

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка системы электроснабжения микрорайона Обдорский, г. Салехард

Студент

В.В. Волосников

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

И.В. Горохов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Ключевые слова: микрорайон, система электроснабжения, нагрузка, потребитель, схема, электрооборудование, подстанция, режим работы, релейная защита.

Объект исследования: СЭС микрорайона Обдорский, г. Салехард.

Предмет исследования: вопросы выбора и проверки электрооборудования СЭС микрорайона.

Цель работы: разработка СЭС микрорайона согласно современным требованиям по надежности, безопасности и энергоэффективности.

Содержание ВКР включает в себя следующие вопросы: систематизацию общих характеристик микрорайона и его электрических нагрузок; определение расчетных электрических нагрузок; выбор трансформаторных подстанций, силовых трансформаторов; расчет питающих сетей, выбор электрооборудования; расчет токов короткого замыкания; выбор современного оборудования релейной защиты и автоматики, расчет уставок защит.

Бакалаврская работа включает пояснительную записку объемом 49 страницы, содержащую 8 рисунков, 10 таблиц и графическую часть на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая характеристика микрорайона, исходные данные для разработки.....	5
1.1 Общая характеристика микрорайона.....	5
1.2 Исходные данные на проектирование.....	6
2 Разработка системы электроснабжения микрорайона.....	9
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок.....	9
2.2 Выбор трансформаторных подстанций, силовых трансформаторов.....	16
2.3 Расчет питающей сети 10 кВ.....	19
2.4 Расчет питающей сети 0,4 кВ и сети освещения территории.....	22
2.5 Расчет токов короткого замыкания.....	26
2.6 Выбор автоматических выключателей.....	32
2.7 Расчет заземляющего устройства подстанций.....	35
3 Релейная защита и автоматика.....	40
3.1 Защита питающей КЛ 10 кВ.....	40
3.2 Автоматический ввод резерва (АВР) 0,4 кВ.....	42
Заключение.....	46
Список используемых источников.....	47
Приложение А Расположение ТП 10/0,4 кВ и зоны охвата нагрузок.....	50
Приложение Б План прокладки кабельных линий.....	51
Приложение В Результаты расчетов токов КЗ.....	52
Приложение Г Схема релейной защиты питающей линии 10 кВ.....	54

Введение

В работе проводится разработка системы электроснабжения (СЭС) микрорайона (МКР) Обдорский, г. Салехард.

Актуальность темы заключается в том, что во всем мире постоянно производится постройка и ввод в эксплуатацию новых жилых микрорайонов, для электроснабжения которых требуется проектировать, в обязательном порядке, и их СЭС. Следовательно, изучение вопросов качественной разработки проектов СЭС микрорайонов является очень важным и актуальным. Также результаты данной работы могут быть использованы и при разработке мероприятий по реконструкции действующих СЭС различных микрорайонов и других подобных объектов.

Объект исследования: СЭС микрорайона Обдорский, г. Салехард.

Предмет исследования: вопросы выбора и проверки электрооборудования СЭС микрорайона.

Цель работы: разработка СЭС микрорайона согласно современным требованиям по надежности, безопасности и энергоэффективности.

Задачи работы:

- систематизировать общие характеристики микрорайона и его электрических нагрузок;
- определить расчетные электрические нагрузки;
- провести выбор трансформаторных подстанций, силовых трансформаторов;
- рассчитать питающие сети, выбрать электрооборудование;
- рассчитать токи КЗ;
- выбрать современное оборудование РЗА, рассчитать уставки защит.

Методы исследования: изучение документации и информационных материалов; анализ и синтез; аналитико-расчётный.

1 Общая характеристика микрорайона, исходные данные для разработки

1.1 Общая характеристика микрорайона

Инфраструктура района включает:

- жилые дома (ЖД),
- административные комплексы,
- социальные здания (детский сад, школа, училища, фитнес-клуб),
- газовые котельные,
- торгово-производственные здания (пиццерия, супермаркеты, магазины, торговые комплексы).

Микрорайон будет газифицирован, следовательно, расчет электрических нагрузок будет производиться с учетом газовых кухонных плит [15]. Предполагается постройка всех зданий из силикатного и красного глиняного кирпича. Освещение территории предполагается выполнить современными светодиодными светильниками.

Характеристики ЖД – 3 этажа, 1...2 подъезда, число квартир от 13 до 22.

Административные комплексы включают помещения госслужб, офисы торгово-коммерческих и иных организаций – 2...3 этажа, площадь от 66 до 1775 м².

Торгово-производственные здания (пиццерия, супермаркеты, магазины, торговые комплексы) – 2...3 этажа, площадь от 68 до 380 м².

Социальные здания (детский сад, школа, училища) – 2...3 этажа, вместимость от 212 до 1150 мест. Фитнес-клуб – 1 этаж, площадь 234 м².

Автоматизированные газовые котельные – 1 этаж, площадь от 260 до 445 м². Обеспечивают теплоснабжение района и снабжение горячей водой.

1.2 Исходные данные на проектирование

Далее для проведения расчетов электрических нагрузок микрорайона и разработки системы его СЭС, систематизируем исходные данные на проектирование.

Перечень зданий (потребителей электроэнергии) и их основные параметры приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень зданий и их основные параметры

№ на плане	Здание	Число квартир/ площадь/ вместимость	Этажей, шт	Число подъездов (входов), шт
1	ЖД	13	3	1
1А	ЖД	13	3	1
1Б	Пиццерия	68 м ²	3	1
2	ЖД	13	3	1
2/1	Супермаркет	130 м ²	3	1
3	ЖД	13	3	1
3А	ЖД	13	3	1
3Б	ЖД	22	3	2
3В	ЖД	13	3	1
3Г	ЖД	22	3	2
4	Адм. комплекс	1000 м ²	2	3
4/1	ЖД	13	3	1
5	ЖД	13	3	1
5/1	Магазин	118 м ²	2	2
5/2	Магазин	95 м ²	2	1
5/3	ЖД	13	3	1
6	Детсад	395	3	3
6Б	Супермаркет	252 м ²	2	2
7	ЖД	13	3	1
7А	ЖД	13	3	1
7Б	ЖД	22	3	2
8	Адм. комплекс	912 м ²	2	3
8А	Адм. комплекс	66 м ²	2	1
8Б	Адм. комплекс	292 м ²	2	2
9	Торг. центр №1	380 м ²	3	2

Продолжение таблицы 1

№ на плане	Здание	Число квартир/ площадь/ вместимость	Этажей, шт	Число подъездов (входов), шт
9А	ЖД	22	2	3
7/1	ЖД	13	2	1
10	Адм. комплекс	1775 м ²	3	4
10А	Газ. котельн.	260 м ²	1	1
12	Школа	212 мест	3	3
12А	ЖД	13	3	1
14	ЖД	22	3	3
17	Торг. центр №2	380 м ²	2	2
22	Газ. котельн.	380 м ²	1	2
22А	Газ. котельн.	445 м ²	1	2
24	Училище №1	1150 мест	3	3
37	ЖД	22	3	3
39А	ЖД	10	3	1
43	Училище №2	300 мест	2	2
43/1	ЖД	13	3	1
45	Фитнес-клуб	234 м ²	1	1
47	ЖД	13	3	1
47А	ЖД	13	3	1
49	ЖД	13	3	1

Категории надежности электроснабжения зданий определяются согласно ПУЭ [11], РД 34.20.185-94 [14] и требованиями технической документации на проектирование [15]:

- первая категория: газовые котельные;
- вторая категория: детский сад, школа, училища (для этих объектов системы противопожарной защиты и пожаротушения имеют отдельный независимый источник питания на основе ИБП), пиццерия;
- третья категория: торговые центры (для этих объектов системы противопожарной защиты и пожаротушения имеют отдельный независимый источник питания на основе ИБП), остальные объекты.

Генеральный план микрорайона показан на рисунке 1.

