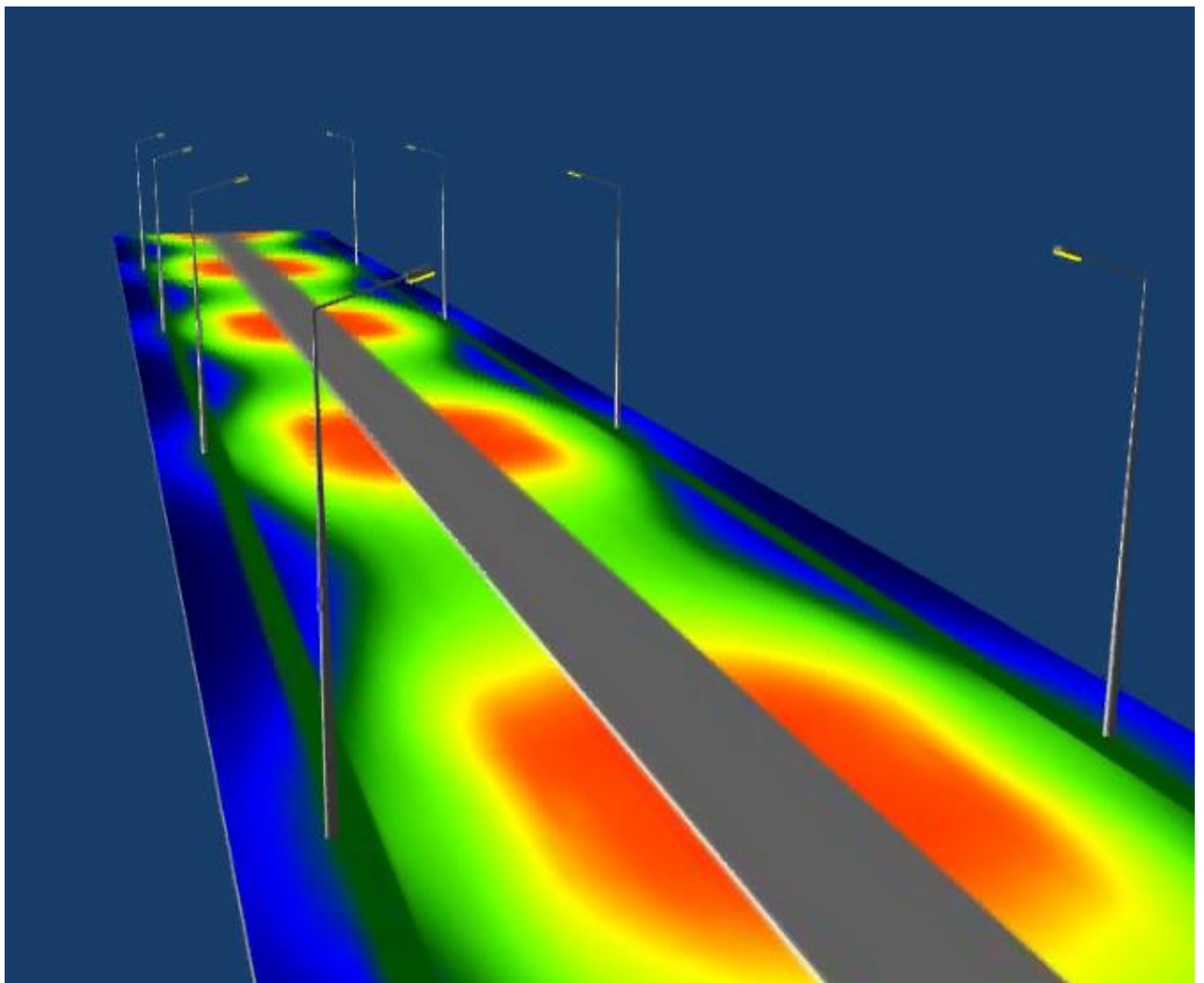
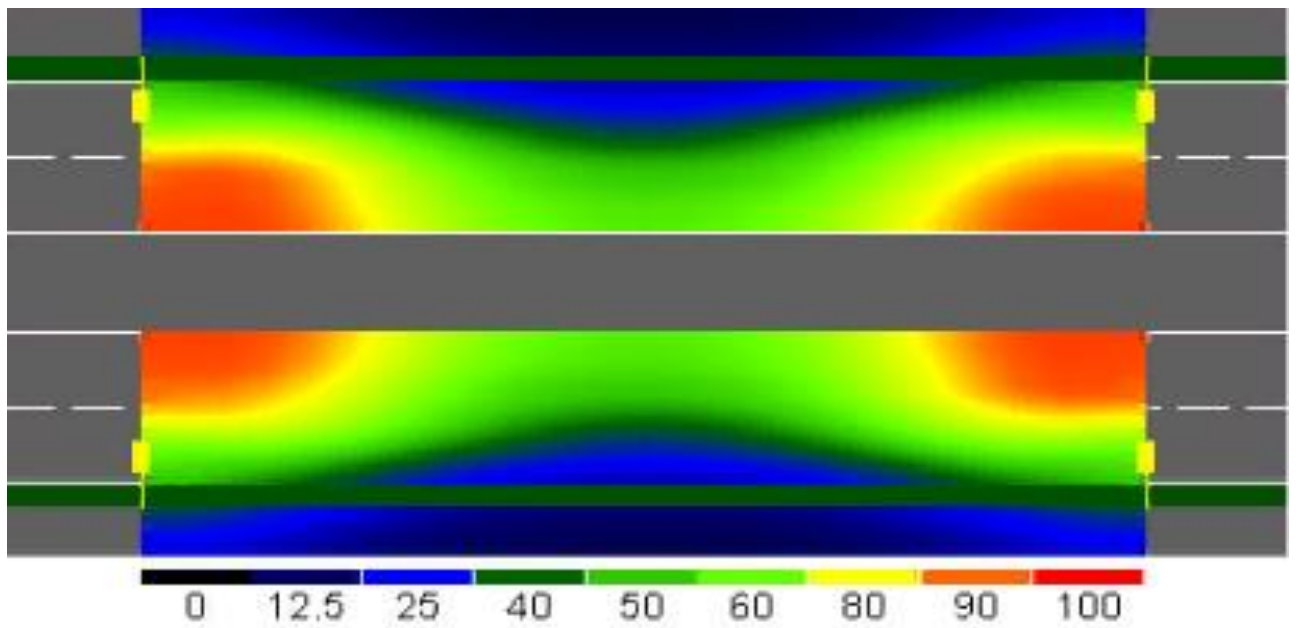


Рисунок 2.6 – Схема освещения улицы Шафира

Для отображения освещения бульвара в проектируемом районе покажем на примере участка освещения.

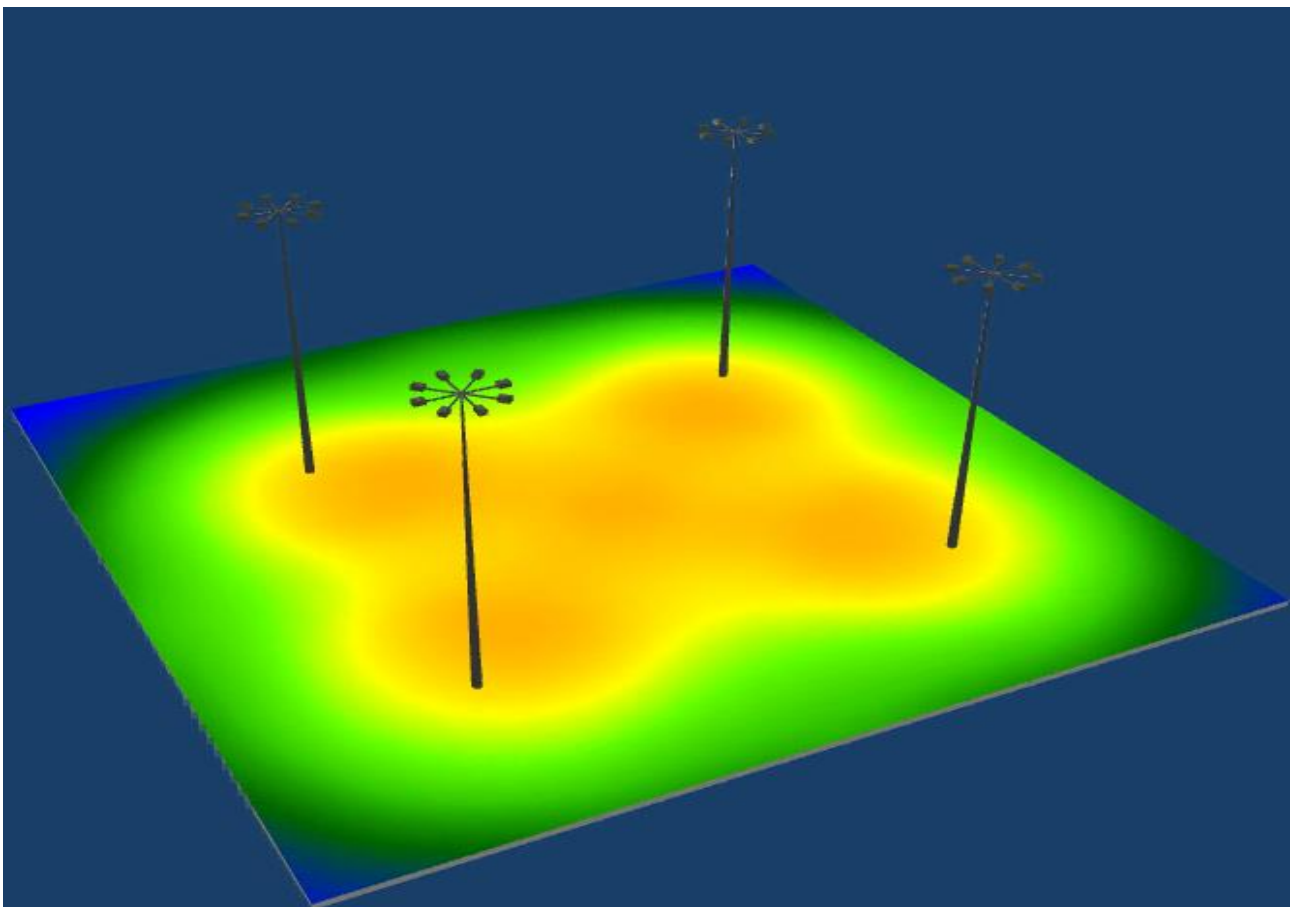
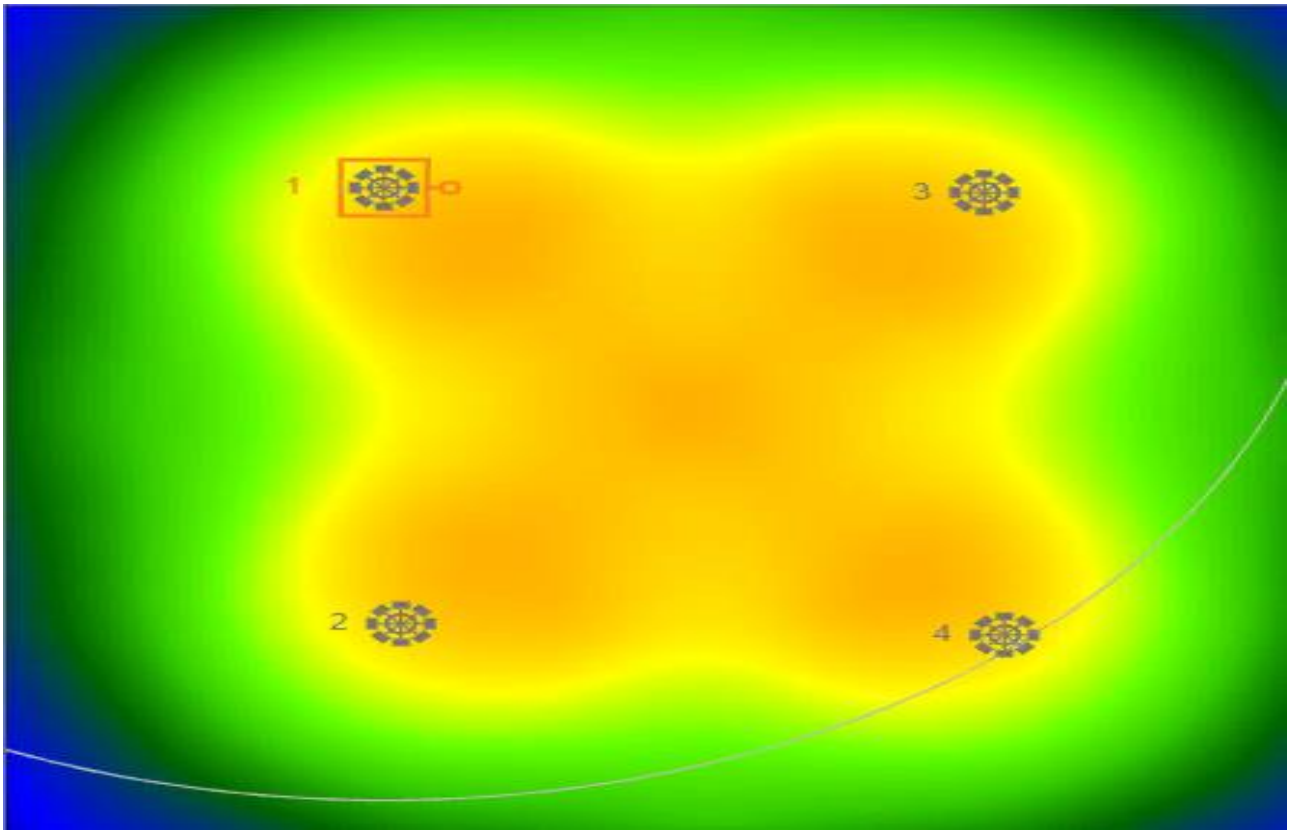


Рисунок 2.7 – Схема освещения участка бульвара

3 ВЫБОР ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВЫБРАННОГО ЭКВИВАЛЕНТА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Для того чтобы оценить техническую возможность подключения новой подстанции, проводится характеристика источников питания (ИП).

Для существующего района «Северный» электроснабжение осуществляется от подстанции «Северная». Карта - схема подстанции показана на рисунке 3.1.

Для электроснабжения жилых районов на следующих 12 этапах, ОАО «ДРСК» будет запланировано проектирование новой подстанции.

Подстанция 110/10 кВ "Северная" расположена в г. Благовещенске в микрорайоне КПП. Подстанция находится в собственности и обслуживании ОАО "ДРСК".

На подстанции установлено следующее основное электрооборудование:

- Два двухобмоточных трансформатора ТДН-25000 / 110 / 10;

Схема ВН выполнена по типу мостик и состоит из автоматических выключателей установленных в цепи трансформаторов и ремонтных перемычек (5АН) по сторонам трансформаторов. Такое решение позволяет быстро и эффективно производить ремонт и обслуживание оборудования при возникновении проблем.



Рисунок 3.1 – Схема района с указанием расположения подстанции

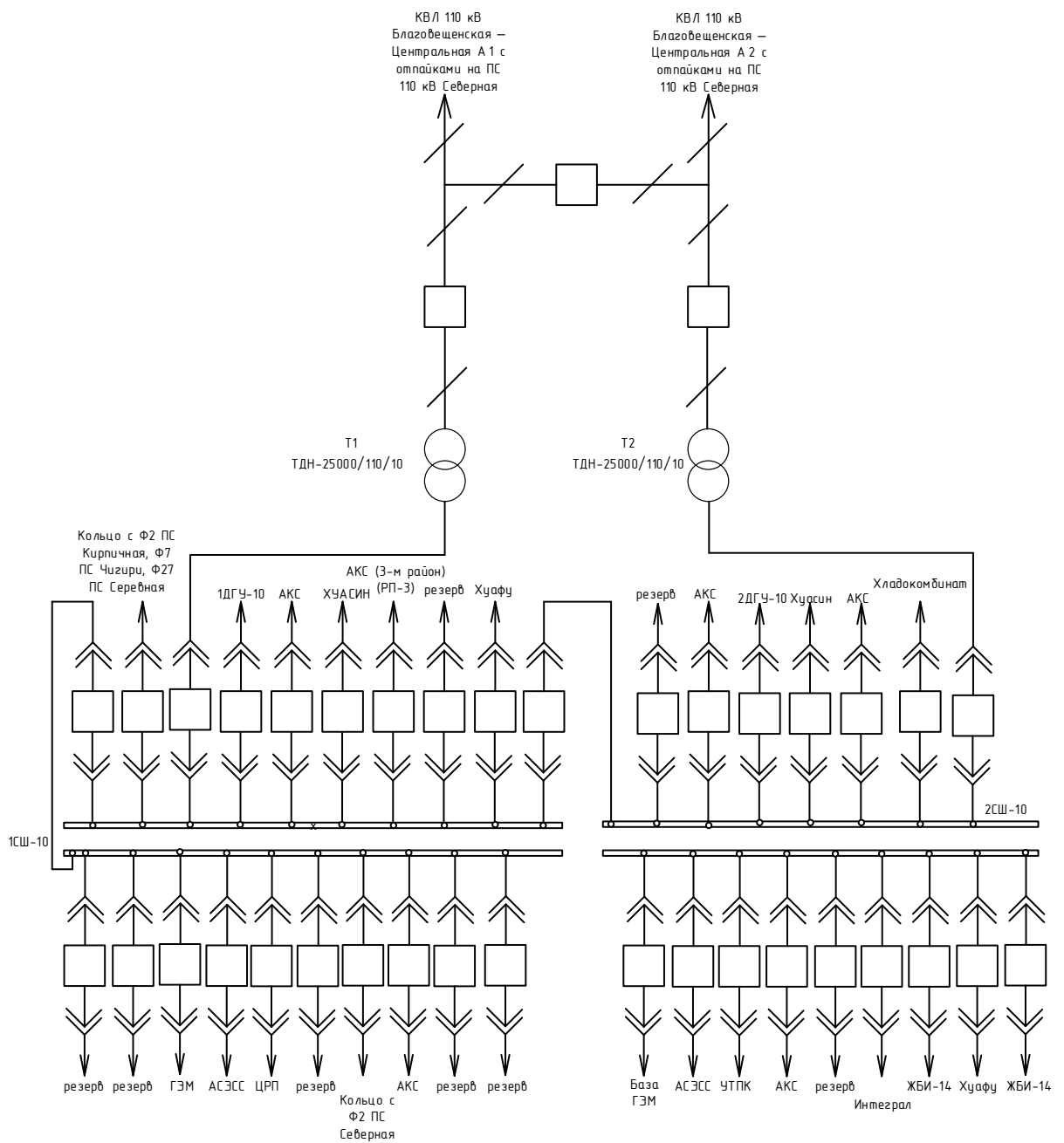


Рисунок 3.2 – Схема подстанции «Северная»

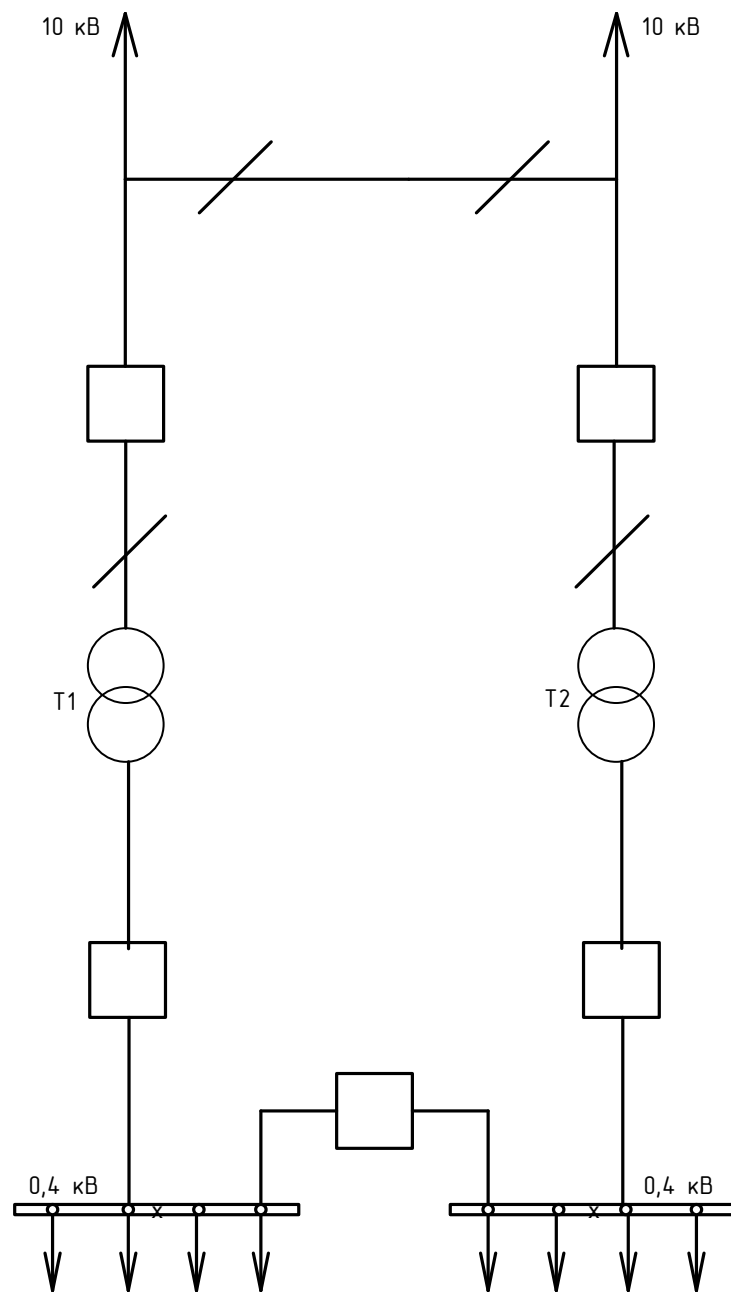


Рисунок 3.3 – Схема блочной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4

4 ВЫБОР ИСПОЛНЕНИЯ И СЕЧЕНИЯ ЛИНИЙ, ЧИСЛА ТП, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ Т НА ТП, РАССТАНОВКИ ТП В РАЙОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА В СЕТИ

4.1. Выбор сечения проводников низковольтной сети

Сечения проводов (кабелей) 0,38 кВ определяются в соответствии с экономическим интервалом и длительной расчетной нагрузкой.

