

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 Реконструкция системы электроснабжения микрорайона № 12 г. Анапа

Обучающийся

Р.Е. Королев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 49 страниц, 6 рисунков, 10 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: реконструкция, микрорайон, электроснабжение, потребитель, нагрузка, надежность, оборудование, релейная защита.

Актуальность работы вызвана сильным износом и технологическим устареванием действующего электрооборудования системы электроснабжения микрорайона № 12 г. Анапа. Часто поступают жалобы от жильцов на перерывы электроснабжения ввиду учащения проведения ремонтных работ по восстановлению работоспособности элементов и оборудования СЭС. Предприятие, в ведении которого находятся электрические сети данного микрорайона, несет дополнительные экономические и репутационные убытки.

Объект исследования: микрорайон № 12 г. Анапа

Предмет исследования: вопросы реконструкции электроснабжения микрорайона.

Цель работы: проведение реконструкции системы электроснабжения для обеспечения ее надежной и безопасной работы.

Содержание ВКР включает вопросы: анализ исходных данных по электроснабжению потребителей микрорайона, расчет электрических нагрузок города, выбор и расчет числа и мощности трансформаторов, выбор кабелей, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования и его проверка, выбор устройств релейной защиты и автоматики, расчет заземления и молниезащиты.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных по электроснабжению микрорайона.....	7
2 Разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения микрорайона	12
2.1 Расчет электрических нагрузок микрорайона	12
2.2 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов	15
2.3 Выбор кабелей электрической сети.....	20
2.4 Расчет токов короткого замыкания	25
2.5 Выбор аппаратов защиты линий распределительной сети	32
2.6 Выбор основного электрооборудования и его проверка.....	34
2.7 Выбор устройств релейной защиты и автоматики	39
2.8 Расчет заземления и молниезащиты.....	42
Заключение	46
Список используемых источников.....	48

Введение

Городские микрорайоны представляют собой относительно небольшие районы города, которые включают в себя жилые здания, объекты социальной инфраструктуры (детские сады, школы, поликлиники), а также коммерческие объекты (магазины, кафе, аптеки). Они обычно располагаются в непосредственной близости друг от друга и имеют общую систему транспортных и инженерных коммуникаций. Основной целью создания микрорайонов (МКР) является повышение качества жизни населения за счет обеспечения доступности всех необходимых услуг и объектов на небольшом расстоянии от места проживания. Это позволяет сократить время, затрачиваемое на дорогу, и улучшить транспортную доступность района в целом. Проектирование и строительство МКР предполагает учет множества факторов, таких как климатические условия, особенности ландшафта, транспортная доступность, экологическая ситуация и др. Это позволяет создать комфортную и безопасную среду для проживания и жизнедеятельности людей.

Города, как и любые другие современные территории проживания людей и сосредоточения производств, бизнеса и сферы услуг, являются энергоемкими потребителями электрической энергии с большим числом различных электроприемников самых различных типов и видов. Жилые районы включают в себя значительное число многоквартирных жилых домов, основными потребителями энергии в которых являются квартиры и установленные в них электроприборы. Энергосистема МКР включает существенное число потребителей электроэнергии, расположенных в квартирах, частных жилых домах, общественных, административных и коммерческих зданиях. В состав электроприемников входит общедомовое коммунальное техническое оборудование (электродвигатели и системы управления вентиляции, насосов водоснабжения и канализации, общее освещение и т.п.), а также бытовые приборы и электронная техника,

электроотопительное оборудование и прочие потребители электроэнергии. В состав инфраструктуры МКР могут входить производственные объекты промышленных и коммерческих предприятий со значительным энергопотреблением, а также объекты особой важности, к которым предъявляются особые требования по обеспечению надежности электроснабжения согласно ПУЭ (военные и медицинские объекты, объекты государственного управления и т.д.). В настоящее время каждый жилой микрорайон нуждается в качественном и надежном электроснабжении.