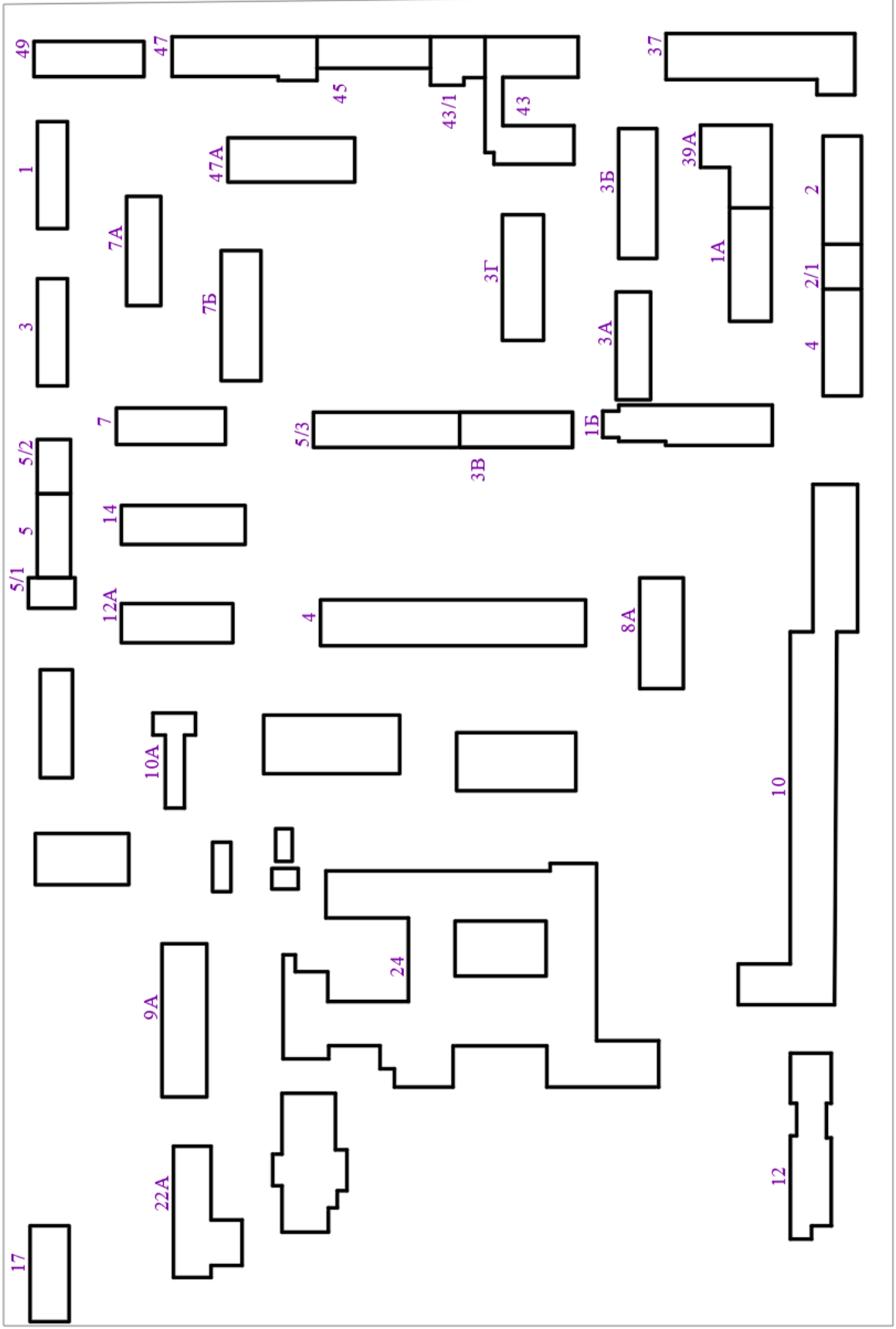


Рисунок 1 – Генеральный план микрорайона

2 Разработка системы электроснабжения микрорайона

2.1 Определение расчетных электрических нагрузок

«Расчет силовых и осветительных нагрузок необходим для дальнейшего выбора числа и мощности трансформаторных подстанций, кабелей схемы электроснабжения, расчета токов короткого замыкания и уставок релейной защиты, выбора электрических аппаратов на подстанциях, питающих район, т.е. для всей дальнейшей работы над проектом. Расчет ведется методом коэффициента спроса. Этот метод применяется для расчета электроснабжения крупных предприятий, жилых массивов с большим количеством электроприемников, когда влиянием отдельного электроприемника на общую нагрузку можно пренебречь» [16].

Электрические нагрузки ЖД рассчитываются по удельной мощности на одну квартиру. Нагрузки остальных зданий определяются по удельной мощности на единицу площади или вместимости. Удельные мощности принимаются согласно [14].

Расчетные характеристики зданий сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные характеристики зданий

№ здания	Здание	Число кв./ S/ мест	Этажей, шт	Руд, кВт/кв (м ² , место)	cosφ	Число подъездов (входов), шт
1	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
1А	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
1Б	Пиццерия	68 м ²	3	0,48	0,93	1
2	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
2/1	Супермаркет	130 м ²	3	0,22	0,8	1
3	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
3А	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
3Б	ЖД	22	3	1,09	0,87	2
3В	ЖД	13	3	1,41	0,87	1

Продолжение таблицы 2

№ здания	Здание	Число кв./ S/ мест	Этажей, шт	Руд, кВт/кв (м ² , место)	cosφ	Число подъездов (входов), шт
3Г	ЖД	22	3	1,09	0,87	2
4	Адм. комплекс	1000 м ²	2	0,16	0,88	3
4/1	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
5	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
5/1	Магазин	118 м ²	2	0,22	0,8	2
5/2	Магазин	95 м ²	2	0,22	0,8	1
5/3	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
6	Детсад	395	3	0,26	0,88	3
6Б	Супермаркет	252 м ²	2	0,22	0,8	2
7	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
7А	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
7Б	ЖД	22	3	1,09	0,87	2
8	Адм. комплекс	912 м ²	2	0,16	0,88	3
8А	Адм. комплекс	66 м ²	2	0,16	0,88	1
8Б	Адм. комплекс	292 м ²	2	0,16	0,88	2
9	Торг. центр №1	380 м ²	3	0,14	0,9	2
9А	ЖД	22	2	1,09	0,87	3
7/1	ЖД	13	2	1,41	0,87	1
10	Адм. комплекс	1775 м ²	3	0,16	0,86	4
10А	Газ. котельн.	260 м ²	1	0,25	0,85	1
12	Школа	212 мест	3	0,22	0,84	3
12А	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
14	ЖД	22	3	1,09	0,87	3
17	Торг. центр №2	380 м ²	2	0,14	0,9	2
22	Газ. котельн.	380 м ²	1	0,25	0,85	2
22А	Газ. котельн.	445 м ²	1	0,25	0,85	2
24	Училище №1	1150 мест	3	0,18	0,84	3
37	ЖД	22	3	1,09	0,87	3
39А	ЖД	10	3	2,27	0,87	1
43	Училище №2	300 мест	2	0,25	0,84	2
43/1	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
45	Фитнес-клуб	234 м ²	1	0,14	0,86	1
47	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
47А	ЖД	13	3	1,41	0,87	1
49	ЖД	13	3	1,41	0,87	1

«Активная нагрузка квартир для жилого дома определяется по формуле [2]:

$$P = P_{уд.кв} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{уд.кв}$ – удельная нагрузка квартиры, кВт;

n – количество квартир, присоединенных к элементу сети, шт» [2].

«Полная нагрузка жилого дома складывается из нагрузки квартир и силовых приемников (лифтов, вентиляции, водяных насосов и др.) и находится согласно выражениям [2]:

$$P_C = P_{P.Л} + k_{C.ДВ} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ДВ.Н} \cdot N_{Э}, \quad (2)$$

$$P_{P.Л.} = k_{C.Л.} \cdot \sum_{i=1}^{nл} P_{n.i}, \quad (3)$$

$$P_P = (P + P_{P.Л} \cdot N_{П} + P_C \cdot N_{П}) \cdot K_p, \quad (4)$$

где $P_{ДВ.Н}$ – номинальные мощности электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляции и других, равная 1,5 кВт из расчета на один этаж;

n – число двигателей, шт.;

$k_{C.ДВ}$ – коэффициент спроса этих двигателей, принимаемый равным 0,7 для многоэтажного дома в зависимости от числа этажей;

$k_{C.Л.}$ – коэффициент спроса лифтовых установок (при их наличии);

$P_{n.i}$ – установленная мощность электродвигателя i -го лифта, кВт;

P_C – нагрузка силовых электроприемников дома, кВт;

$N_{Э}$ – число этажей, шт.;

$N_{П}$ – число подъездов, шт.;

K_p – расчетный коэффициент, учитывающий неодновременность нагрузок, в зависимости от параметров здания» [2].

«Реактивная нагрузка жилого дома:

$$Q_{ж.д} = P_{ж.д} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс угла, соответствующий нормативному $\cos\varphi$ электроприемников квартир и силовых электроприемников» [2].

«Полная расчетная мощность жилого дома» [2]:

$$S_{ж.д} = \sqrt{P_{ж.д}^2 + Q_{ж.д}^2}, \quad (6)$$

1) Пример расчета нагрузки для ЖД № 1.

При числе квартир 13, $P_{уд} = 1,41 \text{ кВт} / \text{кв}$ [14].

$$P = 1,41 \cdot 13 = 18,33 \text{ кВт}.$$

Лифтов нет, т.е. $P_{р.л} = 0 \text{ кВт}$.

Проведем расчеты по формулам (2 - 6):

$$P_C' = 0,7 \cdot 1,5 \cdot 3 = 3,15 \text{ кВт};$$

$$P_p = (18,33 + 0 + 3,15 \cdot 1) \cdot 0,59 = 12,67 \text{ кВт}.$$

$$Q_p = 12,67 \cdot 0,57 = 7,18 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{12,67^2 + 7,18^2} = 14,57 \text{ кВА}.$$

2) Расчет нагрузки по вместимости (пример для школы, №12 на плане).

Для школы: $P_{уд} = 0,22 \text{ кВт} / \text{место}$ [14].

$$P = 0,22 \cdot 212 = 46,64 \text{ кВт}.$$

Проведем расчеты по формулам (2 - 6):

$$P_{р.л.} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_C = 0,7 \cdot 1,5 \cdot 3 = 3,15 \text{ кВт};$$

$$P_p = (46,64 + 0 + 3,15 \cdot 3) \cdot 0,87 = 48,8 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 48,8 \cdot 0,65 = 31,52 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{48,8^2 + 31,52^2} = 58,09 \text{ кВА}.$$

3) Расчет нагрузки по удельной мощности и площади (пример для административного комплекса, №4 на плане).

Для административного комплекса:

$$P_{уд.} = 0,16 \text{ кВт} / \text{м}^2 \text{ [14]}.$$

$$P = 0,16 \cdot 1000 = 160 \text{ кВт}.$$

Проведем расчеты по формулам (2 - 6):

$$P_{р.л.} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_C = 0,8 \cdot 1,5 \cdot 2 = 2,4 \text{ кВт};$$

$$P_p = (160 + 0 + 2,4 \cdot 3) \cdot 0,72 = 120,38 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 120,38 \cdot 0,54 = 64,98 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{120,38^2 + 64,98^2} = 136,8 \text{ кВА}.$$

Все нагрузки по зданиям определяются аналогично, расчеты сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов электрических нагрузок района

№ здания	cosφ	tgφ	Кс. дв	P, кВт	Pс, кВт	Kp	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
1	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
1А	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
1Б	0,93	0,40	0,9	32,64	4,05	0,82	30,09	11,89	32,35
2	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
2/1	0,8	0,75	0,9	28,6	4,05	0,87	28,41	21,30	35,51
3	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
3А	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
3Б	0,87	0,57	0,7	23,98	3,15	0,49	14,84	8,41	17,05
3В	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
3Г	0,87	0,57	0,7	23,98	3,15	0,49	14,84	8,41	17,05
4	0,88	0,54	0,8	160	2,40	0,72	120,38	64,98	136,80
4/1	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
5	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
5/1	0,8	0,75	0,9	25,96	2,70	0,85	26,66	19,99	33,32
5/2	0,8	0,75	0,9	20,9	2,70	0,85	20,06	15,05	25,08
5/3	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
6	0,88	0,54	0,7	102,7	3,15	0,91	102,06	55,08	115,97
6Б	0,8	0,75	0,9	55,44	2,70	0,87	52,93	39,70	66,16
7	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
7А	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
7Б	0,87	0,57	0,7	23,98	3,15	0,49	14,84	8,41	17,05
8	0,88	0,54	0,8	145,92	2,40	0,74	113,31	61,16	128,76
8А	0,88	0,54	0,8	10,56	2,40	0,92	11,92	6,44	13,55
8Б	0,88	0,54	0,8	46,72	2,40	0,83	42,76	23,08	48,59
9	0,9	0,48	0,9	53,2	4,05	0,87	53,33	25,83	59,26
9А	0,87	0,57	0,7	23,98	2,10	0,49	14,84	8,41	17,05
7/1	0,87	0,57	0,7	18,33	2,10	0,59	12,05	6,83	13,85
10	0,86	0,59	0,8	284	3,60	0,66	196,94	116,86	229,00
10А	0,85	0,62	0,9	65	1,35	0,95	63,03	39,06	74,16
12	0,84	0,65	0,7	46,64	3,15	0,87	48,80	31,52	58,09
12А	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
14	0,87	0,57	0,7	23,98	3,15	0,49	16,38	9,28	18,83

Продолжение таблицы 3

№ здания	cosφ	tgφ	Кс. дв	P, кВт	Pс, кВт	Кр	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
17	0,9	0,48	0,9	53,2	2,70	0,87	50,98	24,69	56,65
22	0,85	0,62	0,9	95	1,35	0,95	92,82	57,52	109,19
22А	0,85	0,62	0,9	111,25	1,35	0,95	108,25	67,09	127,36
24	0,84	0,65	0,7	207	3,15	0,87	188,31	121,64	224,18
37	0,87	0,57	0,7	23,98	3,15	0,41	13,71	7,77	15,75
39А	0,87	0,57	0,7	22,7	3,15	0,78	20,16	11,43	23,18
43	0,84	0,65	0,7	75	2,10	0,87	68,90	44,51	82,03
43/1	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,63	13,53	7,67	15,55
45	0,86	0,59	0,9	32,76	1,35	0,89	30,36	18,01	35,30
47	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
47А	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
49	0,87	0,57	0,7	18,33	3,15	0,59	12,67	7,18	14,57
Осветит. нагрузка территории	0,98	0,20	-	11,99	-	-	11,99	2,43	12,24

В системе освещения используем светодиодные модули уличного освещения 3xSVT-96W.