Нагрев проводника вызывается рабочим током, проходящим через него, величина которого определяется по формуле равномерной загрузки фаз:

$$I_p = \frac{P_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos \phi \cdot n} \quad (11)$$

На основании расчетного тока нагрузки выбирается сечение кабеля с длительно допустимым током, превышающим расчетный ток.

Однако для выбранного сечения кабеля этого не всегда достаточно, так как необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей.

По этой причине допускается прокладка кабелей с длительно расчетным током, равным или меньшим значения номинального тока:

$$I_p \leq \frac{I_{дон}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (12)$$

где $I_{дон}$ – длительно допустимый ток по условиям нагрева ток кабеля;

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

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

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

В качестве примера по формулам (11) и (12) будет произведен выбор сечения кабеля для дома №9.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{339}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,96 \cdot 2} = 268,3 \text{ А}$$

Выбираем сечение (ААБл-6 3*240 мм²), его длительно допустимый ток 314 А.

Проверяем сечение по длительно допустимому току по условиям нагрева кабеля:

$$268,3 \leq \frac{314}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 314 \text{ А}$$

Условие выполняется.

Результат расчёта по выше приведённым формулам приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Марка кабеля для электроснабжения зданий

Номер на плане	Расчётный ток	Длительно допустимый ток по условиям нагрева кабеля	Длительно допустимый ток	Марка кабеля
1	2	3	4	5
1	86,04	109,33	123	АВБШв 4х35
2	25,32	68,44	77	АВБШв 4х16
3	114,00	170,66	192	ААБл-6 3х95
4	293,61	279,11	314	ААБл-6 3х240
5	216,02	244,44	275	ААБл-6 3х185

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5
6	67,44	90,66	102	АВБ6ШВ 4x25
7	81,39	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
8	52,33	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
9	268,25	279,11	314	ААБл-6 3x240
10	235,89	244,44	275	ААБл-6 3x185
11	177,64	244,44	275	ААБл-6 3x185
12	51,52	244,44	275	ААБл-6 3x185
13	52,94	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
14	98,08	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
15	316,43	322,66	363	АВБ6ШВ 4x240
16	8,14	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
17	63,35	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
18	242,62	279,11	314	ААБл-6 3x240
19	68,15	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
20	27,99	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
21	135,70	170,66	192	ААБл-6 3x95
22	242,62	279,11	314	ААБл-6 3x240
23	174,41	244,44	275	ААБл-6 3x185
24	99,99	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
25	19,47	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
26	38,33	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
27	99,99	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
28	14,49	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
29	82,94	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
30	50,38	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
31	89,14	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
32	52,71	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
33	87,59	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
34	35,90	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
35	87,59	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
36	89,92	109,33	123	АВБ6ШВ 4x35
37	41,08	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
38	72,09	90,66	102	АВБ6ШВ 4x25
39	53,48	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
40	165,88	170,66	192	ААБл-6 3x95
42	68,21	244,44	275	ААБл-6 3x185
43	58,13	90,66	102	АВБ6ШВ 4x25
44	59,68	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
45	55,03	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
46	56,58	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
47	33,91	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
48	12,08	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
49	6,35	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
50	17,09	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
51	45,73	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
52	158,83	68,44	77	АВБ6ШВ 4x16
53	123,25	244,44	275	ААБл-6 3x185
54	201,11	144	162	ААБл-6 3x70

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5
55	48,68	244,44	275	ААБл-6 3х185
56	16,12	68,44	77	АВБбШв 4х16
57	22,40	68,44	77	АВБбШв 4х16
58	6,27	68,44	77	АВБбШв 4х16
59	44,50	68,44	77	АВБбШв 4х16
60	151,93	244,44	275	ААБл-6 3х185
61	150,38	170,66	192	ААБл-6 3х95
62	198,44	170,66	192	ААБл-6 3х95
63	195,34	244,44	275	ААБл-6 3х185
41	140,68	244,44	275	ААБл-6 3х185
64	83,71	109,33	123	АВБШв 4х35
65	120,92	170,66	192	ААБл-6 3х95
66	83,71	109,33	123	АВБШв 4х35
67	120,92	170,66	192	ААБл-6 3х95
68	120,92	170,66	192	ААБл-6 3х95
69	120,92	170,66	192	ААБл-6 3х95
70	120,92	170,66	192	ААБл-6 3х95
71	12,17	68,44	77	АВБбШв 4х16
72	238,75	244,44	275	ААБл-6 3х185
73	238,75	244,44	275	ААБл-6 3х185
74	178,29	244,44	275	ААБл-6 3х185
75	243,40	244,44	275	ААБл-6 3х185
76	41,39	68,44	77	АВБбШв 4х16
77	47,11	68,44	77	АВБбШв 4х16
78	185,26	244,44	275	ААБл-6 3х185
79	148,83	170,66	192	ААБл-6 3х95
80	175,96	244,44	275	ААБл-6 3х185
81	175,96	244,44	275	ААБл-6 3х185
82	165,30	170,66	192	ААБл-6 3х95
83	44,47	68,44	77	АВБбШв 4х16
84	76,24	90,66	102	АВБбШв 4х25
85	29,20	68,44	77	АВБбШв 4х16
86	16,10	68,44	77	АВБбШв 4х16
87	33,46	68,44	77	АВБбШв 4х16
88	154,57	170,66	192	ААБл-6 3х95
89	180,13	244,44	275	ААБл-6 3х185
90	165,49	170,66	192	ААБл-6 3х95
91	184,49	244,44	275	ААБл-6 3х185
92	165,49	170,66	192	ААБл-6 3х95
93	153,48	170,66	192	ААБл-6 3х95
94	165,11	170,66	192	ААБл-6 3х95
95	162,78	170,66	192	ААБл-6 3х95
96	159,68	170,66	192	ААБл-6 3х95
97	156,58	170,66	192	ААБл-6 3х95
98	153,48	170,66	192	ААБл-6 3х95
99	165,11	170,66	192	ААБл-6 3х95
100	162,78	170,66	192	ААБл-6 3х95
101	159,68	170,66	192	ААБл-6 3х95

1	2	3	4	5
102	156,58	170,66	192	ААБл-6 3х95
103	165,49	170,66	192	ААБл-6 3х95

4.2 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП в районе реконструируемого района

Общая нагрузка рассчитывается следующим образом. Устанавливается основной потребитель, формирующий максимальную нагрузку, и по отношению к этому потребителю вводятся нагрузки других потребителей с соответствующим коэффициентом участия, т.е. общая максимальная нагрузка равна:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс}} + \sum k_{\text{у.м.}i} \cdot P_i \quad (13)$$

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

$k_{\text{у.м.}i}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки и мощность остальных потребителей по отношению к основному потребителю.

По такому же принципу производится расчет для реактивной мощности.

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс}} + \sum k_{\text{у.м.}i} \cdot Q_i \quad (14)$$

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (15)$$

Для примера будет рассчитана нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП квартала с домами 36, 37, 38, 39, 40.

$$P_{\Sigma} = 214 + 0,9 \cdot 53 + 0,9 \cdot 93 + 0,9 \cdot 69 + 0,9 \cdot 116 + 0,9 \cdot 113 = 613,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 78 + 0,9 \cdot 12 + 0,9 \cdot 20 + 0,9 \cdot 15 + 0,9 \cdot 25 + 0,9 \cdot 24 = 164,4 \text{ квар}$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{613,6^2 + 164,4^2} = 635,24 \text{ кВА}$$

4.3 Выбор числа и мощности ТП для электроснабжения выбранного района

Для потребителей категорий II и III используются подстанции с одним или двумя трансформаторами, в зависимости от расчетной нагрузки. В крупных городах подстанции с двумя трансформаторами используются для многоэтажных зданий с высокой плотностью нагрузки.

Для выбора числа и мощности трансформаторов на подстанции необходимо учитывать следующие факторы:

1. потребность в электроэнергии: количество и мощность потребителей, которые будут подключены к подстанции;
2. расстояние между подстанцией и потребителями: чем дальше находятся потребители, тем больше мощности потребуется для передачи электроэнергии;
3. надежность: необходимо выбрать число и мощность трансформаторов таким образом, чтобы обеспечить надежную работу системы электроснабжения;
4. экономичность: выбор числа и мощности трансформаторов должен быть экономически обоснован, чтобы минимизировать затраты на строительство и эксплуатацию подстанции.

Чтобы выбрать трансформатор из каталога, необходимо рассчитать расчетную мощность трансформатора, кВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N_T \cdot k_3} \quad (16)$$

где N_T – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

k_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7).

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{HP} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{2 \cdot S_{Tном}} \quad (17)$$

$$K_3^{AB} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{S_{Tном}} \quad (18)$$

Для примера выбирается трансформатор для квартала с домами 1, 2, 3, 4.

Расчетная нагрузка:

$$S_p = \frac{\sqrt{613,6^2 + 164,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 453,74 \text{ кВА}$$

Выбираем ТМ-400/10. Проверяем по коэффициентам загрузки.

$$K_3^{HP} = \frac{\sqrt{613,6^2 + 164,4^2}}{2 \cdot 630} = 0,5$$

$$K_3^{AB} = \frac{\sqrt{613,6^2 + 164,4^2}}{630} = 1,008$$

Условия выполняются.

Результат расчёта по выше приведённым формулам приведён в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результат выбора ТП

Номер на плане	Рсум	Qсум	Scум	Выбранный вариант трансформатора	Кнр	Кав
1	2	3	4	5	6	7
1,2,3,4,5,6,7,8,9	1318,6	617,49	1456	ТМ-1600/10	0,455	0,91
10,11,12,13,14,15,16,17	1896	992,99	2394,5	ТМ-2500/10	0,428	0,856
18,19,20,21,22	1381,5	524,31	1477,7	ТМ-1600/10	0,4618	0,924
23,24,25,26,27,28	523,4	172,05	550,95	ТМ-630/10	0,4373	0,875
29,30,31,32	355	75	362,84	ТМ-400/10	0,4535	0,907
33,34,35	246,06	60,437	253,37	ТМ-250/10	0,5067	1,013
36,37,38,39,40	545	150	565,27	ТМ-630/10	0,4486	0,897
42,43,44,45,46	384	85	393,3	ТМ-400/10	0,4916	0,983
47,48,49,50	38,8	24,056	45,652	ТМ-63/10	0,3623	0,725
51,52,53,54,55	935,92	466,11	1100	ТМ-1250/10	0,4182	0,836
56,57,58,59,60,61,62,63,41	961,44	281,78	1085	ТМ-1250/10	0,4	0,802
64,65,66,67,68,69,70,71	504,25	116	517,42	ТМ-630	0,41	0,82
72,73,74,75,76,77,78,79,80,81	1753,5	552,66	1838,5	ТМ-2500	0,3677	0,73
82,83,84,85,86,87,88,89	871,17	448,8	979,98	ТМ-1000	0,49	0,98
90,91,92,93,94,95,96,97	2028	537	2097,9	ТМ-2500	0,4196	0,839
98,99,100,101,102,103	1363	363	1410,5	ТМ-1600/10	0,4408	0,882

Компенсация реактивной мощности не предусмотрена в жилых и общественных зданиях, поскольку коэффициент мощности достаточно высок.

4.4 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ для электроснабжения различных потребителей района

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов работы и выбор наиболее экономичного способа повышения коэффициента мощности позволит снизить потери мощности и энергии в сети, тем самым позволяя определить наиболее экономичный режим эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (19)$$

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:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (20)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (21)$$

где T_M – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{\text{отп}}} \cdot 100\% \quad (22)$$

где $P_{\text{отп}}$ – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{\text{омн}} \cdot T_M} \cdot 100\% \quad (23)$$

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

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \quad (24)$$

где $\Delta P_{\text{х.х}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{к.з}}$ – потери в меди трансформатора, кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \quad (25)$$

В качестве примера потери мощности и энергии в сетях 0,38 кВ будут определены дома №36.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 89,1^2 \cdot 0,87 \cdot 0,146 \cdot 10^{-3} = 0,034 \text{ кВт},$$

Время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч}$$

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 0,034 \cdot 4342 = 147,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах:

$$\Delta P\% = \frac{0,034}{115} \cdot 100\% = 0,03 \%$$

$$\Delta W\% = \frac{147,48}{115 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,022 \%$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{mp} = 0,72 + 0,7^2 \cdot 5,5 = 1,94 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{mp} = 0,72 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 5,5 \cdot 4342 = 18007,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результат расчёта по выше приведённым формулам приведён в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Потери мощности в сетях 0,38 кВ

Но- мер на плане	I _p , кА	L, км	R ₀ , Ом	ΔP, кВт	T _м , час	t, час	ΔW, кВт	P _{ржд} , кВт	ΔP%	ΔW%	Выбран- ный вари- ант транс- форматора	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	β	ΔP _{тр} , кВт	ΔW _{тр} , кВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	86,04	0,17	0,87	3,38	5800	4341,6	14,68	111	3,04	0,002	ТМ- 1600/10	17,3	1,7	0,7	10,17	51696
2	25,32	0,068	1,91	0,24	5800	4341,6	1,08	14,15	1,76	0,001						
3	114,0	0,112	0,326	1,42	5800	4341,6	6,18	63,7	2,23	0,001						
4	293,6	0,141	0,129	4,70	5800	4341,6	20,42	328,1	1,43	0,001						
5	216,0	0,084	0,167	1,96	5800	4341,6	8,52	241,4	0,81	0,001						
6	67,44	0,102	1,28	1,78	5800	4341,6	7,73	87	2,04	0,001						
7	81,39	0,097	0,92	1,77	5800	4341,6	7,70	105	1,68	0,001						
8	52,33	0,144	1,91	2,25	5800	4341,6	9,81	29,24	7,72	0,005						
9	268,2	0,209	0,129	5,82	5800	4341,6	25,27	339	1,717	0,001						
10	235,8	0,112	0,167	3,12	5800	4341,6	13,55	484,3	0,64	0,004	ТМ- 2500/10	28	2,5	0,7	16,22	81467
11	177,6	0,039	0,167	0,61	5800	4341,6	2,67	364,7	0,16	0,001						
12	51,52	0,14	0,167	0,18	5800	4341,6	0,81	158,7	0,11	0,001						
13	52,94	0,14	1,91	2,26	5800	4341,6	9,83	29,58	7,65	0,005						
14	98,08	0,09	0,92	2,46	5800	4341,6	10,72	54,8	4,50	0,003						
15	316,4	0,07	0,132	2,81	5800	4341,6	12,22	176,8	1,59	0,001						
16	8,14	0,09	1,91	0,03	5800	4341,6	0,15	4,55	0,76	0,000						
17	63,35	0,05	1,91	1,26	5800	4341,6	5,49	35,4	3,57	0,002						
18	242,6	0,14	0,129	3,21	5800	4341,6	13,94	626	0,5	0,003	ТМ- 1600/10	17,3	1,7	0,7	10,17	51696
19	68,15	0,06	1,91	1,67	5800	4341,6	7,28	38,08	4,40	0,003						
20	27,99	0,07	1,91	0,34	5800	4341,6	1,50	15,64	2,21	0,001						
21	135,7	0,09	0,326	1,71	5800	4341,6	7,42	75,82	2,25	0,001						
22	242,6	0,19	0,129	4,46	5800	4341,6	19,38	626	0,7	0,001	ТМ- 630/10	7,6	1	0,7	4,72	24928
23	174,4	0,10	0,167	1,55	5800	4341,6	6,74	225	0,69	0,005						
24	99,99	0,07	0,92	2,18	5800	4341,6	9,46	129	1,69	0,001						
25	19,47	0,175	1,91	0,38	5800	4341,6	1,65	10,88	3,49	0,002						
26	38,33	0,115	1,91	0,96	5800	4341,6	4,20	21,42	4,52	0,003						
27	99,99	0,117	0,92	3,22	5800	4341,6	14,01	129	2,50	0,001						