Системы электроснабжения (СЭС) городских микрорайонов представляют собой комплекс оборудования и сооружений, обеспечивающих передачу и распределение электроэнергии на территории МКР. Основными элементами системы электроснабжения являются источники электроэнергии, такие как электрические трансформаторные подстанции; линии электропередачи; распределительные устройства и пункты; устройства защиты и автоматики; осветительные установки, такие как уличные фонари, светильники в подъездах и на лестничных клетках. Системы электроснабжения должны обеспечивать надежность и безопасность электроснабжения потребителей, а также соответствовать требованиям по качеству электроэнергии. Для этого проводятся регулярные проверки и техническое обслуживание оборудования, а также принимаются меры по улучшению энергоэффективности и снижению потерь электроэнергии. Реконструкция СЭС микрорайонов проводится в целях повышения надежности и эффективности электроснабжения, а также для улучшения экологической ситуации и архитектурного облика микрорайона. Она может включать в себя замену устаревшего оборудования на новое, более эффективное и безопасное, а также модернизацию систем учета и контроля электроэнергии. Также может проводиться реконструкция линий электропередачи, распределительных устройств и осветительных установок. Понятна важность обязательного проведения своевременной реконструкции систем электроснабжения микрорайонов, по мере износа и технологического

устаревания действующего электрооборудования и электрических сетей, а также ввиду существенного роста электрических нагрузок ввиду расширения инфраструктуры района или подключения новых электроприемников.

Актуальность работы вызвана сильным износом и технологическим устареванием действующего электрооборудования системы электроснабжения микрорайона № 12 г. Анапа. Часто поступают жалобы от жильцов на перерывы электроснабжения ввиду учащения проведения ремонтных работ по восстановлению работоспособности элементов и оборудования СЭС. Предприятие, в ведении которого находятся электрические сети данного микрорайона, несет дополнительные экономические и репутационные убытки.

Объект исследования: микрорайон № 12 г. Анапа

Предмет исследования: вопросы реконструкции электроснабжения микрорайона.

Цель работы: проведение реконструкции системы электроснабжения для обеспечения ее надежной и безопасной работы.

Задачи работы:

- провести анализ исходных данных по электроснабжению потребителей, обосновать реконструкцию системы электроснабжения микрорайона;
- определить актуальные электрические нагрузки;
- провести расчет рабочих и аварийных режимов, выбрать и проверить по допустимым параметрам новое электрооборудование СЭС.

Практическая значимость состоит в том, что реконструкция имеет важное практическое значение для обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей. Она позволит снизить потери электроэнергии, повысить энергоэффективность и экологическую безопасность, а также улучшить архитектурный облик микрорайона.

1 Анализ исходных данных по электроснабжению микрорайона

Основную часть зданий составляют многоквартирные жилые дома (МЖД) различной конфигурации. Тип кухонных плит – электрические. Также имеются: поликлиника детская, детские сады, школа, торговые центры (ТЦ), ГСК (гаражный кооператив). С точки зрения обеспечения надежности электроснабжения, согласно СП 31-110-2003, основная часть зданий относится к первой категории (МЖД по условиям обеспечения питания лифтов; ТЦ, детские сады и школа по условиям пожаробезопасности). Гаражный кооператив относится к третьей категории надежности электроснабжения [1].

Перечень зданий и их характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики зданий

№ здания на генплане	Наименование	Кол-во квартир/ площадь/ число мест	Этажность
1б	Поликлиника детская	120 чел	4
3	Многоквартирный жилой дом (МЖД)	129	9
3а	Детский сад	125 чел	3
3б	Школа	425 чел	4
5	ГСК (гаражный кооператив)	13453	5
8	МЖД	158	9
8к1	Торговый центр	1389	2
10	МЖД	124	9
22а	Торговый центр	3062	3
28	МЖД	108	5
28к1	МЖД	110	5
30	МЖД	125	9
30к1	Детский сад	125 чел	3