«Требуемое число светильников для освещения территории определяется исходя из расчетной активной мощности системы внешнего освещения:

$$N = \frac{P_{po}}{P_{ce}}, \quad (7)$$

где P_{ce} – паспортная активная мощность одного светильника, кВт» [5].

$$N = \frac{11,99}{0,288} \approx 42 \text{ шт.}$$

В системе освещения используем 42 светодиодных модуля уличного освещения 3xSVT-96W, установленных на опорах ОГКл-9 вдоль автомобильных дорог и ОГКл-6 в отдалении от дорог.

2.2 Выбор трансформаторных подстанций, силовых трансформаторов

«При выборе числа и местоположения ТП учитываем планировку застройки и трасс питающих КЛ, а также требования застройщика. Расположение ТП и распределение нагрузки выбираются с учетом обеспечения минимальной суммарной протяженности КЛ распределительной сети» [22].

Расположение ТП 10/0,4 кВ и зоны охвата их электрических нагрузок показаны на рисунке А.1 (Приложение А). Выбираем четыре современные ТП серии 2КТПН-10/0,4 с двумя силовыми трансформаторами, т.к. в составе нагрузок каждой ТП имеется нагрузка 2 и (для ТП-3 и ТП-4) 1 категории надежности электроснабжения.

«Оптимальная мощность силовых трансформаторов:

$$S_0 = \frac{S_p}{\beta \cdot N}, \quad (8)$$

где β – нормативный коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов, шт;

S_p – расчетная нагрузка потребителей, кВА» [6].

«Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ величина реактивной мощности (PM):

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.м.})^2 - P_p^2}, \quad (9)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P_p – расчетная активная мощность нагрузки ТП, кВт» [22].

«Требуемая для компенсации со стороны 0,4 кВ РМ» [22]:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1 \quad (10)$$

«При полученном отрицательном значении $Q_{0,4}$, либо менее 50 квар, компенсация реактивной мощности (КРМ) не требуется. Далее, в случае выбора установок КРМ, рассчитывается остаточное значение РМ согласно выражению» [28]:

$$Q_{нн} = Q_p - Q_{БК} \quad (11)$$

Рассмотрим пример выбора трансформаторов ТП-1 (зона охвата нагрузок показана на рисунке А.1, Приложение А, в состав нагрузки также входит освещение территории). Суммарные нагрузки ТП: 595,6 кВт; 353,5 квар; 692,61 кВА.

Проведем расчеты по формулам (8 – 11).

$$S_o = \frac{692,61}{0,7 \cdot 2} = 494,72 \text{ кВА}$$

На ТП устанавливаются два трансформатора ТМГ12-630/10.

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 695,6^2} = 650,52 \text{ квар}$$

$$Q_{0,4} = 353,5 - 650,52 = -297,01 \text{ квар} < 0$$

КРМ не требуется.

«Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме» [19]:

$$K_3 = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.} \cdot N}, \quad (12)$$

$$K_3 = \frac{692,61}{630 \cdot 2} = 0,55$$

«Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора» [19]:

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (13)$$

$$K_n = \frac{692,61}{630} = 1,1 \leq 1,4$$

Послеаварийная перегрузка составит 10 %, что менее допустимой 40 % [3].

Для других ТП расчеты аналогичны, результаты в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка трансформаторов ТП 10/0,4 кВ

Подстанция	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Sp.т, кВА	S.т, кВА	Q1, квар	Qк, квар	Sp.к., кВА	KП
ТП-1	595,6	353,5	692,61	494,72	630	650,52	-297,01	692,61	1,10
ТП-2	242,4	135,4	277,60	198,29	250	252,52	-117,14	277,60	1,11
ТП-3	699,1	398,8	804,86	574,90	630	537,75	-138,94	804,86	1,28
ТП-4	267,8	157,3	310,61	221,86	250	225,31	-68,01	310,61	1,24

«Активные потери мощности в трансформаторах ТП:

$$\Delta P_m = \Delta P_k / n \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (14)$$

где ΔP_{κ} – потери КЗ, кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_m – номинальная мощность, кВА;

ΔP_{xx} – потери ХХ, кВт» [18].

«Реактивные потери мощности в трансформаторах ТП:

$$\Delta Q_m = (U_{\kappa} / n \cdot 100) \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + (n \cdot I_{xx} \cdot S_m) / 100, \quad (15)$$

где U_{κ} – напряжение КЗ, %;

I_{xx} – ток ХХ, %» [18].

Для ТП-1:

$$\Delta P_m = 6,75 / 2 \cdot [(595,6^2 + 353,5^2) / 0,63^2] + 2 \cdot 0,7 = 2,62 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = (5,5 / 2 \cdot 100) \cdot [(659,5^2 + 418,1^2) / 0,63] + (2 \cdot 0,7 \cdot 0,63) / 100 = 29,76 \text{ квар}.$$

Потери мощности для всех ТП и итоговые нагрузки района посчитаны в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов потерь мощности для всех ТП и итоговых нагрузок района

№ ТП	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар	S'_p , кВА
ТП-1	2,620	29,760	598,226	383,267	710,471
ТП-2	1,351	11,436	243,702	146,818	284,510
ТП-3	2,977	37,097	702,084	435,909	826,402
ТП-4	1,477	13,183	269,315	170,478	318,736
Σ	8,4	91,48	1813,33	1136,47	2140,0

План трансформаторной подстанции показан на чертеже 3.

2.3 Расчет питающей сети 10 кВ

СЭС района должна соответствовать нормативно-техническим документам и проектной документации [11,14,15]. «Для потребителей первой и второй категории необходимо использовать двухтрансформаторные ТП двухцепные питающие КЛ 0,4 кВ, двухсекционные ВРУ 0,4 кВ. Для потребителей третьей категории следует использовать одноцепные питающие КЛ 0,4 кВ и односекционные ВРУ 0,4 кВ. Целесообразно применить кольцевую схему питания ТП района по стороне высокого напряжения, что обеспечит требуемую надежность электроснабжения при минимальных потерях электроэнергии и капиталовложениях в прокладку КЛ» [4, 9, 16, 27].

Питающая сеть 10 кВ выполняется кабелями современной марки АПвП, проложенными в траншеях. Схема питающей сети 10 кВ (упрощенная) показана на рисунке 2.

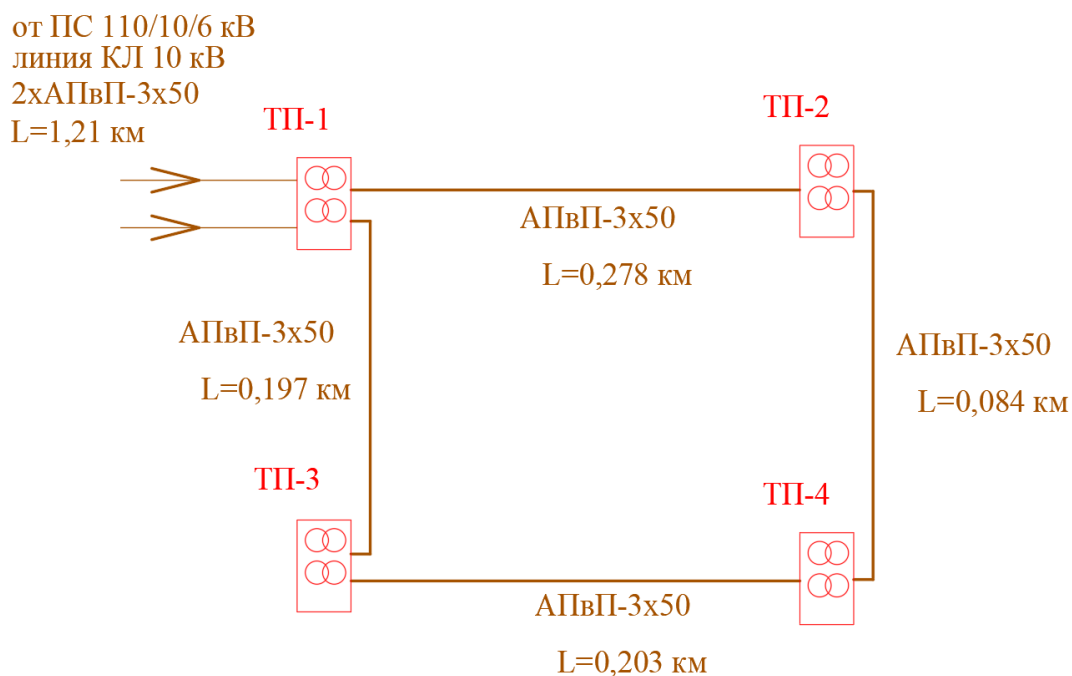


Рисунок 2 – Схема питающей сети 10 кВ

«Расчетный рабочий ток питающей линии:

$$I_p = S_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n), \quad (16)$$

где n – число цепей, шт» [7].

$$I_p = 2140 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2) = 61,8 \text{ A}.$$

«Экономическое сечение:

$$F_{\text{эк}} = I_p / j_{\text{эк}}, \quad (17)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [8].

$$F_{\text{эк}} = 61,8 / 1,4 = 44,1 \text{ мм}^2.$$

Выбирается кабель АПВП-3х50, $I_{\text{дон}} = 170 \text{ A}$ [16].