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
28	14,49	0,08	1,91	0,10	5800	4341,6	0,43	8,1	1,24	0,001						
29	82,94	0,06	0,92	1,19	5800	4341,6	5,19	107	1,11	0,008	TM-400/10	5,5	0,72	0,7	3,41	18008
30	50,38	0,09	1,91	1,41	5800	4341,6	6,12	65	2,17	0,001						
31	89,14	0,07	0,92	1,53	5800	4341,6	6,66	115	1,33	0,009						
32	52,71	0,028	1,91	0,44	5800	4341,6	1,9	68	0,65	0,004						
33	87,59	0,069	0,92	1,46	5800	4341,6	6,34	113	1,29	0,009	TM-250/10	3,7	0,47	0,7	2,28	11989
34	35,9	0,071	1,91	0,52	5800	4341,6	2,27	20,06	2,61	0,001						
35	87,59	0,07	0,92	1,48	5800	4341,6	6,43	113	1,31	0,009						
36	89,92	0,05	0,92	1,31	5800	4341,6	5,71	116	1,13	0,008	TM-630/10	10,8	1	0,7	6,29	31736
37	41,08	0,085	1,91	0,82	5800	4341,6	3,56	53	1,55	0,001						
38	72,09	0,064	1,28	1,27	5800	4341,6	5,54	93	1,37	0,001						
39	53,48	0,015	1,91	0,24	5800	4341,6	1,06	69	0,35	0,002						
40	165,8	0,106	0,326	2,85	5800	4341,6	12,38	214	1,33	0,009	TM-400/10	5,5	0,72	0,7	3,41	18008
42	68,21	0,119	1,28	2,12	5800	4341,6	9,23	144,4	1,47	0,001						
43	58,13	0,18	1,91	3,48	5800	4341,6	15,13	88	3,96	0,002						
44	59,68	0,05	1,91	1,02	5800	4341,6	4,43	75	1,36	0,001						
45	55,03	0,05	1,91	0,86	5800	4341,6	3,76	77	1,12	0,000	TM-63/10	1,28	0,21	0,7	0,83	4562,6
46	56,58	0,02	1,91	0,44	5800	4341,6	1,91	71	0,62	0,004						
47	33,91	0,05	1,91	0,32	5800	4341,6	1,43	73	0,45	0,003						
48	12,08	0,05	1,91	0,04	5800	4341,6	0,18	18,95	0,22	0,001						
49	6,35	0,07	1,91	0,01	5800	4341,6	0,07	6,75	0,263	0,001	TM-1250/10	14,35	1,5	0,7	8,53	43668
50	17,09	0,02	1,91	0,04	5800	4341,6	0,17	3,55	1,13	0,008						
51	45,73	0,08	1,91	0,97	5800	4341,6	4,21	9,55	10,16	0,007						
52	158,8	0,20	0,16	2,64	5800	4341,6	11,46	59	4,47	0,003						
53	123,2	0,05	0,44	1,11	5800	4341,6	4,82	326,1	0,34	0,002	TM-1250/10	10,8	1,5	0,7	6,79	36116
54	201,1	0,11	0,16	2,37	5800	4341,6	10,29	159	1,49	0,001						
55	48,68	0,08	1,91	1,09	5800	4341,6	4,77	224,7	0,48	0,003						
56	16,13	0,14	1,91	0,21	5800	4341,6	0,95	27,2	0,80	0,006						
57	22,40	0,13	1,91	0,39	5800	4341,6	1,72	8,28	4,79	0,003	TM-1250/10	10,8	1,5	0,7	6,79	36116
58	6,27	0,13	1,91	0,03	5800	4341,6	0,13	11,5	0,27	0,000						
59	44,50	0,12	0,16	0,12	5800	4341,6	0,53	3,22	3,82	0,002						

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
60	151,9	0,07	0,32	1,78	5800	4341,6	7,74	68,54	2,60	0,001						
61	150,3	0,063	0,32	1,39	5800	4341,6	6,04	98	1,42	0,001						
62	198,4	0,11	0,16	2,17	5800	4341,6	9,42	97	2,23	0,001						
63	195,3	0,11	0,167	2,16	5800	4341,6	9,37	128	1,68	0,001						
41	140,6	0,21	0,167	2,15	5800	4341,6	9,34	126	1,70	0,001						
64	83,71	0,02	0,87	0,45	5800	4341,6	1,98	54	0,84	0,001						
65	120,9	0,01	0,32	0,20	5800	4341,6	0,86	78	0,25	0,001						
66	83,71	0,02	0,87	0,45	5800	4341,6	1,98	54	0,84	0,006						
67	120,9	0,01	0,32	0,25	5800	4341,6	1,11	78	0,33	0,002						
68	120,9	0,01	0,32	0,25	5800	4341,6	1,11	78	0,33	0,002	TM-630	7,6	1	0,7	4,72	24928
69	120,9	0,05	0,32	0,72	5800	4341,6	3,16	78	0,93	0,006						
70	120,9	0,05	0,32	0,72	5800	4341,6	3,16	78	0,93	0,006						
71	12,17	0,08	1,91	0,07	5800	4341,6	0,32	6,25	1,19	0,008						
72	238,7	0,06	0,16	1,88	5800	4341,6	8,18	154	1,22	0,009						
73	238,7	0,04	0,16	1,39	5800	4341,6	6,07	154	0,90	0,000						
74	178,2	0,01	0,16	0,15	5800	4341,6	0,69	115	0,13	0,001						
75	243,4	0,04	0,16	1,42	5800	4341,6	6,18	157	0,90	0,006						
76	41,39	0,05	1,91	0,55	5800	4341,6	2,43	23,13	2,42	0,001						
77	47,11	0,09	1,91	1,15	5800	4341,6	5,02	26,32	4,39	0,003	TM-2500	28	2,5	0,7	16,22	81467
78	185,2	0,08	0,167	1,47	5800	4341,6	6,42	478	0,30	0,002						
79	148,8	0,06	0,326	1,36	5800	4341,6	5,92	192	0,71	0,000						
80	175,9	0,09	1,91	17,2	5800	4341,6	74,71	227	7,58	0,005						
81	175,9	0,10	1,91	18,0	5800	4341,6	78,56	227	7,97	0,005						
82	165,3	0,06	0,32	1,73	5800	4341,6	7,54	516	0,33	0,002						
83	44,47	0,05	1,91	0,66	5800	4341,6	2,90	24,85	2,691	0,002						
84	76,24	0,03	1,28	0,75	5800	4341,6	3,29	42,6	1,78	0,001						
85	29,20	0,01	1,91	0,08	5800	4341,6	0,36	16,32	0,50	0,003	TM-1000	10,8	1,4	0,7	6,69	35240
86	16,10	0,01	1,91	0,02	5800	4341,6	0,12	9	0,31	0,002						
87	33,46	0,04	1,91	0,29	5800	4341,6	1,28	18,7	1,578	0,001						
88	154,5	0,07	0,32	1,65	5800	4341,6	7,20	158,7	1,045	0,000						
89	180,1	0,12	0,16	2,03	5800	4341,6	8,82	85	2,39	0,001						

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
90	165,5	0,11	0,32	3,13	5800	4341,6	13,60	427	0,734	0,005	TM-2500	28	2,5	0,7	16,22	81467
91	184,4	0,06	0,32	2,23	5800	4341,6	9,68	238	0,93	0,007						
92	165,5	0,02	0,32	0,66	5800	4341,6	2,90	427	0,15	0,001						
93	153,4	0,06	0,32	1,52	5800	4341,6	6,60	99	1,53	0,001						
94	165,1	0,1	0,32	2,66	5800	4341,6	11,57	213	1,25	0,009						
95	162,7	0,071	0,32	1,84	5800	4341,6	7,98	420	0,43	0,003						
96	159,6	0,057	0,32	1,42	5800	4341,6	6,17	103	1,38	0,001						
97	156,5	0,037	0,32	0,88	5800	4341,6	3,85	101	0,87	0,006						
98	153,4	0,071	0,32	1,63	5800	4341,6	7,10	99	1,65	0,001	TM-1600/10	17,3	1,7	0,7	10,17	51696
99	165,1	0,068	0,32	1,81	5800	4341,6	7,87	213	0,85	0,006						
100	162,7	0,071	0,32	1,84	5800	4341,6	7,98	420	0,43	0,003						
101	159,6	0,066	0,32	1,64	5800	4341,6	7,14	103	1,59	0,001						
102	156,5	0,049	0,32	1,17	5800	4341,6	5,10	101	1,16	0,008						
103	165,5	0,081	0,32	2,16	5800	4341,6	9,42	427	0,50	0,003						

Таблица 4.4 – Итоговые расчеты по итогу глав 2 и 3.

Номер на плане	Расчётный ток	Длительно допустимый ток	Выбранный вариант про-вода	$P_{\text{сум}}$	$Q_{\text{сум}}$	$S_{\text{сум}}$	Выбран-ный вари-ант транс-форматора
1	2	3	4	5	6	7	8
1	86,04	123	АВБШВ 4х35	1318,59	617,48	1456,01	ТМ-1600/10
2	25,32	77	АВБШВ 4х16				
3	114,00	192	ААБЛ-6 3х95				
4	293,61	314	ААБЛ-6 3х240				
5	216,02	275	ААБЛ-6 3х185				
6	67,44	102	АВБШВ 4х25				
7	81,39	123	АВБШВ 4х35				
8	52,33	77	АВБШВ 4х16				
9	268,25	314	ААБЛ-6 3х240				
10	235,89	275	ААБЛ-6 3х185	1895,95	992,9886	2394,51	ТМ-2500/10
11	177,64	275	ААБЛ-6 3х185				
12	51,52	275	ААБЛ-6 3х185				
13	52,94	77	АВБШВ 4х16				
14	98,08	123	АВБШВ 4х35				
15	316,43	363	АВБШВ 4х240				
16	8,14	77	АВБШВ 4х16				
17	63,35	77	АВБШВ 4х16	1381,54	524,31	1477,68	ТМ-1600/10
18	242,62	314	ААБЛ-6 3х240				
19	68,15	77	АВБШВ 4х16				
20	27,99	77	АВБШВ 4х16				
21	135,70	192	ААБЛ-6 3х95				
22	242,62	314	ААБЛ-6 3х240	523,4	172,04	550,95	ТМ-630/10
23	174,41	275	ААБЛ-6 3х185				
24	99,99	123	АВБШВ 4х35				
25	19,47	77	АВБШВ 4х16				
26	38,33	77	АВБШВ 4х16				
27	99,99	123	АВБШВ 4х35				
28	14,49	77	АВБШВ 4х16				
29	82,94	123	АВБШВ 4х35	355	75	362,83	ТМ-400/10
30	50,38	77	АВБШВ 4х16				
31	89,14	123	АВБШВ 4х35				
32	52,71	77	АВБШВ 4х16	246,06	60,43	253,37	ТМ-250/10
33	87,59	123	АВБШВ 4х35				
34	35,90	77	АВБШВ 4х16				
35	87,59	123	АВБШВ 4х35				
36	89,92	123	АВБШВ 4х35	545	150	565,26	ТМ-1000/10
37	41,08	77	АВБШВ 4х16				
38	72,09	102	АВБШВ 4х25				
39	53,48	77	АВБШВ 4х16				
40	165,88	192	ААБЛ-6 3х95				
42	68,21	102	АВБШВ 4х25	384	85	393,29	ТМ-400/10
43	58,13	77	АВБШВ 4х16				

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8
44	59,68	77	АВБ6ШВ 4х16				
45	55,03	77	АВБ6ШВ 4х16				
46	56,58	77	АВБ6ШВ 4х16				
47	33,91	77	АВБ6ШВ 4х16				
48	12,08	77	АВБ6ШВ 4х16				
49	6,353	77	АВБ6ШВ 4х16				
50	17,09	77	АВБ6ШВ 4х16	38,8	24,05	45,65	ТМ-63/10
51	45,73	77	АВБ6ШВ 4х16				
52	158,83	275	ААБЛ-6 3х185				
53	123,25	162	ААБЛ-6 3х70				
54	201,11	275	ААБЛ-6 3х185	935,92	466,11	1100,00	ТМ-1250/10
55	48,68	77	АВБ6ШВ 4х16				
56	16,12	77	АВБ6ШВ 4х16				
57	22,40	77	АВБ6ШВ 4х16				
58	6,27	77	АВБ6ШВ 4х16				
59	44,50	275	ААБЛ-6 3х185				
60	151,93	192	ААБЛ-6 3х95	961,44	281,78	1085,04	ТМ-1250/10
61	150,38	192	ААБЛ-6 3х95				
62	198,44	275	ААБЛ-6 3х185				
63	195,34	275	ААБЛ-6 3х185				
41	140,68	275	ААБЛ-6 3х185				
64	83,71	123	АВБШВ 4х35				
65	120,92	192	ААБЛ-6 3х95				
66	83,71	123	АВБШВ 4х35				
67	120,92	192	ААБЛ-6 3х95				
68	120,92	192	ААБЛ-6 3х95	504,25	116	517,42	ТМ-630/10
69	120,92	192	ААБЛ-6 3х95				
70	120,92	192	ААБЛ-6 3х95				
71	12,17	77	АВБ6ШВ 4х16				
72	238,75	275	ААБЛ-6 3х185				
73	238,75	275	ААБЛ-6 3х185				
74	178,29	275	ААБЛ-6 3х185				
75	243,40	275	ААБЛ-6 3х185				
76	41,39	77	АВБ6ШВ 4х16				
77	47,11	77	АВБ6ШВ 4х16	1753,46	552,66	1838,48	ТМ-2500/10
78	185,26	275	ААБЛ-6 3х185				
79	148,83	192	ААБЛ-6 3х95				
80	175,96	275	ААБЛ-6 3х185				
81	175,96	275	ААБЛ-6 3х185				
82	165,30	192	ААБЛ-6 3х95				
83	44,47	77	АВБ6ШВ 4х16				
84	76,24	102	АВБ6ШВ 4х25				
85	29,20	77	АВБ6ШВ 4х16	871,17	448,80	979,97	ТМ-1000/10
86	16,10	77	АВБ6ШВ 4х16				
87	33,46	77	АВБ6ШВ 4х16				
88	154,57	192	ААБЛ-6 3х95				
89	180,13	275	ААБЛ-6 3х185				
90	165,49	192	ААБЛ-6 3х95	2028	537	2097,89	ТМ-2500

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8
91	184,49	275	ААБл-6 3х185	2028	537	2097,9	ТМ- 2500/10
92	165,49	192	ААБл-6 3х95				
93	153,48	192	ААБл-6 3х95				
94	165,11	192	ААБл-6 3х95				
95	162,78	192	ААБл-6 3х95				
96	159,68	192	ААБл-6 3х95				
97	156,58	192	ААБл-6 3х95				
98	153,48	192	ААБл-6 3х95	1363	363	1410,51	ТМ- 1600/10
99	165,11	192	ААБл-6 3х95				
100	162,78	192	ААБл-6 3х95				
101	159,68	192	ААБл-6 3х95				
102	156,58	192	ААБл-6 3х95				
103	165,49	192	ААБл-6 3х95				

4.5 Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву

Сечение КЛ выбирается по расчетному длительно допустимому току с последующей проверкой на термическую стойкость к токам КЗ:

$$I_p \leq \frac{I_{дон}}{K_1 \cdot K_2} \quad (26)$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (27)$$

где S – суммарная нагрузка кабеля, кВА;

U – напряжение сети, кВ.

Для примера будет выбрано сечение кабеля для района №1.

В район входят дома 36-39.

Суммарная нагрузка района составляет 598,3 кВА.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{598,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 34,55 \text{ А}$$

Выбираем сечение 10 мм². Его длительно допустимый ток равен 77 А. Проверяем на термическую стойкость к токам КЗ.

$$34,55 \leq \frac{77}{1,25} \leq 61,6 \text{ А}$$

Условие выполняется.

4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (28)$$

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:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (29)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (30)$$

где T_M – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{\text{отп}}} \cdot 100\% \quad (31)$$

Где $P_{\text{отп}}$ – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{\text{отп}} \cdot T_M} \cdot 100\% \quad (32)$$

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

Для примера будет выбрано сечение кабеля для района №1.

В район входят дома 1-10 и школа, посещаемостью 1200 человек.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 34,55^2 \cdot 0,87 \cdot 0,146 \cdot 10^{-3} = 0,45 \text{ кВт}$$

Время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч}$$

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 0,45 \cdot 4342 = 1974,301 \text{ кВтч}$$

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах:

$$\Delta P\% = \frac{0,45}{329} \cdot 100\% = 0,14 \%$$

$$\Delta W\% = \frac{1974,301}{329 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,103 \%$$

Результат расчёта по выше приведённым формулам приведён в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчёт потерь в сетях 10 кВ

Но- мер на плане	I_p , кА	L, км	R_0 , Ом	ΔP , кВт	T_m , час	t, час	ΔW , кВт	$P_{ржд}$, кВт	$\Delta P\%$	$\Delta W\%$	Выбран- ный вари- ант транс- форма- тора	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	β	$\Delta P_{тр}$, кВт	$\Delta W_{тр}$, кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	86,04	0,17	0,87	3,38	5800	4342	14,68	111	3,04	0,002	ТМ- 1600/10	17,3	1,7	0,7	10,17	51696
2	25,32	0,06	1,91	0,24	5800	4342	1,08	14,15	1,76	0,001						
3	114,01	0,11	0,33	1,42	5800	4342	6,18	63,7	2,23	0,001						
4	293,61	0,14	0,13	4,70	5800	4342	20,42	328,1	1,43	0,001						
5	216,03	0,08	0,17	1,96	5800	4342	8,52	241,4	0,81	0,0006						
6	67,44	0,10	1,28	1,78	5800	4342	7,73	87	2,04	0,001						
7	81,39	0,09	0,92	1,77	5800	4342	7,70	105	1,68	0,001						
8	52,33	0,14	1,91	2,25	5800	4342	9,81	29,24	7,72	0,005						
9	268,26	0,20	0,13	5,82	5800	4342	25,27	339	1,71	0,001						
10	235,89	0,11	0,17	3,12	5800	4342	13,55	484,38	0,64	0,0004						
11	177,65	0,03	0,17	0,61	5800	4342	2,67	364,78	0,16	0,0001	ТМ- 2500/10	28	2,5	0,7	16,22	81467
12	51,52	0,14	0,17	0,18	5800	4342	0,8142	158,7	0,11	0,0001						
13	52,94	0,14	1,91	2,26	5800	4342	9,83	29,58	7,6	0,005						
14	98,08	0,09	0,92	2,46	5800	4342	10,72	54,8	4,50	0,003						
15	316,43	0,07	0,13	2,81	5800	4342	12,22	176,8	1,59	0,001						
16	8,14	0,09	1,91	0,03	5800	4342	0,15	4,55	0,76	0,0005						
17	63,35	0,05	1,91	1,26	5800	4342	5,49	35,4	3,57	0,002						
18	242,63	0,14	0,13	3,21	5800	4342	13,94	626	0,51	0,0003						
19	68,15	0,06	1,91	1,67	5800	4342	7,28	38,08	4,40	0,003	ТМ- 1600/10	17,3	1,7	0,7	10,17	51696
20	27,99	0,07	1,91	0,34	5800	4342	1,50	15,64	2,21	0,001						
21	135,7	0,09	0,33	1,71	5800	4342	7,42	75,82	2,25	0,001						
22	242,63	0,19	0,13	4,46	5800	4342	19,38	626	0,71	0,0005						
23	174,41	0,10	0,17	1,55	5800	4342	6,74	225	0,69	0,0005						
24	99,99	0,07	0,92	2,18	5800	4342	9,46	129	1,69	0,001	ТМ- 630/10	7,6	1	0,7	4,72	24928
25	19,47	0,17	1,91	0,38	5800	4342	1,65	10,88	3,49	0,002						
26	38,33	0,11	1,91	0,96	5800	4342	4,20	21,42	4,52	0,003						