Продолжение таблицы 1

№ здания на генплане	Наименование	Кол-во квартир/ площадь/ число мест	Этаж-ность
32	Торговый центр	1162	4
34	МЖД	108	5
34к1	МЖД	110	5
36	МЖД	125	9
36к1	Детский сад	125 чел	3
40	МЖД	118	5
40к1	МЖД	114	5
42	МЖД	125	9

МЖД – это сложные системы, потребляющие электрическую энергию. Они включают в себя разнообразные объекты общего назначения, такие как подъезды, лифты, вентиляция и квартиры. Обеспечение бесперебойного электроснабжения этих объектов лежит на сбытовых компаниях. Основные законы, регулирующие энергообеспечение МЖД, включают «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», ФЗ №35 «Об электрике» и СНиП 2.08.1-89 «Жилые здания». Общие требования к входящему кабелю и электропроводке в доме включают использование четырёхжильного кабеля с прочной изоляцией, сертифицированного. Прокладка кабелей осуществляется через гофрированные трубы под землёй или над ней, внутри или снаружи стен с использованием коробов, плинтусов, строительных конструкций или лотков при открытом типе проводки и стеновых перекрытий и пустот при закрытом варианте. Разводка источников электропитания ведётся не только на общедомовой площади, но и в квартирах с учётом проведения внутренней или внешней проводки, расположения выключателей, расстояния от пола до розеток и распределительных проводов. Генплан МКР показан на рисунке 1.