Ток послеаварийного режима:

$$I_{\text{ав}} = 2140 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1) = 123,6 \text{ A} < I_{\text{дон}} = 170 \text{ A}.$$

«Потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (18)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабелей,

Ом/км;

$\cos \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки» [8].

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 123,6 \cdot 1,21 \cdot 100}{10000} (0,62 \cdot 0,847 + 0,09 \cdot 0,531) = 1,5 \%$$

«Потери не должны превышать допустимые 5%» [11].

КЛ 10 кВ питающей сети рассчитываются так же, результаты в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет КЛ 10 кВ питающей сети

Участок	S _м , кВА	I _p , А	Сечение кабеля, мм ²	L, м	ΔU, %
ТП1-ТП-2	2140,0	123,6	50	278,4	0,34
ТП2-ТП-4	2140,0	123,6	50	84,4	0,10
ТП3-ТП-4	2140,0	123,6	50	203,2	0,25
ТП1-ТП-3	2140,0	123,6	50	196,9	0,24

Выбранные кабели АПвП-3х50 проходят проверку по допустимому току и потерям напряжения в линиях.

2.4 Расчет питающей сети 0,4 кВ и сети освещения территории

«Схема распределения сети 0,4 кВ выбирается согласно следующим основным критериям:

1) расположение ТП должно гармонично вписываться в инфраструктуру района и должно обеспечиваться оптимальное расположение по отношению к потребителям 0,4 кВ. Взаимная геометрия расположения подстанций также должна обеспечивать минимальную длину КЛ 10 кВ;

2) должна обеспечиваться требуемая надежность электроснабжения согласно ПУЭ;

3) необходимо обеспечить наименьшую протяженность КЛ 0,4 кВ с целью экономии кабельной продукции и строительно-монтажных работ. Также это обеспечит экономию электроэнергии в дальнейшем» [12, 23].

«Необходимо обеспечить возможность индивидуального отключения зданий» [15]. Исходя из вышеперечисленных критериев выбора, выбирается радиальная схема питающей сети 0,4 кВ. Питающая сеть 0,4 кВ выполняется кабелями современной марки АПвзБбШп, проложенными от ТП 10/0,4 кВ до вводных распределительных пунктов (РП) зданий.

Расчет для участка сети ТП-1–7/1(ЖД).

Расчетный ток КЛ, по (16):

$$I_{\max} = 13,85 / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1) = 20,0 \text{ А.}$$

Принимаем кабель АПвзБбШп 4×16 («минимальное сечение кабеля с алюминиевыми жилами 16 мм² по условию механической прочности при прокладке в земле» [17]). Допустимый ток для данного кабеля равен 90 А [16].

«Индуктивным сопротивлением для сети 0,4 кВ пренебрегаем» [17].

Потери напряжения в линии, по (18):

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,106 \cdot 100}{400} (1,94 \cdot 0,87 + 0 \cdot 0,493) = 0,77 \% < 5 \%$$

Для всех КЛ сети 0,4 кВ выбор кабелей и расчеты аналогичны, результаты в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет КЛ питающей сети 0,4 кВ

Участок	№ цепей	Sm, кВА	Ip, А	Сечение кабеля АПвзББШп, мм ²	Доп.кл, А	L, м	ΔU, %
ТП1--7/1	1	13,85	20,00	16	90	106,0	0,77
ТП1--9	1	59,26	85,53	16	90	73,8	1,15
ТП1--9А	1	17,05	24,62	16	90	7,5	0,14
ТП1--10А	2	74,16	107,03	25	115	85,5	1,07
ТП1--17	1	56,65	81,76	16	90	69,7	1,04
ТП1--22	2	109,19	157,61	50	165	12,3	0,42
ТП1--22А	2	127,36	183,82	70	200	16,4	0,50
ТП1--24	1	224,18	323,58	185	345	23,2	0,47
ТП2--1	1	14,57	21,03	16	90	74,5	1,14
ТП2--3	1	14,57	21,03	16	90	130,6	1,34
ТП2--5	1	14,57	21,03	16	90	153,8	1,58
ТП2--5/1	1	33,32	48,09	16	90	179,1	1,18
ТП2--5/2	1	25,08	36,19	16	90	136,7	1,13
ТП2--5/3	1	14,57	21,03	16	90	66,3	1,02
ТП2--7	1	14,57	21,03	16	90	80,7	0,76
ТП2--7А	1	14,57	21,03	16	90	47,2	0,67
ТП2--7Б	1	17,05	24,62	16	90	18,5	0,33
ТП2--12А	1	14,57	21,03	16	90	131,3	1,28
ТП2--14	1	18,83	27,18	16	90	97,1	1,30
ТП2--45	1	35,30	50,95	16	90	59,5	0,75
ТП2--47	1	14,57	21,03	16	90	56,7	0,87
ТП2--47А	1	14,57	21,03	16	90	21,2	0,33
ТП2--49	1	14,57	21,03	16	90	86,1	1,32
ТП3--4	2	136,80	197,45	70	200	64,3	1,07
ТП3--6	2	115,97	167,39	70	200	22,6	0,64
ТП3--6Б	1	66,16	95,50	16	90	137,0	1,31
ТП3--8	1	128,76	185,85	70	200	84,1	0,90
ТП3--8А	1	13,55	19,56	16	90	50,6	0,72
ТП3--8Б	1	48,59	70,14	16	90	114,8	1,59
ТП3--10	1	229,00	330,54	185	345	47,9	0,98
ТП3--12	2	58,09	83,85	16	90	111,4	1,24
ТП4--1А	1	14,57	21,03	16	90	65,6	0,65
ТП4--1Б	1	32,35	46,69	16	90	72,5	1,24
ТП4--2	1	14,57	21,03	16	90	99,1	1,52
ТП4--2/1	1	35,51	51,25	16	90	132,6	1,90
ТП4--3А	1	14,57	21,03	16	90	40,3	0,61

Продолжение таблицы 7

Участок	N цепей	Sм, кВА	Ip, А	Сечение кабеля АПвзБбШп, мм ²	Доп.кл, А	L, м	ΔU, %
ТП4--3Б	1	17,05	24,62	16	90	10,9	0,19
ТП4--3В	1	14,57	21,03	16	90	65,6	0,97
ТП4--3Г	1	17,05	24,62	16	90	8,2	0,15
ТП4--4/1	1	14,57	21,03	16	90	114,8	1,76
ТП4--37	1	15,75	22,74	16	90	54,0	0,87
ТП4--39А	1	23,18	33,45	16	90	56,7	1,39
ТП4--43	2	82,03	118,40	35	135	6,8	0,27
ТП4--43/1	1	15,55	22,45	16	90	58,1	0,95

План системы освещения показан на чертеже 1 графической части. От ТП-1 отходит три головные линии освещения, к которым суммарно подключено по 20, 13 и 9 светодиодных модуля уличного освещения 3xSVT-96W мощностью по 288 Вт.

«Расчётные токи головных линий освещения (1 фаза, 220 В):

$$I_p = \frac{P_n}{U_n \cdot \cos \varphi}, \quad (19)$$

где P_n – активная мощность нагрузки, кВт;

U_n – номинальное напряжение нагрузки, кВ» [5].

$$I_p = \frac{20 \cdot 0,288}{0,23 \cdot 0,75} = 33,391 \text{ A};$$

$$I_p = \frac{13 \cdot 0,288}{0,23 \cdot 0,75} = 21,704 \text{ A};$$

$$I_p = \frac{9 \cdot 0,288}{0,23 \cdot 0,75} = 15,026 \text{ A}.$$

«Для удобства эксплуатации системы освещения предприятия для питания светильников используются кабельные линии, проложенные в

траншеях под землей. Согласно ПУЭ для систем освещения надлежит применять кабели с медными жилами, для прокладки в земле следует использовать бронированные кабели, система нейтрали осветительной сети выбирается TN-C-S. Согласно ГОСТ 50571.5.52-2011 для прокладки в земле минимальное сечение медных жил кабеля, по условиям механической прочности, составляет 6 мм^2 » [2].

Принимаем для сети освещения кабели марки ВБбШв-3х6 мм^2 , допустимый ток 52 А [16]. Длительно допустимый ток данного кабеля больше тока головных линий освещения, следовательно, кабель подходит.

План прокладки кабельных линий показан на рисунке Б.1, Приложение Б.

2.5 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов КЗ в ключевых точках электрической сети необходим для выбора и проверки электрооборудования по допустимым параметрам и расчета уставок РЗА. Исходными для расчета являются принятый вариант схемы электроснабжения, выбранные к установке трансформаторы ТП, провода и кабели. Составляется эквивалентная схема замещения, куда вносятся только элементы сети, значимо влияющие на величину токов короткого замыкания, наносятся точки КЗ» [4, 13].

На рисунке 3 представлена схема замещения сети.