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
27	99,99	0,11	0,92	3,22	5800	4342	14,01	129	2,50	0,001						
28	14,49	0,08	1,91	0,10	5800	4342	0,43	8,1	1,24	0,0009						
29	82,94	0,06	0,92	1,19	5800	4342	5,19	107	1,11	0,0008	TM-400/10	5,5	0,72	0,7	3,41	18008
30	50,38	0,09	1,91	1,4110	5800	4342	6,1264	65	2,17	0,00163						
31	89,14	0,07	0,92	1,53	5800	4342	6,66	115	1,33	0,001						
32	52,71	0,02	1,91	0,44	5800	4342	1,93	68	0,65	0,0004						
33	87,59	0,06	0,92	1,46	5800	4342	6,34	113	1,29	0,0009	TM-250/10	3,7	0,47	0,7	2,28	11989
34	35,90	0,07	1,91	0,52	5800	4342	2,27	20,06	2,61	0,001						
35	87,59	0,07	0,92	1,48	5800	4342	6,436	113	1,31	0,0009	TM-630/10	10,8	1	0,7	6,29	31736
36	89,92	0,05	0,92	1,31	5800	4342	5,71	116	1,13	0,0008						
37	41,08	0,08	1,91	0,82	5800	4342	3,56	53	1,55	0,001						
38	72,09	0,06	1,28	1,27	5800	4342	5,54	93	1,37	0,001						
39	53,48	0,01	1,91	0,24	5800	4342	1,06	69	0,35	0,0002	TM-400/10	5,5	0,72	0,7	3,41	18008
40	165,89	0,10	0,33	2,85	5800	4342	12,38	214	1,33	0,001						
42	68,21	0,11	1,28	2,12	5800	4342	9,23	144,44	1,47	0,001						
43	58,13	0,18	1,91	3,48	5800	4342	15,13	88	3,96	0,002						
44	59,68	0,05	1,91	1,02	5800	4342	4,43	75	1,36	0,001	TM-63/10	1,28	0,21	0,7	0,83	4563
45	55,03	0,05	1,91	0,86	5800	4342	3,76	77	1,12	0,0008						
46	56,58	0,02	1,91	0,44	5800	4342	1,91	71	0,62	0,0004						
47	33,91	0,05	1,91	0,32	5800	4342	1,43	73	0,45	0,0003						
48	12,08	0,05	1,91	0,04	5800	4342	0,18	18,95	0,22	0,0001	TM-1250/10	14,35	1,5	0,7	8,53	43668
49	6,353	0,07	1,91	0,01	5800	4342	0,07	6,75	0,26	0,0002						
50	17,09	0,02	1,91	0,04	5800	4342	0,17	3,55	1,13	0,0008						
51	45,73	0,08	1,91	0,97	5800	4342	4,21	9,55	10,16	0,007						
52	158,83	0,20	0,17	2,64	5800	4342	11,46	59	4,47	0,003	TM-1250/10	10,8	1,5	0,7	6,79	36116
53	123,25	0,05	0,44	1,11	5800	4342	4,82	326,14	0,34	0,0002						
54	201,12	0,11	0,17	2,37	5800	4342	10,29	159	1,49	0,001						
55	48,68	0,08	1,91	1,09	5800	4342	4,77	224,74	0,48	0,0003						
56	16,13	0,14	1,91	0,21	5800	4342	0,95	27,2	0,80	0,0006	TM-1250/10	10,8	1,5	0,7	6,79	36116
57	22,40	0,13	1,91	0,39	5800	4342	1,72	8,28	4,79	0,003						
58	6,27	0,13	1,91	0,03	5800	4342	0,13	11,5	0,27	0,0002						

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
59	44,50	0,12	0,17	0,12	5800	4342	0,53	3,22	3,82	0,002						
60	151,93	0,07	0,33	1,78	5800	4342	7,74	68,54	2,60	0,001						
61	150,38	0,06	0,33	1,39	5800	4342	6,04	98	1,42	0,001						
62	198,44	0,11	0,17	2,17	5800	4342	9,42	97	2,23	0,001						
63	195,34	0,11	0,17	2,16	5800	4342	9,37	128	1,68	0,001						
41	140,69	0,21	0,17	2,15	5800	4342	9,34	126	1,70	0,001						
64	83,719	0,02	0,87	0,45	5800	4342	1,98	54	0,84	0,0006						
65	120,93	0,01	0,33	0,20	5800	4342	0,86	78	0,25	0,0001						
66	83,71	0,02	0,87	0,45	5800	4342	1,98	54	0,84	0,0006						
67	120,93	0,01	0,33	0,25	5800	4342	1,11	78	0,33	0,0002						
68	120,93	0,01	0,33	0,25	5800	4342	1,11	78	0,33	0,0002						
69	120,93	0,05	0,33	0,72	5800	4342	3,16	78	0,93	0,0007						
70	120,93	0,05	0,33	0,72	5800	4342	3,16	78	0,93	0,0007						
71	12,17	0,08	1,91	0,07	5800	4342	0,32	6,25	1,19	0,0009	TM-630	7,6	1	0,7	4,72	24928
72	238,75	0,06	0,17	1,88	5800	4342	8,18	154	1,22	0,0009						
73	238,75	0,04	0,17	1,39	5800	4342	6,07	154	0,90	0,0006						
74	178,29	0,01	0,17	0,15	5800	4342	0,69	115	0,13	0,0001						
75	243,4	0,04	0,17	1,42	5800	4342	6,18	157	0,9075	0,0006						
76	41,39	0,05	1,91	0,55	5800	4342	2,43	23,13	2,42	0,001						
77	47,11	0,09	1,91	1,15	5800	4342	5,02	26,32	4,39	0,003						
78	185,27	0,08	0,17	1,47	5800	4342	6,42	478	0,30	0,0002						
79	148,83	0,06	0,33	1,36	5800	4342	5,92	192	0,71	0,0005	TM-2500					
80	175,96	0,09	1,91	17,20	5800	4342	74,71	227	7,58	0,005						
81	175,96	0,10	1,91	18,09	5800	4342	78,57	227	7,97	0,005		28	2,5	0,7	16,22	81467
82	165,31	0,06	0,33	1,73	5800	4342	7,54	516	0,33	0,0002						
83	44,47	0,05	1,91	0,66	5800	4342	2,90	24,85	2,69	0,002						
84	76,24	0,03	1,28	0,75	5800	4342	3,29	42,6	1,78	0,001						
85	29,20	0,01	1,91	0,08	5800	4342	0,36	16,32	0,50	0,0003	TM-1000	10,8	1,4	0,7	6,69	35240
86	16,108	0,01	1,91	0,02	5800	4342	0,12	9	0,31	0,0002						
87	33,469	0,04	1,91	0,29	5800	4342	1,28	18,7	1,57	0,001						
88	154,57	0,07	0,33	1,65	5800	4342	7,20	158,7	1,04	0,0007						

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
89	180,13	0,12	0,17	2,03	5800	4342	8,82	85	2,39	0,001						
90	165,5	0,11	0,33	3,13	5800	4342	13,60	427	0,73	0,0005	ТМ-2500	28	2,5	0,7	16,22	81467
91	184,49	0,06	0,33	2,23	5800	4342	9,68	238	0,93	0,0007						
92	165,5	0,02	0,33	0,66	5800	4342	2,90	427	0,15	0,0001						
93	153,48	0,06	0,33	1,52	5800	4342	6,60	99	1,53	0,001						
94	165,11	0,1	0,33	2,66	5800	4342	11,57	213	1,25	0,0009						
95	162,79	0,07	0,33	1,84	5800	4342	7,98	420	0,43	0,0003						
96	159,69	0,05	0,33	1,42	5800	4342	6,17	103	1,38	0,001						
97	156,59	0,03	0,33	0,88	5800	4342	3,85	101	0,87	0,0006						
98	153,48	0,07	0,33	1,63	5800	4342	7,10	99	1,65	0,001	ТМ-1600/10	17,3	1,7	0,7	10,17	51696
99	165,11	0,06	0,33	1,81	5800	4342	7,87	213	0,85	0,0006						
100	162,79	0,07	0,33	1,84	5800	4342	7,98	420	0,43	0,0003						
101	159,69	0,06	0,33	1,64	5800	4342	7,14	103	1,59	0,001						
102	156,59	0,04	0,33	1,17	5800	4342	5,10	101	1,16	0,0008						
103	165,5	0,08	0,33	2,16	5800	4342	9,42	427	0,50	0,0003						

4.7 Распределительные пункты 6—10 кВ

Оборудование РП размещается в одноэтажном (кабельные вводы) или двухэтажном (воздушные) отдельно стоящем здании. Силовые трансформаторы, РУ 6—10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях, РУ 6—10 кВ комплектуются из камер КСО и ячеек КРУ, щит 0,38 кВ — из панелей типа ЩО-2000.

Релейная защита работает на оперативном переменном токе. Распределительный пункт (РП) может использоваться в телемеханизированной сети, где он выполняет функцию распределительного устройства (РУ). РП предназначен для распределения электроэнергии между потребителями и обеспечения защиты от перегрузок и коротких замыканий. РП с диспетчерским пунктом, оборудован водоснабжением, канализацией и электрическим отоплением. Вентиляция помещения принята естественная, приточновытяжная.

Для микрорайона необходимо РП со стороны подстанции «Северная».

4.8 Определение места расположения ТП в микрорайоне «Северный»

Трансформаторные подстанции следует располагать в центре электрических нагрузок, но при этом они должны быть смещены в сторону центра питания, чтобы сократить потери энергии и улучшить качество электропитания. Для этого мы составляем план и производим соответствующие расчеты. Однако в связи с высокой стоимостью земли в настоящее время предпочтительнее располагать подстанцию по периметру планируемого квартала. Это связано с тем, что такое расположение не требует строительства дополнительных дорог к подстанции и наиболее удобно для проектирования самой подстанции.

5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Параметры системы: $S_{кз}=100$ МВА; $U_c=110$ КВ.

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{кз}} \quad (33)$$

$$X_c = \frac{110^2}{100} = 121 \text{ Ом}$$

Воздушные линии: минимальное сечение ВЛ-110, допустимое по условиям коронирования:

$$F=70\text{мм}^2;$$

$$X_0=0,39 \text{ ом/км};$$

$$L=3,13 \text{ км};$$

$$X_L=1,221 \text{ ом}.$$

Трансформаторы: $S_T=25$ МВА; $U_H=115/10$ кВ; $u_k=10,5\%$.

Приближенно выбирается сечение по экономической плотности тока, при $J_{эк}=1 \text{ А/мм}^2$:

$$I_L = \frac{S_{рас}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} \quad (34)$$

$$I_L = \frac{34,55}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,95 \text{ А}$$

Выбираются два кабеля сечением 240 мм^2 . $X_0=0,075 \text{ Ом/км}$, $R_0=0,12 \text{ Ом/км}$, $L=0,662 \text{ км}$, $X=0,045 \text{ Ом}$, $R=0,072 \text{ Ом}$.

Выбираются базисные значения величин напряжения $U_{\bar{6}}$ и мощности $S_{\bar{6}}$
 $U_{\bar{6}}=115$ кВ, $S_{\bar{6}}=100$ МВА.

Рассчитываются базисные ток и сопротивление:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} \quad (35)$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,503 \text{ кА}$$

$$X_{\bar{6}} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\bar{6}}} \quad (36)$$

$$X_{\bar{6}} = \frac{115^2}{100} = 132,3 \text{ Ом}$$

Определяется сопротивление отдельных элементов расчётной схемы в относительных единицах:

Система:

$$X_{c^*} = \frac{X_c}{X_{\bar{6}}} \quad (37)$$

$$X_{c^*} = \frac{121}{132,5} = 0,916 \text{ о.е.}$$

ЛЭП:

$$X_{л*} = \frac{X_{л}}{X_{б}} \quad (38)$$

$$X_{л*} = \frac{1,221}{132,3} = 0,0092 \text{ о.е.}$$

Трансформатор:

$$X_{m*} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{б}}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (39)$$

$$X_{m*} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ И ЗНЗ

6.1. Расчет токов КЗ на шинах городской подстанции

Составляется схема замещения; намечаются точки короткого замыкания: шины 10кВ ПС «Северная» и проектируемой РП «Центральная», и питаемых от него ТП 10/0,4 кВ.

Исходная схема представлена на рисунке 6.1.

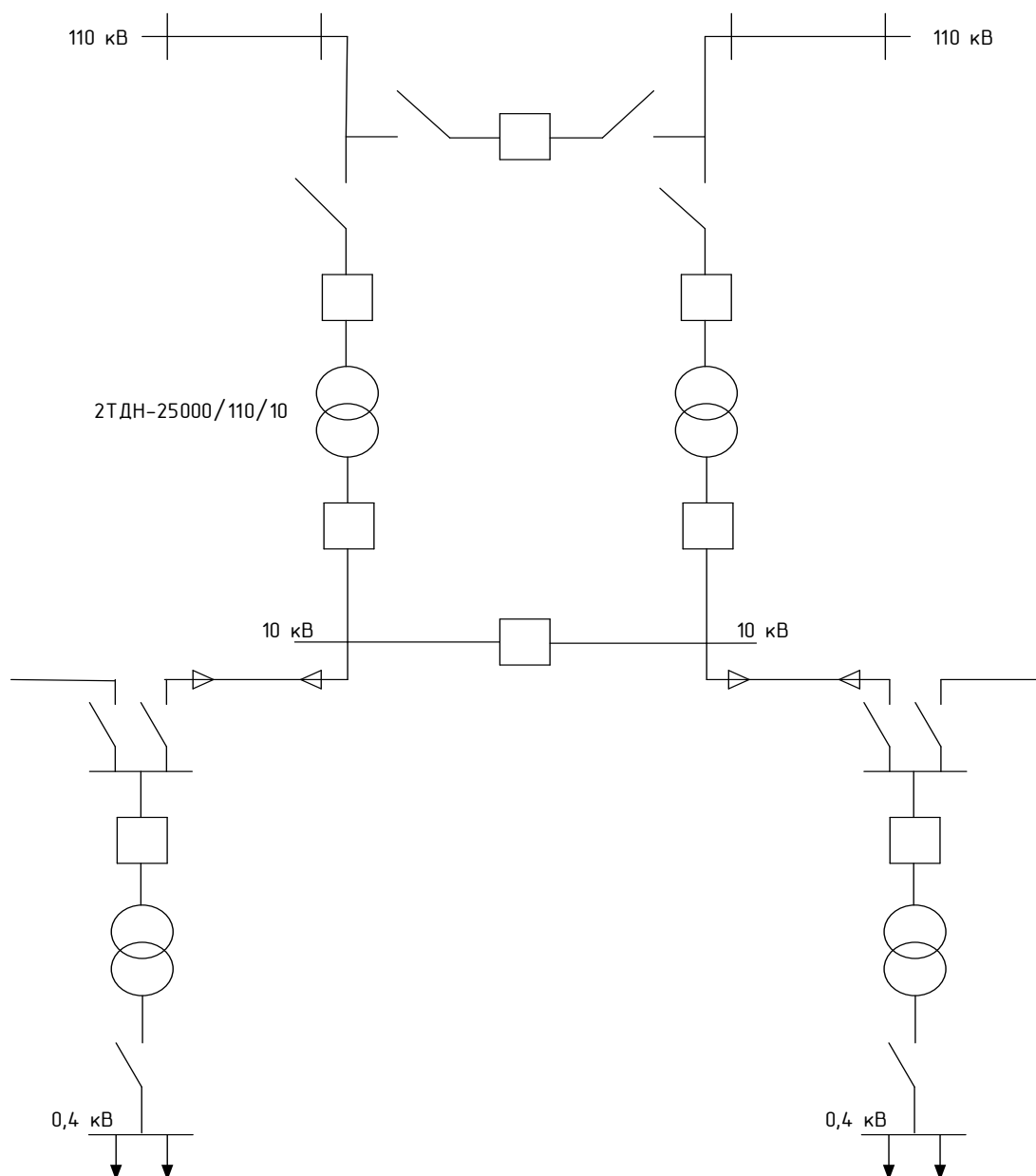


Рисунок 6.1 - Исходная схема

Схема замещения представлена на рисунке 3.

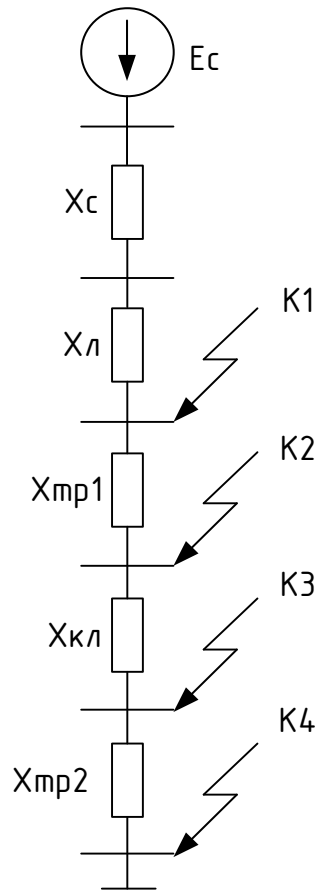


Рисунок 6.2 – Эквивалентированная схема замещения

Определяется результирующее сопротивление:

$$X_{рез*} = X_{c*} + X_{л*} \quad (40)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,0092 = 0,9252 \text{ о.е.}$$

Определяем токи КЗ в первой расчетной точке К1. Вычисляется периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\delta} \quad (41)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{0,9252} \cdot 0,503 = 0,544 \text{ А}$$

где E'' - сверхпереходная ЭДС, для точки 1 она равна 1.

Определим ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (42)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,544 = 1,385 \text{ кА}$$

где ударный коэффициент $K_y=1.8$.

Для расчета токов КЗ за трансформатором на напряжении 10 кВ, точка К2, вычислим базисные ток и сопротивление на этой ступени напряжения:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (43)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\bar{\sigma}}} \quad (44)$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{рез*} = X_{c*} + X_{л*} + X_{m*} \quad (45)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,0092 + 0,42 = 1,345 \text{ о.е.}$$

Определим значения токов к.з. для точки К2:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (46)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{1,345} \cdot 5,5 = 4,089 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (47)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,089 = 10,409 \text{ кА}$$

Здесь ударный коэффициент $K_y=1.7$.

6.2. Расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП

Сопrotивление кабеля длиной $L=0,662$ км равно $X=0,045$ Ом, $R=0,072$ Ом.

Приведем его к базисным относительным единицам:

$$X_* = \frac{X}{X_{баз}} \quad (48)$$

$$X_* = \frac{0,045}{1,1} = 0,041 \text{ о.е.}$$

$$R_* = 0,065 \text{ о.е.}$$

Когда сопротивления одного порядка то считать можно по полному сопротивлению:

$$Z = \sqrt{X_*^2 + R_*^2} \quad (49)$$

$$Z = \sqrt{0,041^2 + 0,065^2} = 0,077 \text{ о.е.}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки КЗ, учитывая два параллельно проложенных кабеля:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*} + X_{m*} + \frac{Z}{2} \quad (50)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,065 + 0,041 + \frac{0,077}{2} = 1,06 \text{ о.е.}$$

Для точки КЗ:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (51)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{1,06} \cdot 5,5 = 5,189 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (52)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,189 = 10,274 \text{ кА}$$

Чтобы проверить чувствительность релейной защиты необходимо рассчитать ток короткого замыкания на шинах самого удаленного ТП.

Расстояние до удаленного ТП составляет $L=0,6 \cdot 0,875=0,525$ км, сопротивление кабеля в относительных единицах: $z_{y\partial} = 0,192$ о.е.

Вычислим результирующее сопротивление до точки удаленного КЗ:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*} + X_{т*} + \frac{Z}{2} + z_{y\partial} \quad (53)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,0092 + 0,42 + \frac{0,077}{2} + 0,192 = 1,576 \text{ о.е.}$$

Значения токов к.з. для точки КЗ:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (54)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{1,576} \cdot 5,5 = 3,49 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (55)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,49 = 6,91 \text{ кА}$$

6.3. Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

В сетях до 1 кВ, где мощность понижающего трансформатора мала (большое сопротивление), система питания принимается как источник бесконечной мощности. В этом случае расчетная схема включает трансформаторы, шины и кабели, представленные активным и индуктивным сопротивлением. В расчетах учитывается сопротивление контактов, определенное по справочнику.

За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{оч} = 1,05U_{ном}$.

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (56)$$

$$r_m = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{400^2} = 5,5 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} \quad (57)$$

$$x_m = \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 400} = 18 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$z_m = \sqrt{r_m^2 + x_m^2} \quad (58)$$

$$z_m = \sqrt{5^2 + 18^2} = 18,7 \text{ мОм}$$

В соответствии ПУЭ суммарное сопротивление контактов при КЗ около распределительного щита составляет 15 мОм.