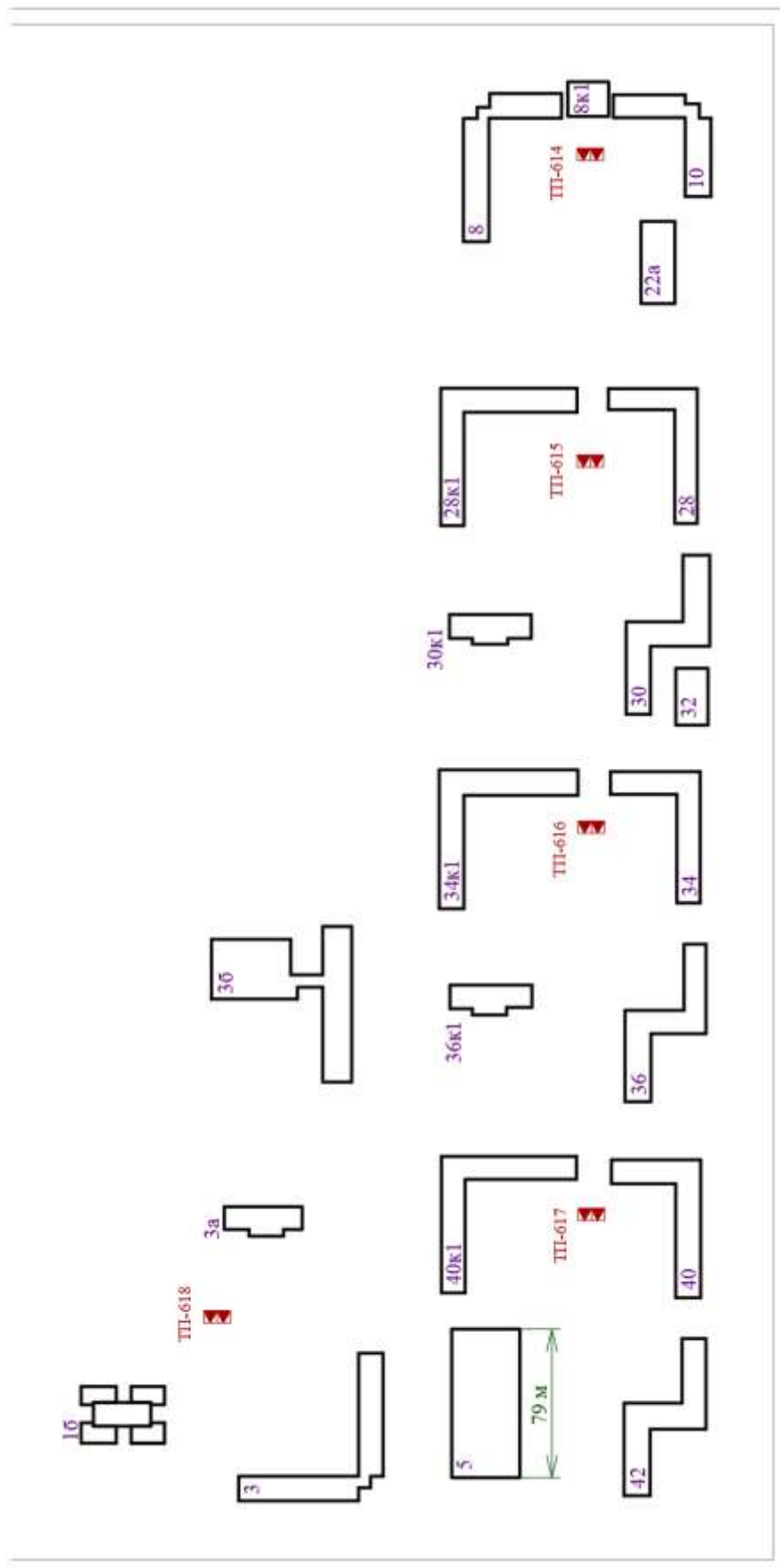


Рисунок 1 – Генплан микрорайона

«На генеральном плане МКР, в масштабе, отмечено расположение всех зданий и их габариты. Далее с учетом документации по СЭС микрорайона отмечено расположение трансформаторных подстанций (ТП), которые расположены с учетом гармоничного вписывания в общую инфраструктуру ЖР, отсутствия помех проезду автомобилей и спецтехники. Электроприемники ТП (здания) распределены питанием по ТП с учетом минимизации общей суммарной длины распределительной сети.

Категории надежности электроснабжения зданий:

- первая категория: МЖД с лифтами, детские сады, школа, торговые центры (для этих объектов первая категория обусловлена требованиями к электроснабжению систем противопожарной защиты и пожаротушения);
- вторая категория: МЖД без лифтов;
- третья категория: остальные объекты» [11].

Здания питаются от пяти трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ, расположение которых показано на генплане. Питание зданий выполнено кабельными линиями 0,4 кВ, проложенными в траншеях под землей. Питание подстанций осуществляется по замкнутой двухлучевой схеме электрической сети 10 кВ от энергосистемы города. Действующая однолинейная схема электроснабжения показана на листе 1 графической части.

По результатам анализа действующей СЭС выделены ее ключевые недостатки, обуславливающие необходимость модернизации:

- критический износ электрооборудования (ЭО), снижение эксплуатационной надежности и безопасности. предлагается заменить изношенное оборудование на новое;
- технологическое устаревание ЭО, несоответствие характеристик актуальным требованиям, предлагается заменить ЭО на новые современные аналоги;

- низкая энергоэффективность, большие потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах ТП, предлагается установить современные энергоэффективные силовые трансформаторы;
- отсутствие достаточного требуемого резерва мощности для подключения новых потребителей, предлагается установить на ТП новые силовые трансформаторы достаточной мощности;
- большая погрешность учета электроэнергии (ЭЭ), значительный уровень ее хищений, предлагается реализовать современную АСКУЭ с «интеллектуальными счетчиками».

Для выбора нового ЭО системы электроснабжения далее необходимо определить электрические нагрузки.

Вывод по разделу.

Систематизированы и проанализированы исходные данные по действующему электроснабжению микрорайона. Актуальность реконструкции вызвана сильным износом и технологическим устареванием действующего электрооборудования системы электроснабжения микрорайона. Часто поступают жалобы от жильцов на перерывы электроснабжения ввиду учащения проведения ремонтных работ по восстановлению работоспособности элементов и оборудования СЭС. Предприятие, в ведении которого находятся электрические сети данного микрорайона, несет дополнительные экономические и репутационные убытки. Предлагается заменить изношенное оборудование на новое, установить современные энергоэффективные силовые трансформаторы, реализовать современную АСКУЭ с «интеллектуальными счетчиками». Реконструкция СЭС позволит снизить потери электроэнергии, повысить энергоэффективность и экологическую безопасность, а также улучшить архитектурный облик микрорайона.