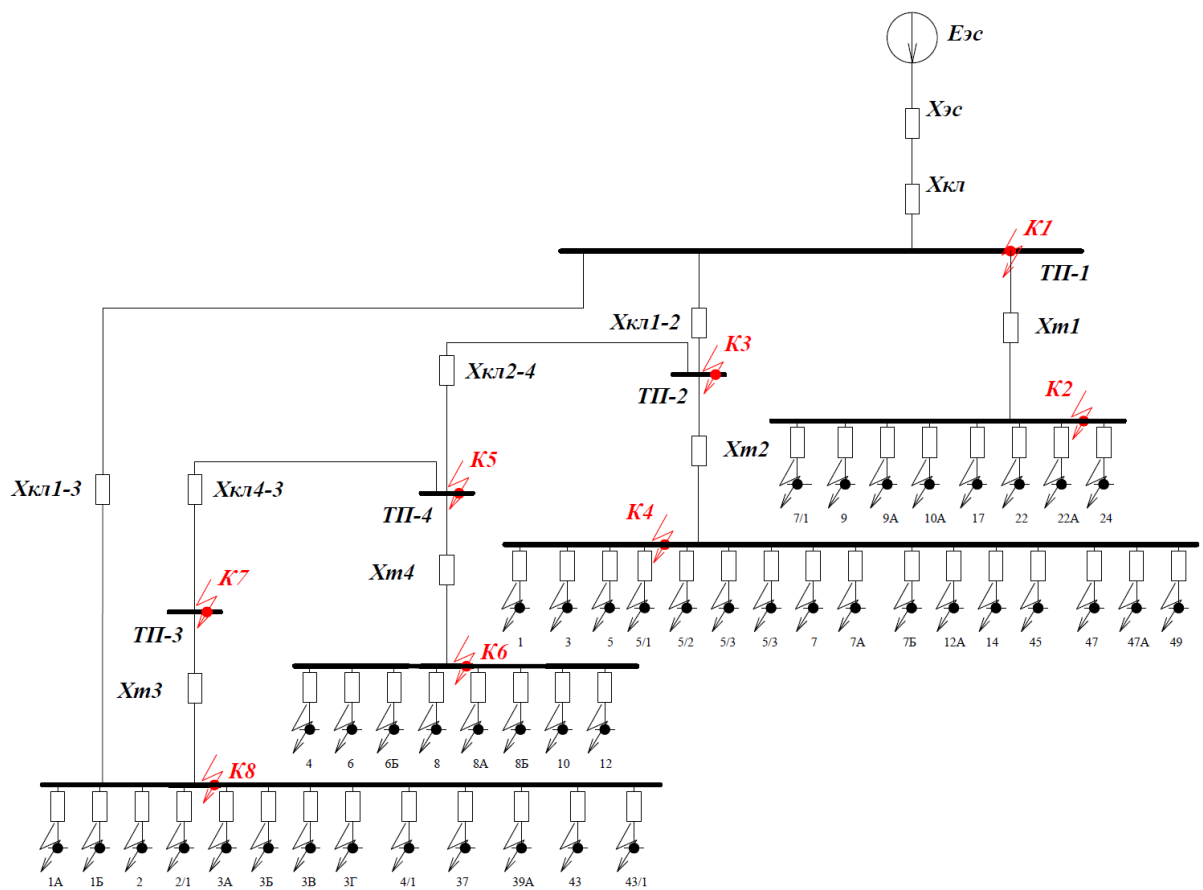


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ

«Полное сопротивление цепи до точки КЗ:

$$z = \sqrt{\Sigma r^2 + \Sigma x^2}, \quad (20)$$

где Σr – активное сопротивление цепи до точки КЗ, Ом;

Σx – индуктивное сопротивление цепи до точки КЗ, Ом» [13].

«Следует иметь в виду, что короткозамкнутая цепь находится под различными номинальными напряжениями. Приведенное сопротивление участков:

$$x^o = x \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_n} \right)^2, \quad (21)$$

где x – действительное сопротивление участка, Ом;

U_{σ} – среднее напряжение в точке КЗ (базисное), кВ;

U_n – номинальное напряжение приводимого участка, кВ» [13].

Для трансформатора:

$$x_m^o = \frac{U_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{нт}}, \quad (22)$$

«Приведенное сопротивление электрических линий определяется:

$$x_l^o = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\sigma}}{U_{нл}} \right)^2, \quad (23)$$

где x_0 – удельное сопротивление провода или жил кабеля, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{нл}$ – номинальное напряжение приводимого участка, кВ» [13].

«Периодическая слагающая трехфазного тока КЗ» [13]:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{\sigma}}{\sqrt{3z}}, \quad (24)$$

«Ударный ток КЗ:

$$I_y = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}, \quad (25)$$

где κ_y – ударный коэффициент;

T_a – постоянная затухания аperiodической слагающей тока» [13].

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (26)$$

$$T_a = \sum R / 314 \cdot \sum X, \quad (27)$$

«Ток двухфазного КЗ определяется по формуле» [13]:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2, \quad (28)$$

«Ток однофазного КЗ определяется по формуле» [13]:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 0,55 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (29)$$

«Переходное сопротивление в местах присоединения низковольтных проводов учитывается добавкой активного сопротивления равной 15 мОм и индуктивного равной 5 мОм» [24, 25].

Сопротивления линий сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Сопротивления линий

Участок	L, м	R'(0,4), мОм	X'(0,4), мОм
ТП1--7/1	106,0	205,56	51,39
ТП1--9	73,8	143,23	35,81
ТП1--9А	7,5	15,32	3,83
ТП1--10А	85,5	105,96	26,49
ТП1--17	69,7	135,27	33,82
ТП1--22	12,3	7,63	1,91
ТП1--22А	16,4	7,27	1,82
ТП1--24	23,2	3,88	0,97
ТП2--1	74,5	144,56	36,14
ТП2--3	130,6	253,31	63,33
ТП2--5	153,8	298,40	74,60
ТП2--5/1	179,1	347,47	86,87
ТП2--5/2	136,7	265,24	66,31
ТП2--5/3	66,3	128,64	32,16
ТП2--7	80,7	156,49	39,12

Продолжение таблицы 8

Участок	L,м	R'(0,4),мОм	X'(0,4),мОм
ТП2--7А	47,2	91,51	22,88
ТП2--7Б	18,5	35,81	8,95
ТП2--12А	131,3	254,63	63,66
ТП2--14	97,1	188,32	47,08
ТП2--45	59,5	115,38	28,85
ТП2--47	56,7	110,08	27,52
ТП2--47А	21,2	41,11	10,28
ТП2--49	86,1	167,10	41,78
ТП3--4	64,3	28,47	7,12
ТП3--6	22,6	9,99	2,50
ТП3--6Б	137,0	265,71	66,43
ТП3--8	84,1	37,25	9,31
ТП3--8А	50,6	98,14	24,54
ТП3--8Б	114,8	222,81	55,70
ТП3--10	47,9	7,99	2,00
ТП3--12	111,4	216,17	54,04
ТП4--1А	65,6	127,32	31,83
ТП4--1Б	72,5	140,58	35,14
ТП4--2	99,1	192,30	48,08
ТП4--2/1	132,6	257,29	64,32
ТП4--3А	40,3	78,25	19,56
ТП4--3Б	10,9	21,22	5,30
ТП4--3В	65,6	127,32	31,83
ТП4--3Г	8,2	15,91	3,98
ТП4--4/1	114,8	222,81	55,70
ТП4--37	54,0	104,77	26,19
ТП4--39А	56,7	110,08	27,52
ТП4--43	6,8	6,08	1,52
ТП4--43/1	58,1	112,73	28,18
ТП1-ТП-2	271	6,71	1,68
ТП2-ТП-4	82	2,03	0,51
ТП3-ТП-4	198	4,90	1,22
ТП1-ТП-3	191	4,75	1,19
КЛ до ТП-1	1,210	15,00	3,75

Сопровитвления трансформаторов сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Сопровитвления трансформаторов

Место	R'(10), мОм	X'(10), мОм	R'(0,4), мОм	X'(0,4), мОм
ТП-1	1,206	8,730	0,0019	0,0140
ТП-2	1,480	18,000	0,0024	0,0288
ТП-3	1,206	8,730	0,0019	0,0140
ТП-4	1,480	18,000	0,0024	0,0288

Расчет для участка ТП-1–7/1.

Сопровитвления КЛ 0,4 кВ до РП здания 7/1, с учетом переходных сопровитвлений контактов:

$$R_{КЛ0,4} = 205,56 + 15 = 220,56 \text{ мОм};$$

$$X_{КЛ0,4} = 51,39 + 5 = 56,39 \text{ мОм}.$$

С учетом сопровитвления трансформатора ТП-1, КЛ 10 кВ и сопровитвления энергосистемы, суммарные сопровитвления до точки КЗ:

$$R_{\Sigma} = 220,56 + 1,206 + 15 + 9,05 = 245,821 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = 56,39 + 8,73 + 3,75 + 66,68 = 135,551 \text{ мОм};$$

$$z = \sqrt{245,821^2 + 135,551^2} = 280,717 \text{ мОм}.$$

Проведем расчет по формулам (24 – 29):

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 280,717} = 0,823 \text{ кА};$$

$$T_a = 245,821 / (314 \cdot 135,551) = 0,0578;$$

$$\kappa_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0578}} = 1,71;$$

$$I_y = 0,823 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,71 - 1)^2} = 1,167 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,823 \cdot \sqrt{3} / 2 = 0,712 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,823 = 0,452 \text{ кА}.$$

Токи КЗ на остальных участках рассчитываются аналогично, результаты приведены в таблице Б.1 Приложения Б.

2.6 Выбор автоматических выключателей

«Для защиты линий распределительной сети 0,4 кВ требуется выбрать автоматические выключатели. Условия выбора автоматических выключателей» [2, 10]:

- «номинальное напряжение аппарата должно соответствовать напряжению сети, либо превышать его» [2, 10]:

$$U_{ном} \geq U_c, \quad (30)$$

- «предельная коммутационная способность (ПКС) аппарата должна превышать максимальный ударный ток КЗ в месте установки» [2]:

$$ПКС > i_y, \quad (31)$$

- «ток уставки теплового расцепителя должен превышать ток нагрузки» [2]:

$$I_{т.р.} > I_p, \quad (32)$$

- «отстройка уставки теплового расцепителя от номинального тока нагрузки» [2]:

$$I_{m.p.} > 1,1 \cdot I_p, \quad (33)$$

«Проверка чувствительности электромагнитного расцепителя» [2]:

$$K_q = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{эм.р.}}} > 1,1. \quad (34)$$

«Проверка по селективности срабатывания:

$$t_{c.o.} \geq t_{c.o.n.} + \Delta t, \quad (35)$$

где $t_{c.o.n.}$ – максимальное время срабатывания отсечки предыдущей от источника питания защиты, с;

Δt – ступень селективности, с» [26].

Выбор автоматического выключателя для защиты КЛ к зданию №7/1 согласно (30 - 35). Выбираем автомат ВА-51-35 на номинальный ток 25 А:

$$U_{ном} = 400 \geq 400 \text{ В};$$

$$1,1 \cdot 20 = 22 \text{ А};$$

$$I_{m.p.} = 25 > 22 \text{ А};$$

$$K_q = \frac{0,45}{0,13} = 3,62 > 1,1;$$

$$PKC = 8 > 1,17 \text{ кА};$$

$$t_{c.o.} = 0,25 \geq 0,02 + 0,1 = 0,12 \text{ с.}$$

Все условия выбора и проверки выполняются.