Ток трехфазного КЗ будет равен:

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (59)$$

$$r_{\Sigma} = 5,5 + 0,065 + 0,89 + 15 = 21,455 \text{ мОм}$$

$$x_{\Sigma} = 18 + 0,41 + 5,5 = 23,91 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{ПТО}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{21,455^2 + 23,91^2}} = 7,189 \text{ кА}$$

Расчет однофазного КЗ:

$$I_{\text{ПТО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{осн}}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma} + r_m)^2 + (2 \cdot x_{\Sigma} + x_m)^2}} \quad (60)$$

$r_{1\Sigma}$ – суммарное активное сопротивление цепи;

$x_{1\Sigma}$ – суммарное индуктивное сопротивления цепи.

$$I_{\text{ПТО}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 21,455 + 5,5)^2 + (2 \cdot 23,91 + 18)^2}} = 0,158 \text{ кА}$$

Поскольку величина однофазного тока КЗ оказалась меньше трехфазного (0,158 кА), то в остальных расчетных точках ток не вычисляют.

Таблица 6.1 – Расчёт токов коротких замыканий

Но- мер на пла- не	Вы- бра- нны й ва- ри- ант про- вод а	Вы- бр- ан- ны й ва- ри- ант тра- нс- фо- рм- ато- ра	L, км	X ₀ , Ом	X _л , Ом	R ₀ , Ом	R _л , Ом	R _{су} м, Ом	X _{су} м лин, Ом	X _{тн} ом, Ом	R _{тн} ом, Ом	·ΔP к, кВт	U _н , кВ	S _н , кВ А	R _т , Ом	U _к , %	X _т , Ом	Z _т , Ом	U _{ос} н	г _{сум} , Ом	x _{сум} , Ом	I _{зп} о, кА	I _п о, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	АВ БШ в 4х3 5	Т М- 16 00/ 10	0,1 7	0,0 6	0,0 1	0,8 7	0,1 5	0,8 7	0,0 7	0,0 05	0,0 01	17, 3	0,4	1,6	1,0 8	6	0,0 06	1,0 8	0,4	1,9 5	0,0 8	0,1 1	0,1 3
2	АВ Б6 Шв 4х1 6		0,0 6	0,0 6	0,0 04	1,9 1	0,1 2																
3	АА Бл- 6 3х9 5		0,1 1	0,0 7	0,0 08	0,3 26	0,0 3																

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
4	АА Бл- 6 3х2 40		0,1 4	0,0 7	0,0 1	0,1 29	0,0 1																
5	АА Бл- 6 3х1 85		0,0 8	0,0 7	0,0 06	0,1 6	0,0 1																
6	АВ Б6 Шв 4х2 5		0,1 0	0,0 6	0,0 06	1,2 8	0,1 3																
7	АВ Б6 Шв 4х3 5		0,0 9	0,0 6	0,0 06	0,9 2	0,0 8																
8	АВ Б6 Шв 4х1 6		0,1 4	0,0 6	0,0 09	1,9 1	0,2 7																
9	АА Бл- 6 3х2 40		0,2 0	0,0 7	0,0 1	0,1 2	0,0 2																

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
10	АА БЛ- 6 3x1 85	Т М- 25 00/ 10	0,1 1	0,0 7	0,0 08	0,1 6	0,0 1																		
11	АА БЛ- 6 3x1 85		0,0 39	0,0 73	0,0 028 47	0,1 67	0,0 065 13																		
12	АА БЛ- 6 3x1 85		0,1 41	0,0 73	0,0 102 93	0,1 67	0,0 235 47																		
13	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,1 41	0,0 675	0,0 095 18	1,9 1	0,2 693 1	0,6 9	0,0 5	0,0 03	0,0 006	28	0,4	2,5	0,7 1	6,5	0,0 04	0,7 1	0,4	1,4 0	0,0 5	0,1 6	0,1 9		
14	АВ Б6 ШВ 4x3 5		0,0 93	0,0 637	0,0 059 24	0,9 2	0,0 855 6																		
15	АВ Б6 ШВ 4x2 40		0,0 71	0,0 587	0,0 041 68	0,1 32	0,0 093 72																		

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
16	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 91	0,0 675	0,0 061 43	1,9 1	0,1 738 1																	
17	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 55	0,0 675	0,0 037 13	1,9 1	0,1 050 5																	
18	АА Бл- 6 3х2 40	Т М- 16 00/ 10	0,1 4	0,0 7	0,0 1	0,1 2	0,0 1																	
19	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 6	0,0 6	0,0 04	1,9 1	0,1 2																	
20	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 7	0,0 6	0,0 05	1,9 1	0,1 4		0,3 4	0,0 4	0,0 05	0,0 01	17, 3	0,4	1,6	1,0 8	6	0,0 06	1,0 8	0,4	1,4 2	0,0 5	0,1 6	0,1 7
21	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 9	0,0 7	0,0 07	0,3 2	0,0 3																	

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
23	АА Бл- 6 3x1 85	Т М- 63 0/1 0	0,1 0	0,0 7	0,0 07	0,1 6	0,0 1	0,9 1	0,0 4	0,0 1	0,0 03	7,6	0,4	0,6	3,3 7	5,5	0,0 1	3,3 7	0,4	4,2 9	0,0 7	0,0 5	0,0 5
24	АВ Б6 ШВ 4x3 5		0,0 7	0,0 6	0,0 05	0,9 2	0,0 7																
25	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,1 7	0,0 6	0,0 1	1,9 1	0,3 3																
26	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,1 1	0,0 6	0,0 07	1,9 1	0,2 1																
27	АВ Б6 ШВ 4x3 5		0,1 1	0,0 6	0,0 07	0,9 2	0,1 0																
28	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 8	0,0 6	0,0 05	1,9 1	0,1 6																

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
29	АВ Б6 ШВ 4x3 5	Т М- 40 0/1 0	0,0 6	0,0 6	0,0 04	0,9 2	0,0 5	0,3 6	0,0 1	0,0 1	0,0 05	5,5	0,4	0,4	5,5	4,5	0,0 1	5,5	0,4	5,8 6	0,0 5	0,0 3	0,0 4
30	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 9	0,0 6	0,0 06	1,9 1	0,1 8																
31	АВ Б6 ШВ 4x3 5		0,0 7	0,0 637	0,0 044 59	0,9 2	0,0 644																
32	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 2	0,0 6	0,0 01	1,9 1	0,0 5																
33	АВ Б6 ШВ 4x3 5	Т М- 25 0/1 0	0,0 6	0,0 6	0,0 04	0,9 2	0,0 6	0,2 6	0,0 1	0,0 2	0,0 09	3,7	0,4	0,2 5	9,4 7	4,5	0,0 2	9,4 7	0,4	9,7 4	0,0 6	0,0 2	0,0 2
34	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 7	0,0 6	0,0 04	1,9 1	0,1 3																

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
35	АВ Б6 ШВ 4x3 5		0,0 7	0,0 6	0,0 04	0,9 2	0,0 6																
36	АВ Б6 ШВ 4x3 5	Т М- 10 00/ 10	0,0 5	0,0 6	0,0 03	0,9 2	0,0 5	0,3 6	0,0 2	0,0 08	0,0 01	10, 8	0,4	1	1,7 2	5,5	0,0 08	1,7 2	0,4	2,0 9	0,0 4	0,1 1	0,1 1
37	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 8	0,0 6	0,0 05	1,9 1	0,1 6																
38	АВ Б6 ШВ 4x2 5		0,0 6	0,0 6	0,0 04	1,2 8	0,0 8																
39	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 1	0,0 6	0,0 01	1,9 1	0,0 2																
40	АА Бл- 6 3x9 5		0,1	0,0 7	0,0 08	0,3 2	0,0 3																

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
42	АВ Б6 ШВ 4x2 5	Т М- 40 0/1 0	0,1 1	0,0 6	0,0 07	1,2 8	0,1 5																	
43	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,1 8	0,0 6	0,0 1	1,9 1	0,3 4																	
44	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 5	0,0 6	0,0 03	1,9 1	0,0 9	0,7 3	0,0 2	0,0 1	0,0 05	5,5	0,4	0,4	5,5	4,5	0,0 1	5,5	0,4	6,2 3	0,0 6	0,0 3	0,0 3	
45	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 5	0,0 675	0,0 03	1,9 1	0,0 955																	
46	АВ Б6 ШВ 4x1 6		0,0 2	0,0 6	0,0 01	1,9 1	0,0 4																	
47	АВ Б6 ШВ 4x1 6	Т М- 63/ 10	0,0 5	0,0 6	0,0 03	1,9 1	0,0 9	0,3 8	0,0 1	0,1	0,0 5	1,2 8	0,4	0,0 6	51, 6	4,5	0,1 1	51, 6	0,4	52, 04	0,2 2	0,0 04	0,0 04	

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
48	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 5	0,0 6	0,0 03	1,9 1	0,0 9																
49	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 7	0,0 6	0,0 05	1,9 1	0,1 4																
50	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 2	0,0 6	0,0 01	1,9 1	0,0 4																
51	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 8	0,0 6	0,0 05	1,9 1	0,1 5																
52	АА Бл- 6 3х1 85		0,2	0,0 7	0,0 1	0,1 6	0,0 3																
53	АА Бл- 6 3х7 0	Т М- 12 50/ 10	0,0 5	0,0 8	0,0 04	0,4 4	0,0 2	0,3 8	0,0 3	0,0 05	0,0 01	14, 35	0,4	1,2 5	1,4 6	6	0,0 07	1,4 6	0,4	1,8 5	0,0 5	0,1 2	0,1 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
54	АА Бл- 6 3х1 85		0,1 1	0,0 7	0,0 08	0,1 6	0,0 1																
55	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,0 8	0,0 6	0,0 05	1,9 1	0,1 5																
56	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,1 4	0,0 6	0,0 09	1,9 1	0,2 8																
57	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,1 3	0,0 6	0,0 09	1,9 1	0,2 6																
58	АВ Б6 ШВ 4х1 6		0,1 3	0,0 6	0,0 09	1,9 1	0,2 6																
59	АА Бл- 6 3х1 85	Т М- 10 00/ 10	0,1 2	0,0 7	0,0 09	0,1 6	0,0 2	0,9 4	0,0 8	0,0 08	0,0 01	10, 8	0,4	1	1,7 2	5,5	0,0 08	1,7 2	0,4	2,6 7	0,0 9	0,0 8	0,0 9

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
60	АА Бл- 6 3x9 5		0,0 7	0,0 7	0,0 06	0,3 2	0,0 2																
61	АА Бл- 6 3x9 5		0,0 6	0,0 7	0,0 04	0,3 2	0,0 2																
62	АА Бл- 6 3x1 85		0,1 1	0,0 7	0,0 08	0,1 6	0,0 1																
63	АА Бл- 6 3x1 85		0,1 1	0,0 7	0,0 08	0,1 6	0,0 1																
41	АА Бл- 6 3x1 85		0,2 1	0,0 7	0,0 1	0,1 67	0,0 3																
64	АВ БШ в 4x3 5	Т М- 63 0/1 0	0,0 2	0,0 6	0,0 01	0,8 7	0,0 2	0,2 6	0,0 2	0,0 1	0,0 03	7,6	0,4	0,6 3	3,0 6	5,5	0,0 1	3,0 6	0,4	3,3 2	0,0 4	0,0 6	0,0 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
65	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 1	0,0 7	0,0 01	0,3 2	0,0 04																
66	АВ БШ в 4х3 5		0,0 2	0,0 6	0,0 01	0,8 7	0,0 2																
67	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 1	0,0 7	0,0 01	0,3 2	0,0 05																
68	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 1	0,0 7	0,0 01	0,3 2	0,0 05																
69	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 5	0,0 7	0,0 03	0,3 2	0,0 1																
70	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 5	0,0 7	0,0 03	0,3 2	0,0 1																

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
71	АВ Б6 Шв 4х1 6		0,0 8	0,0 6	0,0 05	1,9 1	0,1 6																	
72	АА Бл- 6 3х1 85	Т М- 25 00/ 10	0,0 6	0,0 7	0,0 04	0,1 6	0,0 1																	
73	АА Бл- 6 3х1 85		0,0 4	0,0 7	0,0 03	0,1 6	0,0 08																	
74	АА Бл- 6 3х1 85		0,0 1	0,0 7	0,0 007	0,1 6	0,0 01																	
75	АА Бл- 6 3х1 85		0,0 4	0,0 7	0,0 03	0,1 6	0,0 08																	
76	АВ Б6 Шв 4х1 6		0,0 5	0,0 6	0,0 03	1,9 1	0,1		0,7 2	0,0 4	0,0 03	0,0 006	28	0,4	2,5	0,7 1	6,5	0,0 04	0,7 1	0,4	1,4 4	0,0 5	0,1 6	0,1 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
77	АВ Б6 Шв 4х1 6		0,0 9	0,0 6	0,0 06	1,9 1	0,1 7																	
78	АА Бл- 6 3х1 85		0,0 8	0,0 7	0,0 06	0,1 6	0,0 1																	
79	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 6	0,0 7	0,0 04	0,3 2	0,0 2																	
80	АА Бл- 6 3х1 85		0,0 9	0,0 6	0,0 06	1,9 1	0,1 8																	
81	АА Бл- 6 3х1 85		0,1	0,0 6	0,0 06	1,9 1	0,1 9																	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
82	АА Бл- 6 3x9 5		0,0 6	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																
83	АВ Б6 Шв 4x1 6		0,0 5	0,0 6	0,0 03	1,9 1	0,1 1																
84	АВ Б6 Шв 4x2 5		0,0 3	0,0 6	0,0 02	1,2 8	0,0 4																
85	АВ Б6 Шв 4x1 6		0,0 1	0,0 6	0,0 01	1,9 1	0,0 3																
86	АВ Б6 Шв 4x1 6		0,0 1	0,0 6	0,0 01	1,9 1	0,0 3																
87	АВ Б6 Шв 4x1 6	Т М- 10 00/ 10	0,0 4	0,0 6	0,0 03	1,9 1	0,0 8	0,3 7	0,0 3	0,0 08	0,0 01	10, 8	0,4	1	1,7 2	5,5	0,0 08	1,7 2	0,4	2,1	0,0 4	0,1	0,1 1

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
88	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 7	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																
89	АА Бл- 6 3х1 85		0,1 2	0,0 7	0,0 09	0,1 6	0,0 2																
90	АА Бл- 6 3х9 5		0,1 17	0,0 7	0,0 09	0,3 2	0,0 3																
91	АА Бл- 6 3х1 85		0,0 6	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																
92	АА Бл- 6 3х9 5	Т М- 25 00/ 10	0,0 2	0,0 7	0,0 01	0,3 2	0,0 08	0,1 7	0,0 4	0,0 03	0,0 006	28	0,4	2,5	0,7 1	6,5	0,0 04	0,7 1	0,4	0,8 9	0,0 4	0,2 5	0,2 7
93	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 6	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
94	АА Бл- 6 3х9 5		0,1	0,0 7	0,0 07	0,3 2	0,0 3																
95	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 7	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																
96	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 5	0,0 7	0,0 04	0,3 2	0,0 1																
97	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 3	0,0 7	0,0 02	0,3 2	0,0 1																
98	АА Бл- 6 3х9 5	Т М- 16	0,0 7	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																
99	АА Бл- 6 3х9 5	00/ 10	0,0 6	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																
								0,1 3	0,0 3	0,0 1	0,0 03	17, 3	0,4	1,6	1,0 8	6	0,0 06	1,0 8	0,4	1,2 1	0,0 5	0,1 8	0,1 9

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
100	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 7	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																	
101	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 6	0,0 7	0,0 05	0,3 2	0,0 2																	
102	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 4	0,0 7	0,0 03	0,3 2	0,0 1																	
103	АА Бл- 6 3х9 5		0,0 8	0,0 7	0,0 06	0,3 2	0,0 2																	

6.4 Расчет токов короткого замыкания на землю

Токи КЗ могут привести к повреждению оборудования и нарушению работы системы электроснабжения. Расчет токов КЗ выполняется с помощью специальных программ и формул, учитывающих параметры сети, нагрузку и сопротивление заземления.

Основная задача расчета токов КЗ заключается в определении максимально допустимых значений токов, которые не должны превышать определенные значения для обеспечения безопасной работы системы электроснабжения. Кроме того, расчет токов КЗ позволяет оценить необходимость установки дополнительных защитных устройств, таких как защитные реле.

Расчет токов КЗ на землю выполняется для каждой точки сети, включая распределительные трансформаторные подстанции, а также для каждого потребителя электроэнергии. Результаты расчета используются для выбора соответствующего оборудования и определения необходимых мер по защите системы электроснабжения от повреждений.

Для примера рассчитаем кабельную линию №4.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_C = \frac{KU_{лl}K}{10} \quad (61)$$

$$I_C = \frac{1,25 \cdot 0,4 \cdot 0,25}{10} = 12,5 \text{ A}$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли, $K = 1.25 - 1.35$;

l_K - суммарная длина кабельных линий.

Мощность реактора определяется произведением емкостного тока на фазное напряжение сети и округляется до ближайшего стандартного значения.

$$S_p = I_c \cdot U_\phi \quad (62)$$

$$S_p = 12,5 \cdot 0,38 = 4,75 \text{ МВА}$$

Расчёт токов замыкания на землю приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Расчёт токов замыкания на землю

Номер на плане	L, км	K	Ул, кВ	Lсум, км	Iс, кА	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	0,175	1,25	0,4	1,132	0,05	0,02
2	0,068					
3	0,112					
4	0,141					
5	0,084					
6	0,102					
7	0,097					
8	0,144					
9	0,209					
10	0,112	1,25	0,4	0,743	0,03	0,01
11	0,039					
12	0,141					
13	0,141					
14	0,093					
15	0,071					
16	0,091					
17	0,055					
18	0,141	1,25	0,4	0,572	0,02	0,01
19	0,063					
20	0,077					
21	0,095					
22	0,196					
23	0,102	1,25	0,4	0,672	0,03	0,01
24	0,079					
25	0,175					
26	0,115					
27	0,117					
28	0,084					
29	0,063	1,25	0,4	0,258	0,01	0,004
30	0,097					
31	0,07					
32	0,028					
33	0,069	1,25	0,4	0,21	0,01	0,003
34	0,071					
35	0,07					

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7
36	0,059	1,25	0,4	0,329	0,01	0,006
37	0,085					
38	0,064					
39	0,015					
40	0,106					
42	0,119	1,25	0,4	0,423	0,02	0,008
43	0,18					
44	0,05					
45	0,05					
46	0,024					
47	0,05	1,25	0,4	0,203	0,01	0,003
48	0,052					
49	0,077					
50	0,024					
51	0,081					
52	0,209	1,25	0,4	0,543	0,02	0,01
53	0,055					
54	0,117					
55	0,081					
56	0,147					
57	0,138	1,25	0,4	1,129	0,05	0,02
58	0,138					
59	0,124					
60	0,079					
61	0,063					
62	0,11					
63	0,113					
41	0,217					
64	0,025					
65	0,014					
66	0,025	1,25	0,4	0,29	0,01	0,005
67	0,018					
68	0,018					
69	0,051					
70	0,051					
71	0,088					
72	0,066	1,25	0,4	0,66	0,03	0,01
73	0,049					
74	0,01					
75	0,048					
76	0,057					
77	0,091					
78	0,086					
79	0,063					
80	0,097					
81	0,102					
82	0,065	1,25	0,4	0,4	0,02	0,008
83	0,059					

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6	7
84	0,034					
85	0,017					
86	0,019					
87	0,046					
88	0,071					
89	0,125					
90	0,117					
91	0,067					
92	0,025					
93	0,066	1,25	0,4	0,54	0,02	0,01
94	0,1					
95	0,071					
96	0,057					
97	0,037					
98	0,071					
99	0,068					
100	0,071	1,25	0,4	0,40	0,02	0,007
101	0,066					
102	0,049					
103	0,081					

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПС И ТП

7.1 Выбор и проверка КЛ

Проверяется выбранный питающий ВРУ кабель на термическую стойкость при коротком замыкании для дома №9.