2 Разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения микрорайона

2.1 Расчет электрических нагрузок микрорайона

Расчет электрических нагрузок МКР включает определение мощности, потребляемой различными потребителями, такими как жилые дома, общественные здания, промышленные предприятия и прочее. Этот процесс необходим для выбора подходящего оборудования и кабелей, обеспечивающих надёжное электроснабжение потребителей. Расчет начинается с определения нагрузок зданий и сооружений. Затем производится суммирование нагрузок отдельных потребителей для получения общей нагрузки микрорайона. После определения общей нагрузки микрорайона производится выбор сечения кабелей и трансформаторов, обеспечивающих передачу необходимой мощности потребителям. При этом учитываются допустимые потери напряжения и экономические показатели. В процессе расчета важно учитывать перспективы развития микрорайона, изменения в структуре потребителей и возможные колебания нагрузки. Также необходимо принимать во внимание требования к качеству электроэнергии и надёжности электроснабжения [2].

«Активная нагрузка квартир МЖД:

$$P = P_{уд.кв} \cdot n, \quad (1)$$

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

n – число квартир, шт.

Полная нагрузка МЖД состоит из нагрузки квартир и силовых электроприемников (ЭП) (лифтов, насосов и др.):

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

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi_C, \quad (3)$$

$$P_L = k_{C.Л} \cdot \sum_1^{n_l} P_{n.i}, \quad (4)$$

$$Q_L = P_L \cdot \operatorname{tg} \varphi_L, \quad (5)$$

$$P_p = P + (P_L + P_C) \cdot K_y, \quad (6)$$

$$Q_p = Q + (Q_L + Q_C) \cdot K_y, \quad (7)$$

где $P_{ДВ.Н}$ – номинальные мощности электродвигателей (ЭД) силовых ЭП, кВт/этаж;

n – число ЭД, шт.;

$k_{C.ДВ}$, $k_{C.Л}$ – коэффициенты спроса нагрузки ЭД силовых ЭП и лифтов;

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

P_C – нагрузка силовых ЭП, кВт;

$N_{Э}$, $N_{Л}$ – число этажей и подъездов, шт.;

$\operatorname{tg} \varphi_C$, $\operatorname{tg} \varphi_L$ – тангенс, соответствующие нормативному $\cos \varphi$ ЭД силовых ЭП и лифтов.

K_y – коэффициент участия силовых ЭП в максимуме нагрузок.

Полная нагрузка МЖД:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (8)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс, соответствующий нормативному $\cos \varphi$ » [11].

1) Расчет для МЖД № 8.

Для 158 квартир, $P_{y\partial} = 1,89$ кВт/кв [14].

$$P = 1,89 \cdot 158 = 298,62 \text{ кВт.}$$

По (2-7):

$$P_{\text{л}} = 0,6 \cdot 8 \cdot 4,5 = 21,6 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{л}} = 21,6 \cdot 1,17 = 25,3 \text{ квар,}$$

$$P_{\text{с}} = 0,53 \cdot 1,5 \cdot 9 = 28,62 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{с}} = 28,62 \cdot 0,75 = 21,47 \text{ квар,}$$

$$P_p = 298,62 + (21,6 + 28,62) \cdot 0,9 = 343,82 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = 60,64 + (25,3 + 21,47) \cdot 0,9 = 102,7 \text{ квар,}$$

$$S_p = \sqrt{343,82^2 + 102,7^2} = 358,83 \text{ кВА.}$$

2) Расчет по вместимости. Для поликлиники детская:

$$P_{\text{уд.}} = 0,36 \text{ кВт/место [14].}$$

$$P_p = 0,36 \cdot 120 = 43,2 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = 43,2 \cdot 0,426 = 18,4 \text{ квар,}$$

$$S_p = \sqrt{43,2^2 + 18,4^2} = 46,96 \text{ кВА.}$$

3) Расчет по удельной мощности и площади. Для торгового центра, здание 8к1: $P_{\text{уд.}} = 0,16 \text{ кВт/м}^2$ [14].