Для остальных линий выбор и проверка автоматов аналогичны, результаты сведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка автоматических выключателей

Участок	I_p , А	$1,1 \cdot I_p$, А	$I_{y.}$, кА	$I^{(1)}_{кз}$, кА	Тип автомата	$I_{ном}$, А	$I_{т.р.}$, кА	$I_{э.р.}$, кА	Кч	ПКС, кА
ТП1--7/1	20,00	22,00	1,17	0,45	ВА-51-35	25	0,025	0,13	3,62	8
ТП1--9	85,53	94,08	1,57	0,57	ВА-51-35	100	0,100	0,25	2,28	18
ТП1--9А	24,62	27,08	2,77	1,17	ВА-51-35	25	0,025	0,13	9,33	8
ТП1--10А	107,03	117,74	1,84	0,68	ВА-51-35	160	0,160	0,40	1,70	18
ТП1--17	81,76	89,94	1,62	0,59	ВА-51-35	100	0,100	0,25	2,36	18
ТП1--22	157,61	173,37	2,84	1,23	ВА-52-39	160	0,160	0,40	3,07	36
ТП1--22А	183,82	202,20	2,84	1,23	ВА-52-39	250	0,250	0,63	1,97	36
ТП1--24	323,58	355,93	2,86	1,26	ВА-52-39	400	0,400	1,00	1,26	36
ТП2--1	21,03	23,13	1,57	0,57	ВА-51-35	25	0,025	0,13	4,54	8
ТП2--3	21,03	23,13	1,63	0,57	ВА-51-35	25	0,025	0,13	4,60	8
ТП2--5	21,03	23,13	1,45	0,51	ВА-51-35	25	0,025	0,13	4,04	8
ТП2--5/1	48,09	52,90	0,86	0,30	ВА-51-35	50	0,050	0,13	2,38	8
ТП2--5/2	36,19	39,81	1,58	0,55	ВА-51-35	40	0,040	0,20	2,77	8
ТП2--5/3	21,03	23,13	1,67	0,61	ВА-51-35	25	0,025	0,13	4,87	8
ТП2--7	21,03	23,13	2,24	0,81	ВА-51-35	25	0,025	0,13	6,47	8
ТП2--7А	21,03	23,13	1,96	0,73	ВА-51-35	25	0,025	0,13	5,85	8
ТП2--7Б	24,62	27,08	2,55	1,02	ВА-51-35	25	0,025	0,13	8,14	8
ТП2--12А	21,03	23,13	1,08	0,38	ВА-51-35	25	0,025	0,13	3,05	8
ТП2--14	27,18	29,89	1,33	0,48	ВА-51-35	32	0,032	0,16	2,98	8
ТП2--45	50,95	56,05	1,76	0,65	ВА-51-35	63	0,063	0,32	2,06	8
ТП2--47	21,03	23,13	1,81	0,66	ВА-51-35	25	0,025	0,13	5,32	8
ТП2--47А	21,03	23,13	2,49	0,98	ВА-51-35	25	0,025	0,13	7,87	8
ТП2--49	21,03	23,13	1,47	0,77	ВА-51-35	25	0,025	0,13	6,20	8
ТП3--4	197,45	217,20	2,63	1,07	ВА-52-39	250	0,250	0,63	1,71	36
ТП3--6	167,39	184,13	2,82	1,21	ВА-52-39	250	0,250	0,63	1,93	36
ТП3--6Б	95,50	105,05	1,58	0,55	ВА-51-35	100	0,100	0,25	2,22	18

Продолжение таблицы 10

Участок	I_p , А	$1,1 \cdot I_p$, А	$I_{y.}$, кА	$I^{(1)}_{кз}$, кА	Тип автомата	$I_{ном}$, А	$I_{т.р.}$, кА	$I_{э.р.}$, кА	Кч	ПКС, кА
ТПЗ--8	185,85	204,43	2,53	1,01	ВА-52-39	200	0,200	0,50	2,02	36
ТПЗ--8А	19,56	21,51	1,90	0,71	ВА-51-35	20	0,020	0,10	7,06	8
ТПЗ--10	330,54	363,59	2,83	1,23	ВА-52-39	400	0,400	1,00	1,23	36
ТПЗ--12	83,85	92,24	1,22	0,43	ВА-51-35	100	0,100	0,25	1,73	18
ТП4--1А	21,03	23,13	1,68	0,61	ВА-51-35	25	0,025	0,13	4,90	8
ТП4--1Б	46,69	51,36	1,59	0,58	ВА-51-35	50	0,050	0,25	2,31	8
ТП4--2	21,03	23,13	1,97	0,70	ВА-51-35	25	0,025	0,13	5,63	8
ТП4--2/1	51,25	56,37	1,08	0,38	ВА-51-35	63	0,063	0,32	1,20	8
ТП4--3А	21,03	23,13	2,09	0,79	ВА-51-35	25	0,025	0,13	6,29	8
ТП4--3Б	24,62	27,08	2,71	1,12	ВА-51-35	25	0,025	0,13	8,97	8
ТП4--3В	21,03	23,13	1,68	0,61	ВА-51-35	25	0,025	0,13	4,90	8
ТП4--3Г	24,62	27,08	2,76	1,16	ВА-51-35	25	0,025	0,13	9,29	8
ТП4--4/1	21,03	23,13	1,79	0,63	ВА-51-35	25	0,025	0,13	5,06	8
ТП4--37	22,74	25,01	1,85	0,68	ВА-51-35	25	0,025	0,13	5,46	8
ТП4--39А	33,45	36,80	1,81	0,66	ВА-51-35	40	0,040	0,20	3,32	8
ТП4--43	118,40	130,24	2,85	1,24	ВА-51-35	160	0,160	0,80	1,55	18
ТП4--43/1	22,45	24,70	1,78	0,66	ВА-51-35	25	0,025	0,13	5,25	8

2.7 Расчет заземляющего устройства подстанций

Проведем расчет заземляющего устройства подстанций микрорайона.

«Максимально допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ $R_3=4$ Ом.

Удельное сопротивление грунта ρ_p (Ом · м) для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (36)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта (известняк), 2000 Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности» [18].

$$\rho_{p6} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{p2} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Используем контурное заземление. Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50x5 мм. Сопротивление растеканию для одного ВЭ определяется по формуле:

$$R_{овз} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (37)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – приведенный диаметр ВЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м» [18].

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (38)$$

где b – ширина уголка, м.

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{овз} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом}$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{овз} / R_n \quad (39)$$

где $R_n = 4$ Ом – максимально допустимое сопротивление заземления, Ом» [18].

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2 \approx 16 \text{ шт}$$

«Длина ГЭ определяется по формуле:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (40)$$

где a – расстояние между ВЭ, м» [18].

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (41)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр здания ТП, м.

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (9,3 + 7) = 32,6 \text{ м}$$

$$a = 32,6 / 16 = 2,04 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,04 \cdot 16 = 34,27 \text{ м}$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{эз}} = \frac{\rho_{\text{пз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (42)$$

где l – длина ГЭ, м;

d – расчетный диаметр ГЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м» [18].

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (43)$$

где b – ширина полосы, м.

Сопротивление растеканию для ГЭ:

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{23} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 34,27} \cdot \ln \left(\frac{34,27^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,757 \text{ Ом}$$

«Эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{zp} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (44)$$

где η_6 – коэффициент использования ВЭ;

η_2 – коэффициент использования ГЭ» [18].

$$R_{zp} = \frac{60,962 \cdot 2,757}{60,962 \cdot 0,51 \cdot 16 + 2,757 \cdot 0,3} = 3,792 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

Схема контура заземления ТП показана на рисунке 4.

В данном разделе проведена разработка СЭС микрорайона, выбрано и проверено по допустимым параметрам электрооборудование, проведен расчет заземления ТП. Далее для обеспечения требуемой надежности электроснабжения необходимо провести выбор средств РЗА питающей КЛ 10 кВ и автоматического ввода резерва питания потребителей 1 категории.

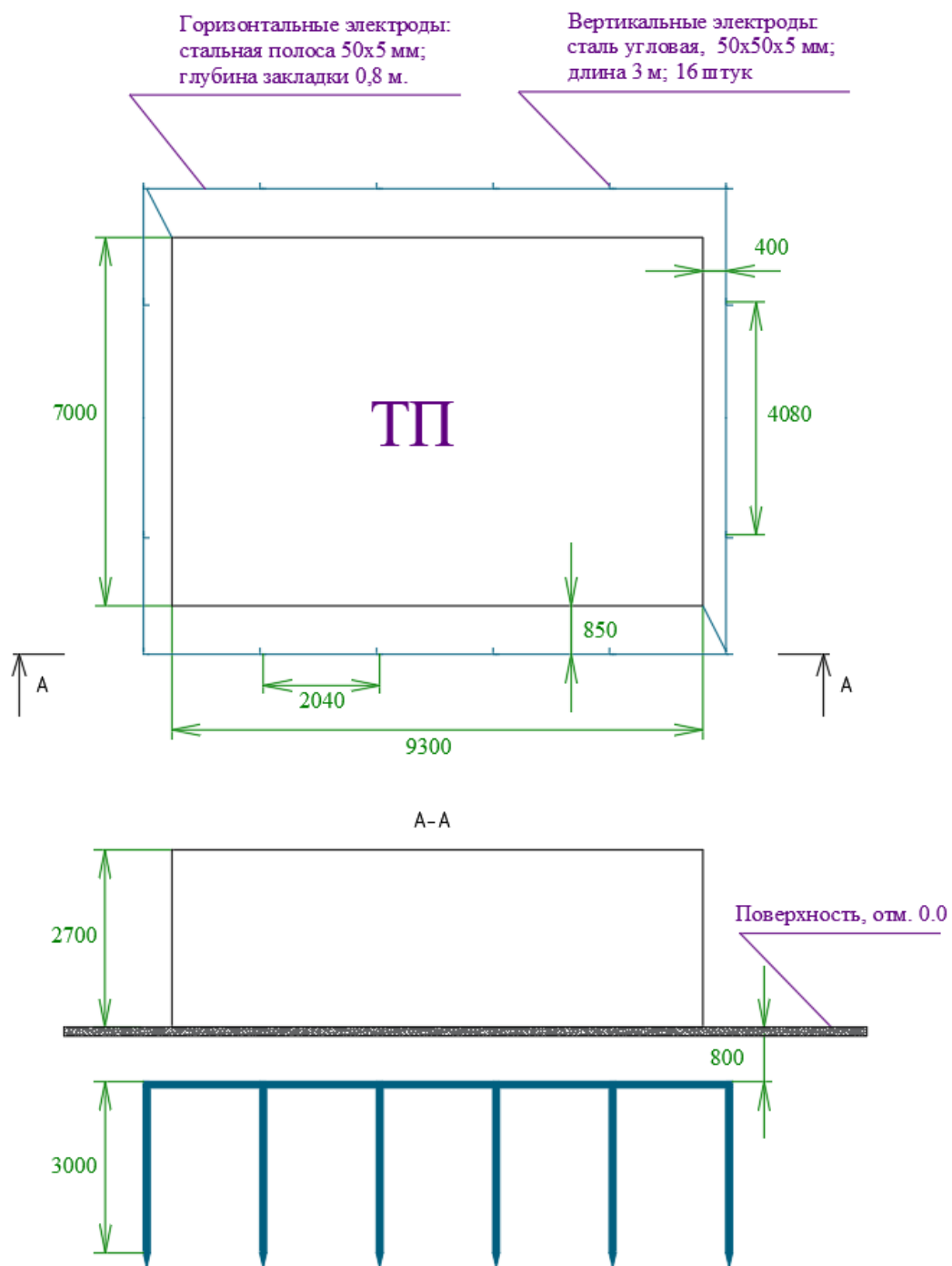


Рисунок 4 – Схема контура заземления ТП

3 Релейная защита и автоматика

3.1 Защита питающей КЛ 10 кВ

Защита питающей КЛ 10 кВ обеспечивается терминалами Сириус-2Л-02, схема приведена в Приложении В.