Допустимая температура кабеля 65°C, длительно допустимый ток 275А. Предельная температура жилы кабеля при КЗ 250°C, при токе трехфазного короткого замыкания $I_{\text{ПО}}=7,189$ кА.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места короткого замыкания:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} \quad (63)$$

где X_{Σ} и R_{Σ} – результирующие индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ, мОм;

ω – синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с.

$$T_a = \frac{23,91}{314 \cdot 21,455} = 0,0035 \text{ с}$$

Вычислим тепловой импульс:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \left[t_{\text{откл}} + T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_a}} \right) \right] \quad (64)$$

где $t_{\text{откл}} = 0,1$ сек – время К.З. по срабатыванию предохранителей.

$$B_k = 7,189^2 \left[0,1 + 0,0035 \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,1}{0,0035}} \right) \right] = 5,349 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение кабеля по условиям термической стойкости определяем как:

$$S_{терм} = \sqrt{\frac{B_k}{C_T}} \quad (65)$$

где $C_T = 94 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$ – коэффициент взятый для алюминиевых кабелей.

$$S_{терм} = \sqrt{\frac{5,349 \cdot 10^3}{94}} = 7,543 \text{ мм}^2$$

$$S = 185 \text{ мм}^2 \geq S_{терм} = 7,543 \text{ мм}^2$$

Это означает, что выбранный кабель проходит по термической стойкости.

Принятый вариант осуществляет перевод подстанции с двух на трёх трансформаторную, для оценки объёма реконструкции необходимо полностью выбрать и проверить всё оборудование и сравнить с существующим исполнением.

7.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН подстанции Северная

Ошиновка РУ ВН - это система электрических проводов и кабелей, которые используются для передачи электрической энергии от трансформаторной подстанции к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН).

Выбор ошиновки начинается с определения необходимого количества и типа проводов, кабелей и шин. При выборе ошиновки необходимо учитывать та-

кие факторы, как номинальное напряжение, номинальный ток, условия эксплуатации (температура, влажность, вибрация и т.д.), а также требования к безопасности.

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами, АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается о длительно допустимому току.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}; \quad (66)$$

$$I_{\text{мах } p} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}}^2) + (Q_{\text{нн}}^2)}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2}; \quad (67)$$

$$I_{\text{мах } p} = \frac{\sqrt{(15,2^2) + (6^2)}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 43 \text{ А};$$

$$I_{\text{МАХ}} < I_{\text{доп}}. \quad (68)$$

Проверка выполняется.

По термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (69)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода.

можно принять:

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

для стальных шин – $C = 70$.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{5,349}}{91} = 25,4 \text{ мм}^2.$$

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (70)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяются по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (71)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

r_o – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_o}} . \quad (72)$$

где D_{CP} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 300 = 375 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 33,7 \text{ кВ/см;}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot \lg \frac{375}{0,7}} = 8,85 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (73)$$

$$1,07 \cdot 8,85 \leq 0,9 \cdot 33,7;$$

$$9,47 \leq 30,3.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 544 А.

Принимаем гибкие шины АС - 240, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 610$ А, диаметр провода $d = 21,6$ мм.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 610 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = 544 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}. \quad (74)$$

Проверка по условиям короны

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right); \quad (75)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)}; \quad (76)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{21,5}{0,855}\right)} = 10,8 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (77)$$

$$11,6 \leq 29,9.$$

Условие выполняется

7.3 Выбор и проверка выключателей для ОРУ подстанции Северная

В настоящее время существует большой выбор всевозможных выключателей с разными параметрами.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}. \quad (78)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}. \quad (79)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}. \quad (80)$$

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

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a); \quad (81)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}; \quad (82)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_K = 4,089^2 \cdot (5,06 + 0,03) = 32,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}; \quad (83)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,6 \text{ кА.}$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 47$;

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя.

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{MAX} = 544 \text{ А.}$$

Таким образом, для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110Ш-40/2000 У1. Выключатели данной серии предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 110 кВ представлено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЛ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_N = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_N$
$I_N = 2000 \text{ А}$	$I_{MAX} = 544 \text{ А}$	$I_p \leq I_N$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 1,385 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T * t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T * t_T$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,089 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,089 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 26,6 \text{ кА}$	$i_{At} = 11,043 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

7.4 Выбор и проверка разъединителей для РУ ВН подстанции Северная

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

На стороне ВН выбираем разъединители РГ-ОП-110.Ш/1000-63 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 544 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,409 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Контактный нож		
$I^2_T \cdot t_T = 189 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземлители		
$I^2_T \cdot t_T = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

7.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}. \quad (84)$$

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 $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_K. \quad (85)$$

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ЦП-8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	ЦП-8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	ЦП-8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик АЭ	СЕ303	1,5	1,5	1,5
Счетчик РЭ	СЕ303	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		5,1	5,1	5,1

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (86)$$

На стороне ВН выберем оптический трансформатор тока ЦТТН-110 кВ.

Измерительный преобразователь тока и напряжения (ЦТТН) предназначен для измерения и передачи параметров тока и напряжения приборам измерения, учета, защиты, автоматики, сигнализации и управления в сетях переменного и постоянного тока на номинальное напряжение 6(10) — 110 кВ с частотой 50 или 60 Гц.

Передача данных может организовываться по оптическим кабелям в соответствии с протоколом IEC 61850-9-2 или по медным кабелям в виде аналогового сигнала, ЦТТН имеет несколько первичных преобразователей тока и напряжения, измерительная информация с которых предназначена для различных устройств.

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}; \quad (87)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2 \text{ ном}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}. \quad (88)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ} = 20 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} ; \quad (89)$$

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{16,53}{1^2} = 16,53 \text{ Ом}.$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 20 - 5,1 - 0,05 = 14,85 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} , \quad (90)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{14,85} = 0,191 \text{ мм}^2$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена

в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U _н , кВ	l, м
1	2
220	100 - 150
110	75 - 100
10	6 - 10

Принимаем кабель КВВГнг с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = 0,00708 \cdot 100 = 0,708 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,708 + 5,1 + 0,05 = 5,858 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
U _н = 126 кВ	U _р = 110 кВ	U _р ≤ U _н
I _н = 1000 А	I _р = 544 А	I _р ≤ I _н
Z ₂ = 5,858 Ом	Z _{2НОМ} = 20 Ом	Z ₂ ≤ Z _{2НОМ}
I _{дин} = 170 кА	I _{уд} = 10,409 кА	I _{уд} ≤ I _{дин}
I ² _т · t _т = 63 кА ² с	В _к = 32,6 кА ² с	I ² _т · t _т ≥ В _к

На стороне НН выбираем трансформатор тока ЦТТН-10 кВ.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 7.10

Таблица 7.10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5

1	2	3	4	5
Ваттметр	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	СЕ303	7	7	7
ИТОГО		11,9	11,9	11,9

Расчет производим аналогично.

$r_{2НОМ} = 2,6$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН:

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} \quad (91)$$

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{16,53}{5^2} = 0,66 \text{ Ом},$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 2,6 - 0,476 - 0,05 = 2,074 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \quad (92)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10}{2,346} = 0,121 \text{ мм}^2 ;$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = 0,00708 \cdot 10 = 0,071 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 2,074 + 0,071 + 0,05 = 2,195 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 544 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 2,195 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 10,409 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

7.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения для ОРУ подстанции Северная

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструктивного и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ.}}$$

(93)

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения. Условия выбора представлены в таблице 7.12.

Таблица 7.12 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
1	2
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{дон}} \leq \Delta U$

Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2расч}$
--	-------------------------

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин.
Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЦТТН-110 кВ.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 7.13

Таблица 7.13 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Амперметр	ЦП 8501/10	6	1	6	36
Вольтметр	ЦП 8501/17	4	1	6	24
Вольтметр регистрирующий	ЦП 8501/17	10	1	6	60
Варметр	ЦП 8506/120	8	2	6	48
Счётчик активной энергии	СЕ 304	8	2	6	48
Счётчик реактивной энергии	СЕ 304	8	2	6	48
Итого					264

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (94)$$

$$S_P = 264 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчётных данных для трансформатора предложено в таблице 7.14.

Таблица 7.14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ЦТТН-110 кВ.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 132 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 264 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения ЦТТН-10 кВ. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на две секции шин представлена в таблице 7.17.

Таблица 7.17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Амперметр	ЦП 8501/10	6	1	13	78
Вольтметр	ЦП 8501/17	2	1	3	6
Вольтметр регистрирующий	ЦП 8501/17	10	1	3	30
Варметр	ЦП 8506/120	8	2	3	24
Счётчик активной энергии	СЕ 304	8	2	3	24
Счётчик реактивной энергии	СЕ 304	8	2	3	24
Итого					186

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (95)$$

$$S_{\Sigma} = 186 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчётных данных для разъединителя в таблице 7.18.

Таблица 7.18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ЦТТН-10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 109 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 186 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

7.7 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (96)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (97)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы ОСК 10-110-А2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}. \quad (98)$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1050$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (99)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{10,409^2}{1,05} \cdot 1,12 \cdot 10^{-7} = 0,201 \text{ кН}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \sqrt{3} \cdot \frac{H}{H_{uz}} = \frac{H_{uz} + b + h/2}{H_{uz}}, \quad (100)$$

$$K_h = \frac{1050 + 80 + 100/2}{1050} = 1,12$$

Проверка:

$$F_{расч} = 2010 \text{ Н} \leq F_{дон} = 6000 \text{ Н}$$

Таким образом, ОСК проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Таблица 7.19 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45

1	2	3	4
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
1	2	3	4
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{расч} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (101)$$

$$S_{расч} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243,19 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/10/0,4.

7.9 Выбор и проверка КРУ для НН подстанции Северная

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки

всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

В нашей бакалаврской работе рационально принять КРУ серии КРУ-СВЭЛ-1-10-31,5/1600 УЗ ТУ 0ЭТ.536.001. В них мы устанавливаем вакуумный выключатель ВВ/TEL производства «Таврида Электрик». Приведем основные характеристики ячеек КРУ.

Таблица 7.20 – Основные параметры шкафа КРУ-СВЭЛ-1-10-31,5/1600 УЗ ТУ 0ЭТ.536.001

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	102
Термическая стойкость, кА/с	40
Тип выключателя	ВВ/TEL
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габаритные размеры ячеек	1000x1700x2400

7.10 Выбор и проверка ОПН для НН и ВН подстанции Северная

Первоначальным условием выбора ОПН является максимальное рабочее напряжение сети:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}. \quad (102)$$

Начнем выбор с НН стороны, предварительно выбираем ОПН-1-10/12.

$$15 \text{ кВ} \geq 12 \text{ кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НАИБ.ДОП} \geq U_{НАИБ.РАБ}; \quad (103)$$

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = \frac{1,15 \cdot U_{\text{РАБ}}}{\sqrt{3}}; \quad (104)$$

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = \frac{1,15 \cdot 12}{\sqrt{3}} = 7,97 \text{ кВ};$$

12 кВ \geq 7,97 кВ .

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты электрооборудования распределительных сетей на классы напряжения 3, 6, 10 кВ переменного тока частоты 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью от грозовых перенапряжений.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту. Величина коммутационных перенапряжений, является определяющей величиной при окончательном выборе ОПН, данное значение должно быть не ниже чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{\text{КИ}}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования при расчётном токе:

$$U_{\text{ост.к}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{(1,15-1,2)}. \quad (105)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп}50}.$$

где - $U_{\text{исп}50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 75 кВ [9].

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 75 = 128,49 \text{ кВ};$$

$$40,7 \leq 128,49 / (1,2) \text{ кВ};$$

$$40,7 \leq 107,07 \text{ кВ}.$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) . \quad (106)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений, равный 57,9;

$$A_{вн} = \frac{(57,9 - 40,7)}{57,9} > 0,25;$$

$$A_{вн} = 0,3 > 0,25 .$$

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

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25); \quad (107)$$

$$A_{гр} = \frac{(57,9 - 40,7)}{57,9} > 0,25;$$

$$A_{гр} = 0,3 > 0,25 .$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки. Параметры ОПН-1-10/12 представлены в таблице 7.21

Таблица 7.21 - Параметры ОПН-1-10/12

Тип ОПН	ОПН-1-10/12
1	2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	5
Остающееся напряжение, кВ	75
Продолжение таблицы 8.2	
Длина пути утечки, см	40
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	1,5

Начнем выбор ВН стороны, предварительно выбираем ОПН-П1-110/88/10/2 – УХЛ1.

$$110 \text{ кВ} \geq 88 \text{ кВ}.$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{НАИБ.РАБ}} = \frac{1,15 \cdot 88}{\sqrt{3}} = 58,43 \text{ кВ};$$

$$88 \text{ кВ} \geq 58,43 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 480 = 822,31 \text{ кВ};$$

$$187 \leq 822,31 / (1,2) \text{ кВ};$$

$$187 \leq 685,26 \text{ кВ}.$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = \frac{(242,7 - 187)}{187} > 0,25;$$

$$A_{вн} = 0,3 > 0,25.$$

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

$$A_{гп} = \frac{(242,7 - 187)}{187} > 0,25;$$

$$A_{гп} = 0,3 > 0,25.$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки. Параметры ОПН-П1-110/88/10/2 – УХЛ1 указаны в таблице 7.22

Таблица 7.22 - Параметры ОПН-П1-110/88/10/2 – УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-110/88/10/2 – УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	88
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	225
Длина пути утечки, см	390
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

8 РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ ЦИФРОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Для защиты трансформатора с высокой стороны устанавливается предохранители FU1 – FU3. Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию:

$$I_{\text{ном.пл.вс}} = \frac{2 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (108)$$

$$I_{\text{ном.пл.вс}} = \frac{2 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,18 \text{ А}$$

Принимаем номинальный ток плавкой вставки предохранителя:

$$I_{\text{ном.пл.вс}} = 50 \text{ А}$$

Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях производится исходя из следующих условий; $K_{\text{с.з.}} = 1$

$$I_{\text{нор.т.р}} \geq K_{\text{с.з.}} \cdot I_{\text{расч}} \quad (109)$$

$$I_{\text{пред}} \geq I_{\text{к.мах}}^{(3)} \quad (110)$$

$$\frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{эм.р}}} \geq 1,25 \quad (111)$$

Линия №4 Ударный ток – 6,91 кА, однофазный ток короткого замыкания – 158А. К установке принимается автоматический выключатель АЗ114 с номинальным током 100А, током теплового расцепителя 10А, током электромагнитного расцепителя 10I_н, и током динамической стойкости 15 кА.

$$250 \geq 1 \cdot 231 = 231$$

$$15 \geq 6,91$$

$$\frac{158}{100} \geq 1,58$$

8.1 Выбор автоматических выключателей для защиты стояков и силовой нагрузки распределительного щита ВРУ жилого дома

Для защиты стояков и силовой нагрузки распределительного щита ВРУ выбирают автоматические воздушные выключатели. Для рассматриваемого примера это автомат серии DMX. Тип – трехполюсный DMX 630. Номинальный ток I_{НОМ}=630А. Номинальное напряжение U_{НОМ}=380 В. Отключающая способность I_{по}=42 кА.

Для защиты от перегрузки уставку теплового расцепителя выбирают 1,2·I_{НОМ}= 1,2·630=756 А.

Проверяем на соответствие выбранному сечению кабеля:

$$K = \frac{I_T}{I_{дл.дон}} \tag{112}$$

$$K = \frac{756}{1600} = 0,472 \leq 1$$

Токовую отсечку настраиваем по пусковому току наиболее мощного двигателя – это лифт 8,5 кВт, I_{пуск} = 102 А:

$$1,2I_{пуск} \leq I_{отс} \quad (113)$$

$$1,2 \cdot 102 \leq 450 \text{ А}$$

Для вводной панели ВРУ выбираем еще переключатель ПКП10-11/О 10А "0-1" 1Р/400В. В этажных щитках, на отходящих линиях устанавливаем однофазные автоматические выключатели серии ВА47-29 1Р, с предельным током отключения 4,5 кА.

Расчетный ток трехкомнатной квартиры не превышает 13.5 А, значит установка теплового расцепителя на 22 А допустима.

$$\text{Отсечка имеет ток срабатывания } I_{отс} = 7 \cdot 22 = 154 \text{ А}$$

$$\text{Проверка по отключающей способности } I_{отс} = 154 \leq I_{ПО} = 7,189 \text{ кА}$$

Проверка на соответствие выбранному сечению провода для АППВ-2*2.5 мм²:

$$K = \frac{22}{24} = 0,92 \leq 1$$

Для квартирных щитков выбираем однофазные автоматические выключатели серии 16А С ВА47-29, с предельным током отключения 4.5 кА.

Номинальный ток 16А, ток уставки теплового расцепителя 15 А соответствует сечению провода АППВ-2.5мм²:

$$K = \frac{15}{24} = 0,625 \leq 1$$

$$\text{Токовая отсечка имеет ток срабатывания } I_{отс} = 7 \cdot 15 = 105 \text{ А}$$

9. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНИМАЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Для определения технико-экономических показателей всей системы определяются текущие затраты на внутреннее электроснабжение.

Капитальные затраты по каждому варианту включают в себя стоимость ячейки распределительных устройств с выключателями, стоимость строительства здания распределительного пункта, стоимость кабельной линии и стоимость силового трансформатора.

$$K_{\Sigma} = (K_{я} + K_{кл} + K_{тп}) \cdot K_{и} \quad (114)$$

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

$K_{уд.кл}$ – стоимость одного погонного километра КЛ, руб./км;

L – длина КЛ, км;

$K_{и}$ – коэффициент инфляции.

$$K_{кл} = K_{кл.уд} \cdot L \quad (115)$$

Стоимостные характеристики КЛ приведены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Стоимостные характеристики КЛ

Марка кабеля	Суммарная длина, км	Стоимость прокладки 1 км, тыс. руб.	Капиталовложения в сооружение КЛ, тыс. руб.
1	2	3	4
АВБбШв 4х240	0,071	1,4	99,4
ААБл-6 3х240	0,687	1,45	996,15
ААБл-6 3х70	0,055	0,7	38,5
АВБШв 4х35	0,942	0,26	244,92
АВБбШв 4х25	0,319	0,28	89,32
АВБбШв 4х16	2,778	0,1	277,8
ААБл-6 3х185	2,018	1,2	2421,6
ААБл-6 3х95	1,685	0,8	1348

1	2	3	4
АПвКПнг(А)-НФ 3х50/16	1,254	2,4	3009,6
АПвКПнг(А)-НФ 1х630/35	3,63	2,5	9075
Итого			152190

Стоимость ячейки РУ с выключателем вычисляется по формуле:

$$K_{я} = K_{я.уд} \cdot N \quad (116)$$

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

Капиталовложения на строительство ТП:

$$K_{ТП} = K_{БТП} + (K_{ТП} + K_{М.ТП}) \cdot N_{ТР} \quad (117)$$

Таблица 9.2 – Расчёт капиталовложений на строительство ТП

Мощность трансформатора	Nтр	КбкТП	Ктр	Км.ТП	КТП	КТП, тыс.р.
1	2	3	4	5	6	7
1600	2	720	684	93	2274	261685,76
1600	2	720	684	93	2274	
1600	2	720	684	93	2274	
2500	2	980	1340	93	3846	
2500	2	980	1340	93	3846	
2500	2	980	1340	93	3846	
250	2	181	141	93	649	
630	2	344	220	93	970	
630	2	344	220	93	970	
400	2	344	160	93	850	
400	2	344	160	93	850	
1000	2	720	400	93	1706	
1000	2	720	400	93	1706	
63	2	181	72	93	511	
1250	2	720	520	93	1946	
1250	2	720	520	93	1946	

В результате суммирования всех затрат согласно формуле (99) получим:

$$K_{\Sigma} = 413875,56 \text{ тыс. руб.}$$

Данные затраты обеспечат надёжное и бесперебойное электроснабжение района.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения южной части микрорайона Северный города Благовещенск, который питается от подстанции «Северная».