$$P_p = 0,16 \cdot 591,4 = 222,24 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = 222,24 \cdot 0,484 = 107,64 \text{ квар,}$$

$$S_p = \sqrt{222,24^2 + 107,64^2} = 246,93 \text{ кВА.}$$

Расчеты нагрузок сведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок

Наименование	№ здания	Руд, кВт/кв (кв.м, чел)	tgφ	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
Поликлиника детская	16	0,36	0,426	43,20	18,40	46,96
Многоквартирный жилой дом (МЖД)	3	1,77	0,203	283,01	97,58	299,35
Детский сад	3а	0,46	0,251	57,50	14,41	59,28
Школа	3б	0,25	0,329	106,25	34,92	111,84
ГСК (гаражный кооператив)	5	0,015	0,395	201,80	79,75	216,98
МЖД	8	1,89	0,203	343,82	102,70	358,83
Торговый центр	8к1	0,16	0,484	222,24	107,64	246,93
МЖД	10	1,92	0,203	272,71	80,44	284,32
Торговый центр	22а	0,16	0,484	489,92	237,28	544,36
МЖД	28	1,94	0,203	224,37	53,68	230,70
МЖД	28к1	1,94	0,203	231,63	57,00	238,54
МЖД	30	1,92	0,203	285,68	91,16	299,88
Детский сад	30к1	0,46	0,251	57,50	14,41	59,28
Торговый центр	32	0,16	0,484	185,92	90,05	206,58
МЖД	34	1,94	0,203	224,37	53,68	230,70
МЖД	34к1	1,94	0,203	231,63	57,00	238,54
МЖД	36	1,92	0,203	285,68	91,16	299,88
Детский сад	36к1	0,46	0,251	57,50	14,41	59,28
МЖД	40	1,93	0,203	242,59	57,38	249,28
МЖД	40к1	1,93	0,203	238,25	58,35	245,29
МЖД	42	1,92	0,203	285,68	91,16	299,88
Территория, освещение	-	0,1 Вт/м2	0,882	8,928	7,874	11,904
Итого	-	-	0,3	4580,16	1510,44	4838,57

Согласно данным значениям электрических нагрузок далее выбирается новое оборудование СЭС.

2.2 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов

Определение расчетных нагрузок на шинах 0,38 кВ ТП производится суммированием нагрузок подключенных потребителей. В данном случае ввиду значительной мощности нагрузки района (4838,57 кВА), а также значительного числа отдельных зданий-потребителей электроэнергии, использование только одной ТП 10/0,4 кВ нецелесообразно. Таким образом, электрическая нагрузка района распределены на пять ТП 10/0,4 кВ, число ТП и схема подключения зданий остаются неизменным.

Согласно современным требованиям к проектированию городских электрических сетей, рекомендуется при выборе силовых трансформаторов ТП учитывать резерв трансформаторной мощности не менее 20 % от полученной расчетной мощности нагрузки. Это обусловлено возможным ростом нагрузок из-за развития инфраструктуры района, заменой электрооборудования на более энергоемкое, подключением новых электроприемников и прочих факторов [14].

Необходимый минимальный резерв трансформаторной мощности ТП:

$$S_{рез} \geq 0,2 \cdot S_p, \quad (9)$$

где S_p – полная нагрузка, кВА.