Внешний вид терминала Сириус-2Л-02 показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид терминала Сириус-2Л-02

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{omc} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (45)$$

где K_{omc} – коэффициент отстройки, равен 5,0 для МУ РЗА» [1].

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,062 = 0,309 \text{ кА}$$

«МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (46)$$

где $I_{p.макс}$ – расчетный ток КЛ, А» [1].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 123,555 = 171,523 \text{ А}$$

«Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (47)$$

где $k_{cx} = 1$ – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ» [1].

$$I_{CP} = 171,523 \cdot \frac{1}{150/5} = 5,717 \text{ А}$$

«Коэффициент чувствительности защиты» [1]:

$$k_q = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (48)$$

$$k_q = \frac{2355}{171,523} = 13,7 \geq 1,5$$

Защита от замыканий на землю (ЗНЗ).

«Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (49)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,2 для МУ РЗА;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока, равен 2,5 для МУ РЗА;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L \cdot m, \quad (50)$$

где I_{CO} – удельный ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина линии, км;

m – число проводов на фазу, шт» [1].

$$I_C = 1,16 \cdot 1,21 \cdot 1 = 1,404 \text{ А}$$

$$I_{C.з.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,404 = 4,212 \text{ А}$$

3.2 Автоматический ввод резерва (АВР) 0,4 кВ

АВР предназначен для автоматического переключения питания ответственных потребителей на резервный источник при пропадании либо несоответствии норм показателей качества питания с основного источника.

Упрощенная схема АВР 0,4 кВ показана на рисунке 6.

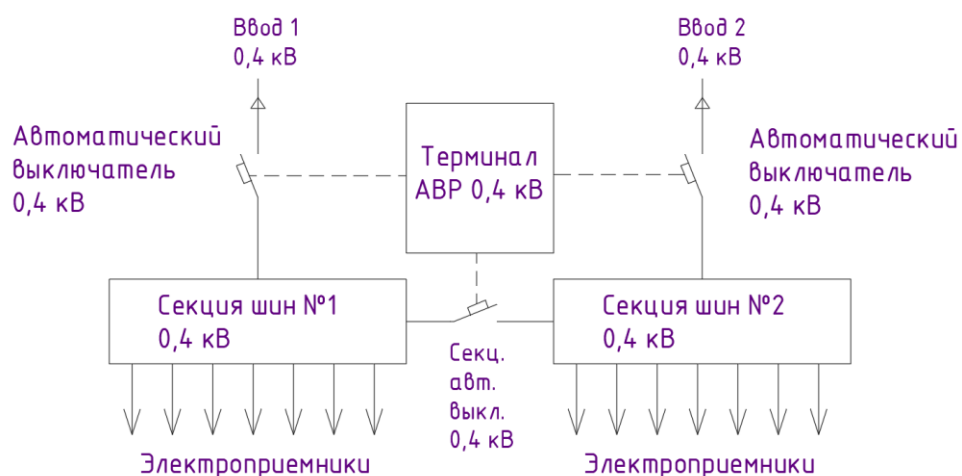


Рисунок 6 – Упрощенная схема АВР 0,4 кВ

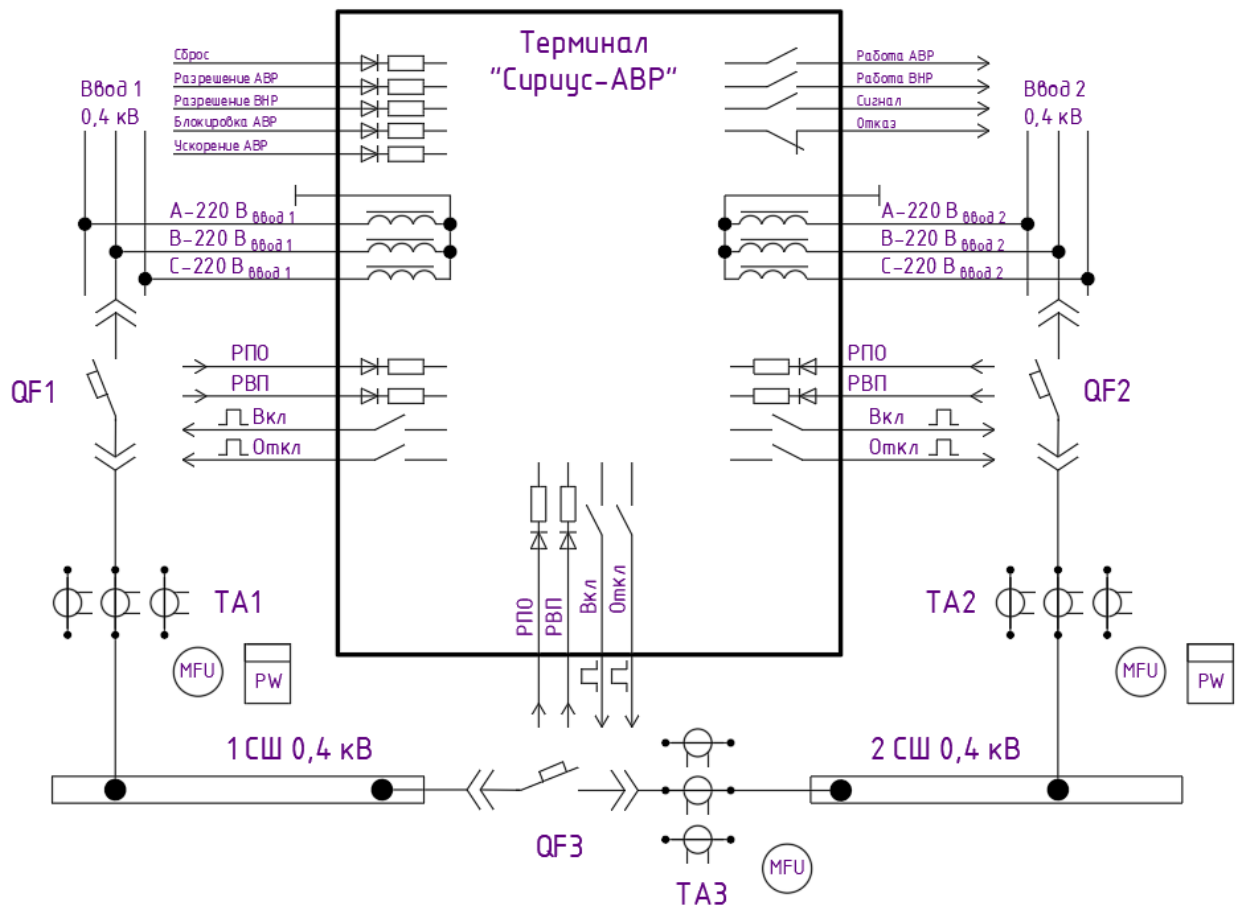
АВР на шинах вводных РП 0,4 кВ потребителей 1 категории (газовые котельные) выполняется на микропроцессорном терминале Сириус-АВР, внешний вид терминала показан на рисунке 7.



Рисунок 7 – Внешний вид терминала Сириус-АВР

«Для обеспечения дистанционного управления и контроля состояния, вводные и секционный автоматические выключатели на вводе 0,4 кВ и секционной перемычке выбираются с электромагнитным приводом. Терминал Сириус-АВР обеспечивает автоматический ввод резервного источника при пропадании напряжения на одном из питающих вводов и автоматическое восстановление схемы нормального режима питания. В нормальном режиме работы питание подается на оба ввода 0,4 кВ, секционный выключатель отключен. При пропадании напряжения на одном из вводов, АВР отключает выключатель этого ввода (QF1 или QF2) и включает секционный выключатель (QF3). После проведения необходимых ремонтно-восстановительных работ и появлении питания на втором вводе 0,4 кВ, терминал АВР автоматически восстанавливает схему нормального режима питания, включая выключатель ввода (QF1 или QF2) и отключая секционный выключатель (QF3)» [21].

Схема микропроцессорного АВР приведена на рисунке 8.



Зона	Поз. обозн.	Обозначение	Кол.	Примечание
		Автоматические выключатели		
	QF1..QF3	ВА-51-35	3	
		Трансформаторы тока		
	TA1..TA3	ТШЛ-0,66-У1	9	

Рисунок 8 – Схема микропроцессорного АВР

Выбор уставок АВР 0,4 кВ производится в соответствии с инструкцией терминала.

«Уставка пускового органа минимального напряжения выбирается по условию:

$$U_{C.P} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (51)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, В» [1].

$$U_{C.P0,4} = 0,7 \cdot 380 = 266 \text{ В.}$$

«Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на другой секции, выбирается по условию» [1]:

$$U_{C.P} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \quad (52)$$
$$U_{C.P0,4} = (0,6 \div 0,65) \cdot 380 = 228 \div 247 \text{ В.}$$

«Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения АВР выбирается по условию:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (53)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания автоматических выключателей при КЗ на отходящих линиях, с;

Δt – ступень селективности, с» [1].

$$t_{C.P.ABP} = 0,05 + 0,5 = 0,55 \text{ с.}$$

Таким образом, для обеспечения функций релейной защиты и автоматики выбраны современные микропроцессорные терминалы. Защита питающей КЛ 10 кВ обеспечивается терминалами Сириус-2Л-02. АВР на шинах вводных РП 0,4 кВ потребителей 1 категории (газовые котельные) выполняется на терминале Сириус-АВР. Рассчитаны уставки предусмотренных видов РЗА.

Заключение

Разработана система электроснабжения микрорайона Обдорский, г. Салехард, разработка проведена в соответствии с нормативно-технической и проектно-строительной документацией.

Были решены следующие задачи:

- проанализирована проектно-строительная документация;
- проанализированы основные нормативно-технические документы по разработке СЭС жилых районов;
- систематизированы общие характеристики микрорайона;
- систематизированы расчетные данные по зданиям, инфраструктуре, электрическим нагрузкам;
- определены расчетные электрические нагрузки, с учетом системы освещения территории;
- спроектированы системы освещения территории, выбраны места расположения, тип светильников, опоры освещения, составлен план расположения светильников;
- проведен выбор трансформаторных подстанций, силовых трансформаторов;
- рассчитаны питающие сети 10 кВ и 0,4 кВ, выбрано электрооборудование, выбраны кабели;
- рассчитана сеть системы освещения территории, выбраны кабели;
- рассчитаны токи КЗ;
- выбрано современное оборудование РЗА на основе микропроцессорных терминалов серии «Сириус»;
- в соответствии с инструкциями от производителя, составлены схемы подключения терминалов РЗА;
- рассчитаны уставки РЗА.