При проектировании энергетических объектов необходимо руководствоваться такими критериями, как безопасность и экологические соображения. Необходимо также учитывать факторы, приводящие к возникновению чрезвычайных ситуаций.

Основные проблемы энергоснабжения в городах включают в себя:

1. Недостаток мощностей, это может привести к перегрузке сетей и авариям.

2. Использование в городах устаревшего оборудования, что приводит к большим затратам на потери электроэнергии.

3. С увеличением численности населения в городах, увеличивается потребность в электроэнергии. Это создает дополнительную нагрузку на электросети.

5. Резкое изменение погодных условий может привести к увеличению потребления энергии, а также к аварийным ситуациям в электрических сетях.

Для решения этих проблем провести модернизацию инфраструктуры, а также в повышение энергоэффективности.

Также важна безопасность, характеризующаяся экологической, социальной и технологической защитой населения и окружающей среды. В Российской Федерации проблема электроснабжения городов имеет выраженную значимость, из – за расположения территории северном полушарии. На зимний период приходятся пиковые нагрузки электрических сетей, где жизнедеятельность людей и функционирование промышленных предприятий категорически зависит от надежности электроснабжения. Поэтому актуальность проблемы надежного энергоснабжения современных крупных городов требует повышенного внима-

ния. Специальные меры в области надежности системы энергоснабжения требуют повышенных и взаиморезервируемых систем энергоснабжения.

На стадии планирования и расчёта режимов выявляются различные тяжёлые аварийные ситуации (авария на подстанции или электростанции с отключением части потребителей, повреждение кабельных линий и т. п.).

При прокладке кабельных линий в городских условиях можно столкнуться с рядом проблем, таких как:

1. Ограничения в использовании земельных участков: В городской среде часто возникают ограничения в использовании земельных участков для прокладки кабельных линий. Это может быть связано с наличием исторических или архитектурных памятников, парков, жилых домов или других объектов, которые могут препятствовать прокладке кабельных линий.

2. Строительство и реконструкция зданий: В процессе строительства или реконструкции зданий могут возникнуть проблемы с прокладкой кабельных линий, так как это может привести к повреждению существующих линий или нарушить работу инженерных систем здания.

3. Соблюдение требований безопасности: При прокладке кабельных линий необходимо соблюдать требования безопасности, чтобы предотвратить возможные аварии и повреждения окружающих объектов.

4. Экологические проблемы: Прокладка кабельных линий может иметь негативное воздействие на окружающую среду, например, на почву, воду и воздух.

Необходимо учитывать экологические требования при проектировании и строительстве кабельных линий.

Мощность электрооборудования напрямую определяет тип и сечение кабеля и остального оборудования. Проблема стабильности работы системы электропитания может возникнуть из-за различных факторов, таких как некачественное оборудование, неправильная установка и настройка, а также внешние факторы, такие как скачки напряжения, короткие замыкания и т.д.

Для обеспечения стабильности работы системы электропитания необходимо использовать качественное оборудование, правильно устанавливать и настраивать его, а также регулярно проводить техническое обслуживание. Также важно учитывать внешние факторы и принимать меры для их минимизации или устранения.

При работе с электрическими сетями необходимо строго соблюдать правила.

Безопасность электроснабжения должна решать ниже перечисленный круг задач.

1. Защита от перегрузок и коротких замыканий: Это включает в себя установку автоматических выключателей и предохранителей, которые отключают питание при возникновении перегрузок или коротких замыканий.

2. Защита от перенапряжений: Для защиты от перенапряжений используются устройства защиты от импульсных перенапряжений и ограничители перенапряжений.

3. Защита от поражения электрическим током: Для защиты людей от поражения электрическим током применяются устройства защитного отключения (УЗО).

4. Защита от пожара: Для защиты от пожара используются устройства автоматического пожаротушения и системы пожарной сигнализации.

5. Защита жилых районов от радиопомех и шумов.

6. Информационная безопасность (защита и предотвращение несанкционированного доступа в трансформаторную подстанцию).

Следует отметить, что соблюдение внутренних правил, требований на объекте и использование технических и инженерных мер для защиты электроустановок являются основными, но далеко не единственными.

Трансформаторные помещения — это помещения, в которых устанавливаются трансформаторы и сопутствующее оборудование.

Помещения с электрооборудованием должны быть сухими, непыльными, хорошо вентилируемыми, не иметь повышенной влажности и не подвергаться

воздействию значительных перепадов температур, должны иметь прочную входную дверь с системой контроля доступа и быть защищены охранной сигнализацией, возможно применение системы видеонаблюдения, из – за большие риски опасности для людей.

Для обеспечения безопасности электроснабжения необходимо принимать меры по предотвращению возможных аварий и их последствий. Это включает в себя:

1. Регулярное техническое обслуживание оборудования, включая проверку работоспособности автоматических выключателей, предохранителей и других устройств защиты.

2. Обучение персонала правилам эксплуатации электроустановок и правилам поведения в случае аварии.

3. Использование современных технологий и оборудования, обеспечивающих более высокую надежность и безопасность электроснабжения.

4. Соблюдение правил эксплуатации электрооборудования, включая ограничение мощности потребления и использование устройств защиты от перегрузок.

5. Регулярный контроль качества электроэнергии, чтобы убедиться в ее соответствии нормам и требованиям безопасности.

6. Сотрудничество с другими организациями, занимающимися безопасностью электроснабжения, для обмена информацией и координации действий в случае необходимости.

В целом электробезопасность системы электроснабжения заключается в организации эксплуатации в соответствии с требованиями документа «Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования» ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) [8].

Организация безопасного электроснабжения сводится к следующим техническим мероприятиям:

1. Установка автоматов защиты от перегрузок и коротких замыканий.
2. Установка дифференциальных автоматов для защиты от утечки тока.

3. Установка УЗО для защиты от поражения электрическим током.
4. Использование заземляющих устройств для отвода статического электричества и защиты от поражения током.
5. Установка стабилизаторов напряжения для обеспечения стабильного электропитания.
6. Использование качественных электрических кабелей и проводов.
7. Регулярное техническое обслуживание электрооборудования и проверка его работоспособности.
8. Обучение персонала правилам безопасности при работе с электрооборудованием.

Неисправности электропроводки могут привести к пожару в доме или квартире. Вот некоторые из наиболее распространенных причин:

Короткое замыкание: когда два провода соединяются вместе, происходит короткое замыкание, которое может вызвать пожар.

Перегрузка: если вы используете слишком много электроприборов одновременно, это может привести к перегрузке и возгоранию проводки.

Неисправный провод: если провод поврежден или изношен, он может стать причиной пожара.

Плохой контакт: если контакты между проводами не затянуты должным образом, они могут нагреваться и вызывать пожар.

Ошибки при установке: если электропроводка была установлена неправильно или без соблюдения правил безопасности, это может привести к возгоранию.

Неправильное использование: если вы не следуете инструкциям по эксплуатации электроприборов или используете их неправильно, это может вызвать пожар.

Современные электророзетки и выключатели имеют множество преимуществ по сравнению с устаревшими моделями. Они обеспечивают более удобное и безопасное использование электричества в доме или офисе. Еще одним преимуществом является повышенная безопасность. Современные электророзетки

и выключатели оснащены защитой от короткого замыкания, перегрева и перегрузки. Это позволяет избежать опасных ситуаций, связанных с возгоранием проводки или поражением электрическим током.

Современные электророзетки и выключатели также имеют более современный дизайн и могут быть установлены в различных интерьерах. Они доступны в различных цветах и материалах, что позволяет подобрать подходящий вариант для любого помещения.

Таким образом, современные электророзетки и выключатели являются важным элементом комфорта и безопасности в доме или офисе, и их использование становится все более распространенным.

10.1 Безопасность

В ходе реконструкции и проектирования новой сети все кабельные линии электропередач будут заменены на СИП. Поэтому необходимо рассмотреть технику безопасности при монтаже самонесущих изолированных проводов, а также технику безопасности при работе с кабельными линиями.

Обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках необходимо соблюдать следующие правила и меры предосторожности:

1. Проводить работы только в соответствии с инструкциями и правилами безопасности.
2. Использовать только исправное оборудование и инструменты.
3. Избегать контакта с токоведущими частями электроустановок.
4. Следить за тем, чтобы все оборудование было заземлено и подключено к заземляющему устройству.
5. Соблюдать меры предосторожности при работе с электрическими проводами и кабелями.
6. Не допускать перегрузки электроустановок и не использовать их не по назначению.
7. Обеспечивать достаточный уровень освещения и вентиляции в рабочих зонах.

8. Проходить регулярное обучение и проверку знаний по технике безопасности при работе в электроустановках.

9. При возникновении аварийных ситуаций немедленно отключать электроустановки и вызывать аварийную службу.

В соответствии с ПТБ, при работе с кабельными линиями (их монтаже, ремонте и демонтаже) следует выполнять следующие требования:

1. Работать в специальной одежде и обуви, иметь средства защиты лица и рук.

2. Использовать инструменты с изолированными рукоятками и диэлектрические перчатки.

3. Не допускать падения электропроводов и кабелей на землю.

4. Не прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

5. Не пользоваться открытым огнем при работе в кабельных сооружениях.

6. Соблюдать правила пожарной безопасности.

Рытье траншей для прокладки кабеля разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от компании, эксплуатирующей подземные сооружения (кабели, газовые трубы и т.д.) в районе вновь прокладываемой кабельной трассы. Все подземные сооружения, которые необходимо пересечь, должны быть точно показаны на карте кабельной трассы.

При рытье траншей следует учитывать допустимый уклон соответствующих грунтов и, при необходимости, надежно закреплять стенки траншеи или котлована для предотвращения обвала. Грунт, вынутый из траншеи, должен быть уложен на расстоянии не менее 0,5 м от края траншеи или котлована с одной стороны.

Разгрузка кабелей, сматывание кабелей с барабанов и прокладка кабелей должны производиться в брезентовых рукавицах.

Разгрузка и перекачивание барабанов с кабелем - это процесс, который необходим для хранения и перемещения кабеля на строительных площадках, в складских помещениях и других местах, где требуется хранение и транспортировка длинных и тяжелых кабелей.

Для разгрузки барабанов с кабелем используются специальные устройства, называемые "барабанные разгрузчики". Они позволяют быстро и легко разгрузить барабаны с кабелем, не повреждая их.

После разгрузки барабаны необходимо перекатывать с места на место. Для этого используются специальные тележки или катки, которые позволяют легко перемещать барабаны по территории.

Важно помнить, что при разгрузке и перекатывании барабанов с кабелем необходимо соблюдать меры безопасности, чтобы избежать травм и повреждений оборудования. Также необходимо учитывать вес и размеры барабанов, чтобы выбрать подходящее оборудование и методы работы.

При размотке кабеля лебедкой на роликах или вручную запрещается устанавливать угловые ролики на изгибах трассы и вручную поддерживать кабель на изгибах трассы. Также запрещается размещать рабочих внутри изгибов трассы при раскатке кабеля. При прокладке кабеля на сложных трассах с промежуточными колодцами или камерами перекрытия, работники колодцев или камер перекрытия должны быть проинструктированы устройства связи.

При механическом натяжении кабеля особое внимание следует уделить креплению конца кабеля к тросу лебедки или тяговому механизму. Натяжение должно проверяться с помощью динамометра и не должно превышать.

В конце намотки, когда на катушке остается несколько витков, катушку необходимо затормозить, чтобы избежать удара о конец кабеля.

Запрещается переносить и протягивать кабели с лестниц и стремянок. При протягивании кабеля через отверстие в стене рабочие должны располагаться по обе стороны отверстия. При протаскивании кабелей в трубы необходимо следить за тем, чтобы руки и одежда рабочих не были затянuty в трубы вместе с кабелями. Кабели должны поддерживаться на расстоянии не менее 1 м от отверстия и перед трубой.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру.

Температура должна быть определена и указана руководителем работ (бригадиром, мастером).

Герметик нельзя кипятить. Мастику нельзя нагревать в закрытой банке. Летом, сняв крышку с банки с мастикой, ее следует слегка подогреть до тех пор, пока ее можно будет налить, а затем осторожно перелить в кастрюлю.

При нагревании кабельной мастики и припоя в холодную погоду перемешивайте их предварительно нагретым стальным стержнем или ложкой, чтобы предотвратить разбрызгивание припоя или мастики из-за влаги.

10.2 Экологичность

Под экологичностью проекта будем понимать воздействие электрической сети микрорайона на окружающую среду в целом, под экологичностью проекта следует понимать воздействие электрической сети на окружающую среду, а именно:

1. Влияние на качество воздуха – кабельные линии могут выделять вредные вещества в атмосферу, при нагреве или пожаре КЛ. В нашем проекте используется пожаростойкие, без вредного выброса в атмосферу галогенов.

2. Шум - работа электрических сетей может сопровождаться шумом, который может мешать жителям микрорайона и вызывать дискомфорт. С учетом низкого класса напряжения, шумовое влияние ощущается на крайне близком расстоянии непосредственно от самой трансформаторной подстанции.

3. Электромагнитное излучение - некоторые виды электрических сетей могут излучать электромагнитное излучение, которое может негативно влиять на живые организмы и окружающую среду. Аналогично с шумовым влиянием, за счёт прокладки кабельных линий в траншеях, влияние электромагнитных полей практически отсутствует. Влияние электромагнитного излучения трансформаторных подстанций ограничивается самой блочной конструкцией ТП.

4. Тепловое излучение - работа электрических станций может производить тепло, которое может выделяться в окружающую среду и вызывать проблемы с окружающей средой. При оптимизированном режиме и соблюдении всех требо-

ваний технической эксплуатации, а также соблюдения всех требований к прокладке кабельных линий, исключаются возникновения пожаров или избыточного выброса тепла.

Мероприятия по охране окружающей среды - это комплекс мер, направленных на сохранение и улучшение качества окружающей среды, защиту природных ресурсов и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду. Они могут включать в себя следующие меры:

1. Сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и водоемы. Это может быть достигнуто путем использования более экологически чистых технологий и оборудования, а также сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду.

2. Охрана природных ресурсов. Это может включать сохранение лесов, борьбу с браконьерством и защиту редких видов животных и растений.

3. Сохранение биоразнообразия. Это может помочь сохранить экосистемы и предотвратить исчезновение видов животных и растений.

4. Очистка и утилизация отходов. Это включает в себя переработку отходов, их безопасную утилизацию и сокращение количества отходов, попадающих на свалки.

5. Повышение осведомленности населения об экологических проблемах. Это может способствовать более ответственному отношению к окружающей среде и снижению негативного воздействия на нее.

Одним из таких мероприятий является устройство маслоприёмников в ТП.

При эксплуатации ПС «Северная» согласно ПУЭ 7-е изд. для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

В соответствии с ПУЭ глава 4 ОРУ, для того чтобы предотвратить растекание масла и распространение пожара при повреждениях трансформаторов, выполняются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Масло и вода должны быть удалены из маслоприёмника с помощью подвижного инструмента без слива масла. Рекомендуется использовать простое устройство, чтобы убедиться в отсутствии масла (воды) в маслоприёмнике.

Масляные баки должны быть герметичными и вмещать полный объем масла агрегата, содержащего наибольшее количество масла, и 80 процентов общего объема воды для пожаротушения (с учетом 30-минутного запаса). Он также должен быть оснащен сигнализатором воды, подающим сигнал на пульт управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защитного кожуха и масляного поддона должны быть защищены маслостойким покрытием.

При проектировании энергетических объектов необходимо учитывать требования экологической безопасности, чтобы минимизировать воздействие на окружающую среду и здоровье населения. Это включает в себя оценку воздействия объекта на окружающую среду, разработку мер по снижению этого воздействия, а также обеспечение безопасности персонала, работающего на объекте. Кроме того, необходимо учитывать требования законодательства в области охраны окружающей среды и здоровья населения при проектировании и эксплуатации энергетических объектов.

В случае нарушения этих требований строительство должно быть приостановлено до устранения недостатков или полностью прекращены работы по выбору площадки и проектированию опасного экологического объекта.

Отвод земель для строительства ТП (трансформаторной подстанции) - это процесс выделения участка земли для размещения ТП. Этот процесс включает в себя несколько этапов:

1. Получение разрешения на отвод земель. Для этого необходимо обратиться в соответствующий орган власти.

2. Подготовка проектной документации. После проведения топографической съемки необходимо подготовить проектную документацию, которая включает в себя планы, чертежи и другие документы, необходимые для строительства ТП.

3. Согласование проектной документации.

4. Получение разрешения на строительство. После согласования проектной документации необходимо получить разрешение на строительство ТП.

6. Строительство ТП. После получения разрешения на строительство можно приступить к строительству ТП.

7. Ввод в эксплуатацию. После завершения строительства ТП необходимо провести испытания и ввести его в эксплуатацию.

Для подстанций напряжением 10/0,4 кВ площадь земельных участков отводится следующая:

- Блочные комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью от 1600 до 2500 кВА – 49 м²;
- Блочные комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью 1250 кВА – 51,05 м²;
- Блочные комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью 400 кВА – 10 м²;
- Блочные комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью 250 кВА – 8,8 м²;
- Блочные комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью 63 кВА – 5,12 м²;

После реконструкции системы электроснабжения микрорайона определено следующее количество ТП:

- три ТП мощностью 1600 кВА,
- три ТП мощностью 2500 кВА,
- одна ТП мощностью 250 кВА,
- две ТП мощностью 630 кВА,
- две ТП мощностью 400 кВА,
- две ТП мощностью 1000 кВА,
- одна ТП мощностью 63 кВА,
- две ТП мощностью 1250 кВА,

Все ТП являются двухтрансформаторными. Таким образом, под них отводится:

- для ТП с трансформаторами по 1600 кВА $S = 3 \cdot 49 = 147 \text{ м}^2$;
- для ТП с трансформаторами по 2500 кВА $S = 3 \cdot 49 = 147 \text{ м}^2$;
- для ТП с трансформаторами по 250 кВА $S = 1 \cdot 8,8 = 8,8 \text{ м}^2$;
- для ТП с трансформаторами по 630 кВА $S = 2 \cdot 51,05 = 102,1 \text{ м}^2$;
- для ТП с трансформаторами по 400 кВА $S = 2 \cdot 10 = 20 \text{ м}^2$;
- для ТП с трансформаторами по 1000 кВА $S = 2 \cdot 51,05 = 102,1 \text{ м}^2$;
- для ТП с трансформаторами по 63 кВА $S = 1 \cdot 5,12 = 5,12 \text{ м}^2$;
- для ТП с трансформаторами по 1250 кВА $S = 2 \cdot 51,05 = 102,1 \text{ м}^2$.

Суммарная площадь земельных участков, отводимая под все ТП составляет 644,46 м².

К установке рекомендованы сухие трансформаторы, поэтому утечки трансформаторного масла в почву исключены.

Сухие трансформаторы - это трансформаторы, у которых отсутствует масло в качестве диэлектрика. Вместо масла в них используется воздух или другой газ. Сухие трансформаторы имеют ряд преимуществ перед масляными: они более безопасны, так как не содержат масла, которое может загореться или взорваться при повреждении трансформатора, они более компактны и легки, а также менее подвержены коррозии. Однако они также имеют свои недостатки, такие как более высокая стоимость и сложность в обслуживании.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В выпускной квалификационной работе, на реконструируемой территории микрорайона установлены ТП 10/0,4 кВ.

Чрезвычайная ситуация на трансформаторной подстанции (ТП) может произойти по разным причинам, например:

Короткое замыкание в обмотках трансформатора или в проводах, подключенных к нему, что может привести к пожару или взрыву;

Нарушение изоляции между обмотками трансформатора, что может привести к поражению электрическим током людей или животных;

Неправильная эксплуатация ТП, например, использование трансформатора с нагрузкой, превышающей его номинальную мощность, что может привести к перегреву и повреждению трансформатора;

Механические повреждения трансформатора, например, падение на него тяжелых предметов или удар молнии;

При возникновении чрезвычайной ситуации на ТП необходимо немедленно отключить трансформатор от сети, обесточить все потребители электроэнергии и вызвать аварийную службу для устранения неисправности. Также необходимо принять меры по предотвращению распространения огня или поражения электрическим током, например, использовать огнетушители или изолирующие материалы.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций".

При тушении пожара в электроустановке, которая находится под напряжением, необходимо соблюдать следующие правила:

- Не приближаться к месту пожара ближе чем на 5 метров.
- Использовать только углекислотные огнетушители.
- Не использовать воду для тушения пожара.

Пожарные бригады должны учитывать правила техники безопасности и указания главного технического персонала относительно пожарного потенциала соседних объектов (необходимо согласовать средства пожаротушения).

Пожарным бригадам не разрешается заходить за защитные ограждения линий электропередач. Они также должны усиливать охрану территории во время пожара и следить за тем, чтобы в зону пожара не проникали посторонние лица.

Пожарным бригадам не разрешается заходить за защитные ограждения линий электропередач. Они также должны усиливать охрану территории во время пожара и следить за тем, чтобы в зону пожара не проникали посторонние лица.

Трансформаторы и другое электрооборудование, находящееся вблизи источника пожара, следует защитить от воздействия высоких температур (предпочтительно путем обрызгивания водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными струями воды. Метод тушения другого маслonaполненного оборудования такой же, как и для трансформаторов - изолируйте оборудование со всех сторон и тушите его всеми доступными средствами.

При тушении панелей управления и реле, которые являются наиболее важными частями электроустановок, необходимо защитить установленное в них оборудование.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

Углекислотный огнетушитель предназначен для быстрого охлаждения поверхности и рассеивания газа. Благодаря действию диоксида углерода материальные ценности практически не разрушаются, на них не остается разводов и пятен. Возгорание прекращается за счет охлаждения области горения. Огнетушитель особенно эффективен для локализации пожара на начальной стадии и тех видов возгорания, где запрещено применение воды.

Углекислотный огнетушитель ОУ-5 предназначен для тушения веществ, горение которых не может происходить без доступа воздуха.

Огнетушитель ОУ-5 не предназначен для тушения твердых веществ (класс А), а также для локализации возгораний металлов и прочих материалов, способных гореть без доступа воздуха.

Эти огнетушители нельзя использовать для тушения:

- твердых горючих веществ (возгорания класса А)
- веществ, горение которых протекает без доступа воздуха (D),
- электроустановок под напряжением более 10 кВ.

Переносной углекислотный огнетушитель ОУ-8 для тушения горючих жидкостей, газов и электрооборудования.

Переносные углекислотные огнетушители ОУ-8 применяют для тушения электрооборудования, горючих газов и жидкостей. Они незаменимы при тушении возгораний предметов, чувствительных к попаданию огнетушащих веществ: ценные бумаги, картины, электроника.

Ручные углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ-3 и ОУБ-7 предназначены для тушения небольших очагов пожаров, включая электроустановки, находящиеся под напряжением.

Их рекомендуется использовать в первую очередь на складских помещениях, на грузовых и специализированных автомобилях для перевозки ГСМ, а также на складах ГСМ.

Данные огнетушители не пригодны для тушения щелочных металлов и сплавов на их основе, т.к. при этом может произойти усиление горения, а также веществ, горение которых происходит без доступа кислорода. Кроме того, огнетушители не могут быть использованы для тушения пожаров в закрытых помещениях, т.к. выделяющиеся из паров бромэтила вредные газы вредны для здоровья человека.

Бромистый этил - жидкость с резким эфирным запахом, с температурой замерзания -110°C , что позволяет избежать замерзания выходного отверстия при быстром выходе CO_2 . Кроме этого бромистый этил не электропроводен, обладает высокой смачивающей способностью и является весьма летучей жидкостью, т.к. имеет температуру кипения $+38^{\circ}\text{C}$. Поэтому по своим огнегасительным свойствам бромистый этил эффективнее углекислоты более чем в 4 раза. Благодаря низкому давлению в огнетушителе и уменьшению в связи с этим толщины стенок баллона, вес огнетушителя значительно меньше углекислотного.

В случае возникновения пожара на объекте, где имеется напряжение, необходимо немедленно отключить питание и вызвать пожарную службу. Запрещается прикасаться к проводам, кабелям и аппаратуре без отключения

напряжения. Если нет возможности отключить питание, необходимо использовать средства индивидуальной защиты (перчатки, маски, очки) и соблюдать меры предосторожности при тушении пожара.

Анализ пожарной опасности на трансформаторной подстанции включает в себя:

1. Определение класса пожароопасности помещения.
2. Расчет количества пожарной нагрузки и ее расположения.
3. Расчет времени пожара и времени эвакуации людей.
4. Оценка эффективности системы пожаротушения.
5. Разработка мер по снижению пожарной опасности.
6. Составить полный перечень пожароопасных веществ и дать оценку их пожарной опасности по ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ «Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения» [9].

7. Назвать возможные причины пожара. Причины пожара могут быть неэлектрического характера (например, неправильное проектирование или эксплуатация отопления и вентиляции, неправильные технические процессы) или электрического характера (короткое замыкание, перегрузки, дуга, статическое электричество, высокое переходное сопротивление).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена проблема реконструкции системы электроснабжения в микрорайоне Северном города Благовещенска. Были выявлены основные проблемы и недостатки существующей системы, а также определены цели и задачи реконструкции.

Были предложены технические решения для улучшения работы системы электроснабжения, такие как оптимизация распределения нагрузки. Также были рассмотрены возможности добавления систем освещения, которые помогут создать комфортную и безопасную среду для жителей района в ночное время суток. Была проведена оценка экономической эффективности и рисков, связанных с реализацией проекта.

Был сделан вывод о необходимости реконструкции района. Проведён расчёт всех нагрузок и выбор источника электроснабжения. Сделан выбор исполнения и сечения линий, числа трансформаторных подстанций и их оборудования, числа и мощности трансформаторов на подстанции и расстановка самих подстанций. Был произведён расчёт параметров схем замещения и токов короткого замыкания. Так же был произведён расчёт релейной защиты и экономическое обоснование принимаемых технических решений и сделан вывод о безопасности и экологичности проекта.

На основе проведенного анализа и предложенных решений были сделаны выводы о том, что реконструкция системы электроснабжения позволит улучшить качество жизни людей, повысить эффективность использования электроэнергии и создать комфортные условия внутри и вокруг жилого комплекса и всего района в целом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.
2. Дьяков В.И. Типовые расчёты по электрооборудованию: Практ. По-собие – 7-е изд., перераб. И доп.-М.: Высш. Шк., 1991. – 160 с.: ил.
3. Жданов В. С. Проблемы и задачи проектирования беспроводных сенсорных сетей / Информационные, сетевые и телекоммуникационные технологии: сборник научных трудов / под ред. проф. д.т.н. Жданова В. С. — М.: МИЭМ, 2009.
4. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов: методические указания к практическим занятиям / Сост.: Ю.В. Мясоедов. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 61 с.
5. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.
6. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.- (ЭБС Лань).
7. Макаревич Л. В. Высоковольтное электротехническое оборудование для развития «интеллектуальной» Единой энергосистемы России — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г.
8. Справочник по проектированию электрических С 74 сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М: Электроатомиздат, 1991. – 464 с.: ил. – (Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)

9. Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г. Электроснабжение промышленных предприятий: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017.
10. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
11. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.- (ЭБС Лань).
12. Гуденов, В. П., Мятников, И. С. открытые распределительные устройства (ОРУ) [Текст] / В. П. Гуденов, И. С. Мятников // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ». — 2020. — № 8. — С. 143-146;
13. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.
14. ГОСТ Р 58698-2019 "Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования" от 27.12.2019 // Федеральное агентства по техническому регулированию и мет-рологии. – 2019;
15. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. - М.: ФОРУМ: ИН-ФРА-М, 2010. - 214 с., ил. Профессиональное образование.
16. ГОСТ 12.1.044-89 "Система стандартов безопасности труда. Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения" от 01.01.1991 // Межгосударственный стандарт. – 2006.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет потока мощности и режима в ПВК RASTRWIN3

Таблица А.1 – Расчёт режима выбранного района сети

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС СЕВЕРНАЯ	10		1			15,2	6,0	10,0	-1 000,0	1 000,0		10,00
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	УЗЕЛ	10		1									9,82
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ТП1	10		1									9,61
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ТП2	10		1									9,47
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ТП3	10		1									9,32
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	УЗЕЛ	10		1									9,26
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ТП4	10		1									9,25
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	УЗЕЛ	10		1									9,22
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ТП11	10		1									9,11
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ТП10	10		1									9,10
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	УЗЕЛ	10		1									9,18
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	УЗЕЛ	10		1									9,19
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ТП6	10		1									9,18
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ТП7	10		1									9,15
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	УЗЕЛ	10		1									9,19
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ТП9	10		1									9,19
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	УЗЕЛ	10		1									9,19
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ТП5	10		1									9,17
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ТП8	10		1									9,16
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	УЗЕЛ	10		1									9,21
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ТП 12	10		1									9,18
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	УЗЕЛ	10		1									9,25
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ТП13	10		1									9,04
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	УЗЕЛ	10		1									9,36
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ТП15	10		1									9,24
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	УЗЕЛ	10		1									9,57
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ТП16	10		1									9,50
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	УЗЕЛ	10		1									9,68

выбрано 45 записей из 45 Конструктор фильтра.

Протокол д

✖ 0 |
 ⚠ 0 |
 💡 3 |
 🔗 1 |
 Все 4

- ✔ Контроль исходных данных
- 💡 Расчет установившегося режима. Сообщений - 3

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет потока мощности и режима в ПВК RASTRWIN3

Таблица А.2 – Расчёт режима выбранного района сети

	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	ID...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2			ПС СЕВЕРНАЯ - УЗЕЛ	0,05	0,18					-15	-6
2	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	3			УЗЕЛ - ТП1	0,10	0,37					-8	-3
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	30			ТП1 - ТП1 НН	1,08	0,01		0,040			-1	
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	30			ТП1 - ТП1 НН	1,08	0,01		0,040			-1	
5	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	4			ТП1 - ТП2	0,09	0,31					-7	-3
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	4	31			ТП2 - ТП2 НН	0,72			0,040			-1	
7	<input type="checkbox"/>	Тр-р	4	31			ТП2 - ТП2 НН	0,72			0,040			-1	
8	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4	5			ТП2 - ТП3	0,14	0,48					-5	-2
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	32			ТП3 - ТП3 НН	1,08	0,01		0,040			-1	
10	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	32			ТП3 - ТП3 НН	1,08	0,01		0,040			-1	
11	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	5	6			ТП3 - УЗЕЛ	0,08	0,30					-3	-1
12	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	7			УЗЕЛ - ТП4	0,05	0,19					-1	
13	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	33			ТП4 - ТП4 НН	3,38	5,50		0,040				
14	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	33			ТП4 - ТП4 НН	3,38	5,50		0,040				
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	8			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,06	0,22					-3	-1
16	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	11			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,08	0,27					-2	-1
17	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	10			УЗЕЛ - ТП10	0,70	0,22					-1	-1
18	<input type="checkbox"/>	Тр-р	10	35			ТП10 - ТП10 НН	1,73	0,01		0,040				
19	<input type="checkbox"/>	Тр-р	10	35			ТП10 - ТП10 НН	1,73	0,01		0,040				
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	9			УЗЕЛ - ТП11	0,61	0,19					-1	
21	<input type="checkbox"/>	Тр-р	9	34			ТП11 - ТП11 НН	3,06	0,01		0,040				
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	9	34			ТП11 - ТП11 НН	3,06	0,01		0,040				
23	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,13	0,47					-1	
24	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	13			УЗЕЛ - ТП6	0,44	0,14						
25	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	37			ТП6 - ТП6 НН	9,47	0,03		0,040				
26	<input type="checkbox"/>	Тр-р	13	37			ТП6 - ТП6 НН	9,47	0,03		0,040				
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	14			УЗЕЛ - ТП7	0,68	0,22					-1	
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	14	36			ТП7 - ТП7 НН	1,73	0,01		0,040				
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	14	36			ТП7 - ТП7 НН	1,73	0,01		0,040				
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	14	36			ТП7 - ТП7 НН	1,73	0,01		0,040				
30	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	15			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,01	0,03						
31	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	16			УЗЕЛ - ТП9	0,44	0,14						
32	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	38			ТП9 - ТП9 НН	51,60	0,11		0,040				
33	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	38			ТП9 - ТП9 НН	51,60	0,11		0,040				
34	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	17			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,01	0,03						
35	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	17	18			УЗЕЛ - ТП5	0,46	0,15						
36	<input type="checkbox"/>	Тр-р	18	39			ТП5 - ТП5 НН	5,50	0,02		0,040				
37	<input type="checkbox"/>	Тр-р	18	39			ТП5 - ТП5 НН	5,50	0,02		0,040				
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	17	19			УЗЕЛ - ТП8	0,71	0,22						
39	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	40			ТП8 - ТП8 НН	5,50	0,02		0,040				
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	40			ТП8 - ТП8 НН	5,50	0,02		0,040				
41	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	17	20			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,09	0,31						
42	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	21			УЗЕЛ - ТП 12	0,52	0,17						
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	21	41			ТП 12 - ТП12 НН	3,06	0,01		0,040				
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	21	41			ТП 12 - ТП12 НН	3,06	0,01		0,040				
45	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	22			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,17	0,62					1	
46	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	23			УЗЕЛ - ТП13	1,03	0,33					-2	-1
47	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	42			ТП13 - ТП13 НН	0,72			0,040			-1	
48	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	42			ТП13 - ТП13 НН	0,72			0,040			-1	
49	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	22	24			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,18	0,64					2	1
50	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	24	25			УЗЕЛ - ТП15	0,48	0,15					-2	-1
51	<input type="checkbox"/>	Тр-р	25	43			ТП15 - ТП15 НН	0,72			0,040			-1	
52	<input type="checkbox"/>	Тр-р	25	43			ТП15 - ТП15 НН	0,72			0,040			-1	
53	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	24	26			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,20	0,73					4	1
54	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	27			УЗЕЛ - ТП16	0,40	0,13					-1	
55	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	44			ТП16 - ТП16 НН	1,08	0,01		0,040			-1	
56	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	44			ТП16 - ТП16 НН	1,08	0,01		0,040			-1	
57	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	26	28			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,09	0,32					6	2
58	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	28	29			УЗЕЛ - ТП14	1,58	0,50					-1	
59	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	45			ТП14 - ТП14 НН	1,73	0,01		0,040				
60	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	45			ТП14 - ТП14 НН	1,73	0,01		0,040				
61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	28	2			УЗЕЛ - УЗЕЛ	0,09	0,32					7	2

выбрана 61 запись из 61

Конструктор фи

Протокол

0 0 3 1 Все 4

Контроль исходных данных

Расчет установившегося режима. Сообщений - 3

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет потока мощности и режима в ПВК RASTRWIN3

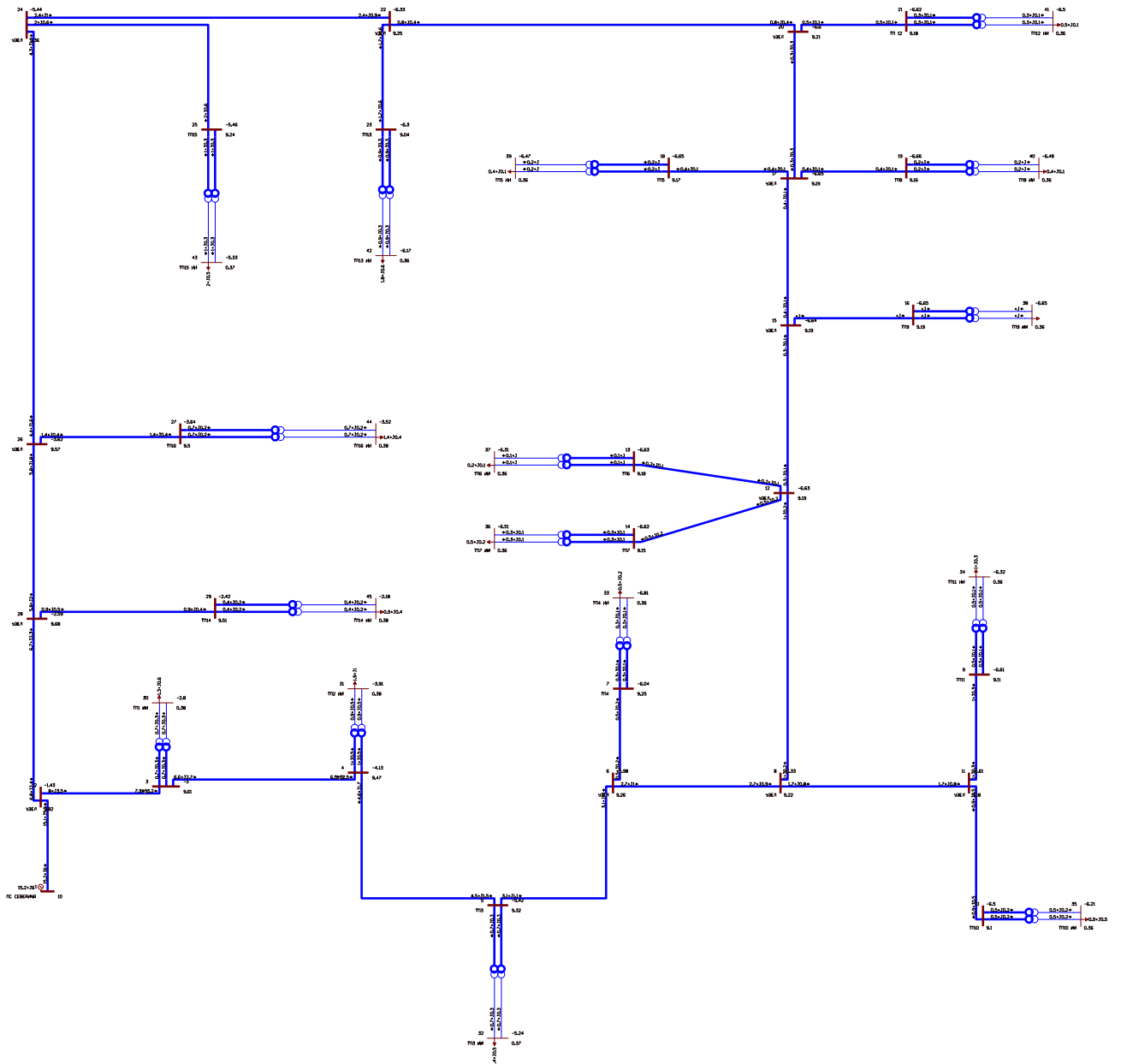


Рисунок А.1 – Графика в ПВК RASTRWIN3