Разработанная СЭС микрорайона обеспечит надежное и безопасное электроснабжение потребителей согласно актуальным требованиям.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2017. 256 с.
2. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. 416 с.
3. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Энергия, 2018. 39 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. – М.: Солон-Пресс, 2017. 416 с.
5. Кнорринг Т.М. Справочная книга для проектирования электроосвещения. – СПб.: Энергия, 2018. 573 с.
6. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. – М.: ИЦ Академия, 2017. 320 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2016. 412 с.
8. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
9. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с., ил.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2021. 648 с.
12. Проектирование электроснабжения. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://220blog.ru/> (дата обращения: 24.06.2021).

13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования - М.: Энергия, 2018. 69 с.
14. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – Москва: Изд-во стандартов, 2021. 30 с.
15. Техническая документация. Электроснабжение микрорайона Обдорский. – Салехард, 2021. 198 с.
16. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – М.: Лань, 2018. 480 с.
17. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
18. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: Дрофа, 2016. 288 с.
19. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. – М.: Форум, Инфра-М, 2017. 216 с.
20. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
21. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 22.06.2021).
22. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению / М.А. Юндин, А.М. Королев. - М.: Лань, 2016. 320 с.
23. Энергосети России. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <https://energoseti.ru/> (дата обращения: 23.06.2021).
24. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
25. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2018, №2. p. 44-50.
26. Designing a modern substation to minimise cost and time during future upgrades. Sinclair Boy Pienaar. /Dissertation submitted in fulfilment of the re-quirements for the degree: Master of Engineering in Electrical Engineering /Department of

Electrical, Electronic and Computer Engineering, Faculty of Engineering and Information Technology. Central University of Technology, Free State, July 2019.

27. Minimization of active capacity losses in cable power lines of 0.4 kV using optimally distributed compensating devices at petrochemical and oil refining enterprises. E. V. Tumaeva¹, S. S. Kuzin and E. N. Gavrilov. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 643, DOI: 10.1088/1757-899X/643/1/012100; 21 September 2019.

28. Vlasyuk, I.V. Paramonov, S.Yu. Belov, S.I. The influence of reactive power compensation on energy saving by agricultural enterprises. AGRIS: International information system for the agricultural science and technology, 2018, P 40–46.

Приложение Б

План прокладки кабельных линий

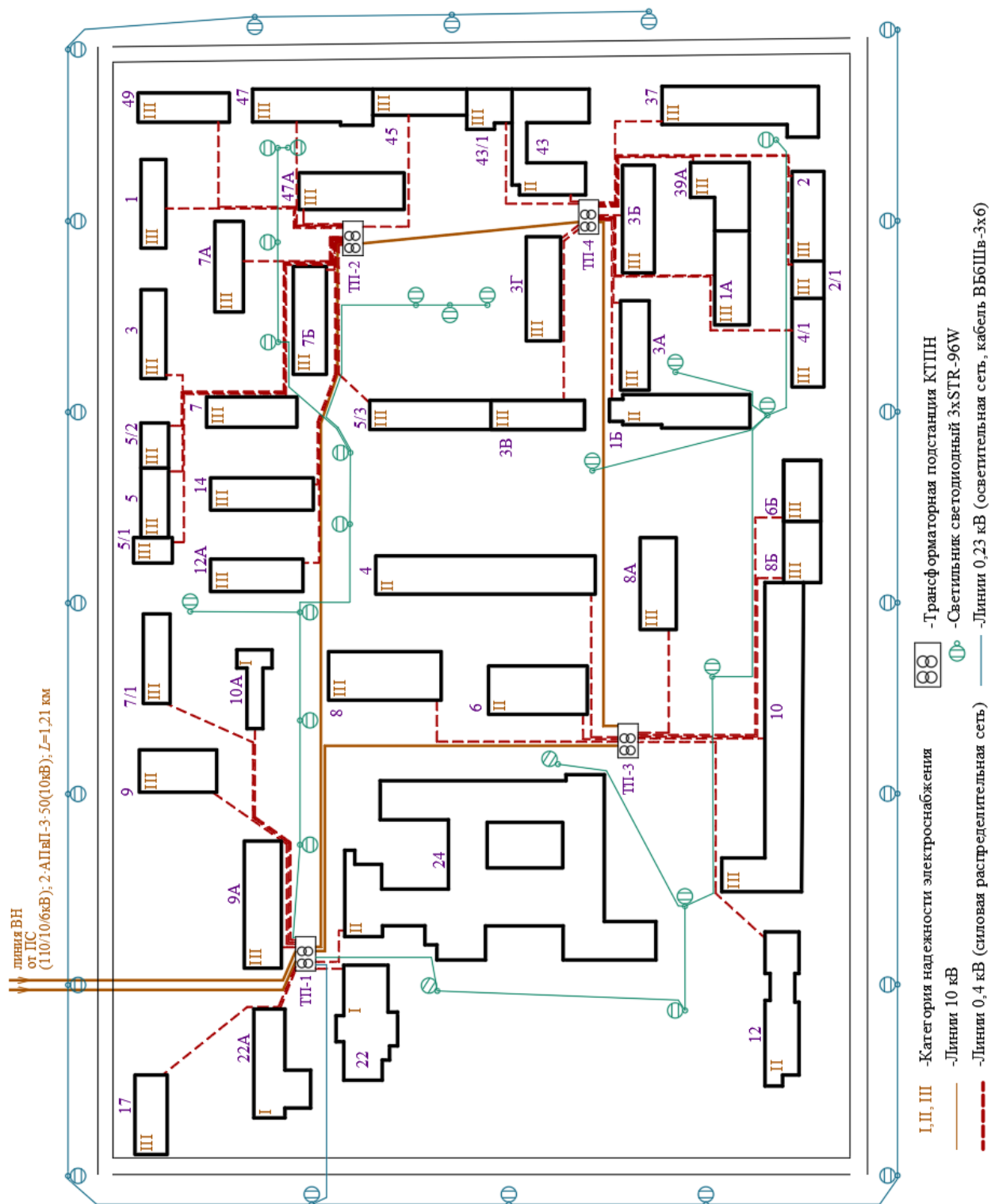


Рисунок Б.1 – План прокладки кабельных линий

Приложение В
Результаты расчетов токов КЗ

Таблица В.1 – Результаты расчетов токов КЗ

Участок / точка КЗ	Zсум, мОм	I ⁽³⁾ кз., кА	I _y ., кА	I ⁽²⁾ кз., кА	I ⁽¹⁾ кз, кА
К1	84,9406	2,719	3,434	2,355	-
К2	98,2553	2,350	2,883	2,036	1,293
К3	89,6682	2,576	3,353	2,230	-
К4	102,7108	2,249	2,844	1,947	1,237
К5	220,1615	1,049	1,616	0,908	-
К6	237,8972	0,971	1,458	0,841	0,534
К7	225,0006	1,026	1,584	0,889	-
К8	242,5700	0,952	1,433	0,825	0,524
ТП1--7/1	280,7168	0,823	1,167	0,712	0,452
ТП1--9	222,7349	1,037	1,574	0,898	0,570
ТП1--9А	108,9077	2,121	2,771	1,836	1,166
ТП1--10А	187,1415	1,234	1,838	1,069	0,679
ТП1--17	215,0541	1,074	1,625	0,930	0,591
ТП1--22	103,4388	2,233	2,837	1,934	1,228
ТП1--22А	103,1899	2,238	2,840	1,938	1,231
ТП1--24	100,8914	2,289	2,863	1,982	1,259
ТП2--1	224,0186	1,031	1,566	0,893	0,567
ТП2--3	331,5585	1,045	1,633	0,905	0,575
ТП2--5	376,9279	0,919	1,446	0,796	0,505
ТП2--5/1	426,5720	0,541	0,857	0,469	0,298
ТП2--5/2	343,5392	1,008	1,579	0,873	0,555
ТП2--5/3	208,6838	1,107	1,669	0,958	0,609
ТП2--7	235,6143	1,470	2,244	1,273	0,809
ТП2--7А	173,6644	1,330	1,961	1,152	0,731
ТП2--7Б	124,7767	1,851	2,548	1,603	1,018
ТП2--12А	332,8885	0,694	1,085	0,601	0,382
ТП2--14	266,8462	0,865	1,334	0,749	0,476
ТП2--45	196,0371	1,178	1,765	1,020	0,648
ТП2--47	191,0179	1,209	1,806	1,047	0,665
ТП2--47А	129,1305	1,788	2,487	1,549	0,984
ТП2--49	245,9793	1,408	1,469	1,220	0,775
ТП3--4	118,9039	1,942	2,632	1,682	1,068
ТП3--6	105,0874	2,198	2,818	1,903	1,209
ТП3--6Б	344,0055	1,007	1,577	0,872	0,554
ТП3--8	125,9514	1,834	2,531	1,588	1,008
ТП3--8А	179,8205	1,284	1,903	1,112	0,706

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В.1

Участок / точка КЗ	Zсум, мОм	I ⁽³⁾ кз., кА	Iу., кА	I ⁽²⁾ кз., кА	I ⁽¹⁾ кз, кА
ТПЗ--10	103,6894	2,227	2,834	1,929	1,225
ТПЗ--12	294,4556	0,784	1,217	0,679	0,431
ТП4--1А	207,4132	1,113	1,678	0,964	0,612
ТП4--1Б	220,1704	1,049	1,591	0,908	0,577
ТП4--2	270,7764	1,279	1,974	1,108	0,704
ТП4--2/1	335,5495	0,688	1,077	0,596	0,379
ТП4--3А	161,5162	1,430	2,085	1,238	0,786
ТП4--3Б	113,3027	2,038	2,711	1,765	1,121
ТП4--3В	207,4132	1,113	1,678	0,964	0,612
ТП4--3Г	109,3448	2,112	2,765	1,829	1,162
ТП4--4/1	301,0596	1,151	1,788	0,996	0,633
ТП4--37	186,0240	1,241	1,848	1,075	0,683
ТП4--39А	191,0179	1,209	1,806	1,047	0,665
ТП4--43	102,3787	2,256	2,849	1,954	1,241
ТП4--43/1	193,5244	1,193	1,785	1,033	0,656