Для ТП-618:

$$S_{рез} \geq 517,09 \cdot 0,2 = 103,4 \text{ кВА}$$

Принимаем для ТП-618 резерв трансформаторной мощности 105 кВА, который будет учитываться далее при выборе и проверки силовых трансформаторов, расчетная нагрузка ТП с учетом резерва:

$$S'_p = S_p + S'_{рез}, \quad (10)$$

где $S'_{рез}$ – принятая величина резерва мощности, кВА.

$$S'_p = 517,09 + 105 = 622,09 \text{ кВА}$$

Для остальных ТП расчеты сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет резерва трансформаторной мощности ТП

№ ТП	Зона охвата, № зданий	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Срез., кВА	Резерв, кВА	S'p, кВА
ТП-618	16,3,3а,3б	490,0	165,3	517,09	103,4	105	622,09
ТП-617	5,40,40к1,42	968,3	286,6	1009,85	202,0	205	1214,85
ТП-616	32,34,34к1,3 6,3бк1	985,1	306,3	1031,62	206,3	210	1241,62
ТП-615	28,28к1,30, 30к1	799,18	216,26	827,92	165,6	170	997,92
ТП-614	8,8к1,10,22а	1328,7	528,1	1429,77	286,0	290	1719,77

Согласно ПУЭ, потребители I категории должны запитываться по двум независимым линиям [13]. Таким образом, на ТП устанавливается по два силовых трансформатора.

«Оптимальная мощность силовых трансформаторов:

$$S_o = \frac{S'_p}{\beta \cdot N}, \quad (11)$$

где β – нормативный коэффициент загрузки;

N – число трансформаторов, шт.

Допустимая к передаче в сеть 0,4 кВ реактивная мощность (РМ):

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.м.})^2 - P_p^2}, \quad (12)$$

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

P_p – активная нагрузка ТП, кВт.

Требуемая для компенсации со стороны 0,4 кВ РМ:

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1 \quad (13)$$

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» [17]:

$$Q_{HH} = Q_p - Q_{БК} \quad (14)$$

Для ТП-618:

$$S_o = \frac{622,09}{0,65 \cdot 2} = 478,5 \text{ кВА.}$$

Будут установлены трансформаторы энергоэффективной марки ТМГ12-630. Силовые трансформаторы ТМГ12 – это энергосберегающие масляные трансформаторы в герметичном корпусе без маслорасширительного бака [3]. Они имеют класс энергоэффективности Х2К1 и соответствуют специальным рекомендациям Европейского комитета электротехнической стандартизации (CENELEC) [16]. Трансформаторы ТМГ12 отличаются низкими потерями короткого замыкания и холостого хода, а также низким уровнем шума [4].

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,65 \cdot 630)^2 - 490^2} = 656,28 \text{ квар,}$$

$$Q_{0,4} = 165,3 - 656,28 = -490,97 \text{ квар} < 0.$$

КРМ не требуется.

«Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме:

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (15)$$

$$K_n = \frac{622,09}{630} = 0,99 \leq 1,4$$

Трансформатор не будет перегружен» [7].

Для всех ТП расчеты – в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор трансформаторов

№ ТП	Sp.т, кВА	S.т, кВА	Qк, квар	Кп
ТП-618	478,5	630	-490,97	0,99
ТП-617	934,5	1000	-580,75	1,21
ТП-616	955,1	1000	-541,98	1,24
ТП-615	767,6	1000	-809,08	1,00
ТП-614	1322,9	1600	-1072,26	1,07

«Активные и реактивные потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = \Delta P_{\kappa} / n \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (16)$$

где ΔP_{κ} – потери КЗ, кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_m – номинальная мощность, кВА;

ΔP_{xx} – потери XX, кВт.

$$\Delta Q_m = (U_\kappa / n \cdot 100) \cdot [(P_p^2 + Q_p^2) / S_m] + (n \cdot I_{xx} \cdot S_m) / 100, \quad (17)$$

где U_κ – напряжение КЗ, %;

I_{xx} – ток XX, %» [18].

Для ТП-618:

$$\Delta P_m = 6,75 / 2 \cdot [(490^2 + 165,3^2) / 0,63^2] + 2 \cdot 0,8 = 2,17 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = (5,5 / 2 \cdot 100) \cdot [(490^2 + 165,3^2) / 0,63] + (2 \cdot 0,7 \cdot 0,63) / 100 = 20,49 \text{ квар}.$$

Расчеты сведены в таблице 5.

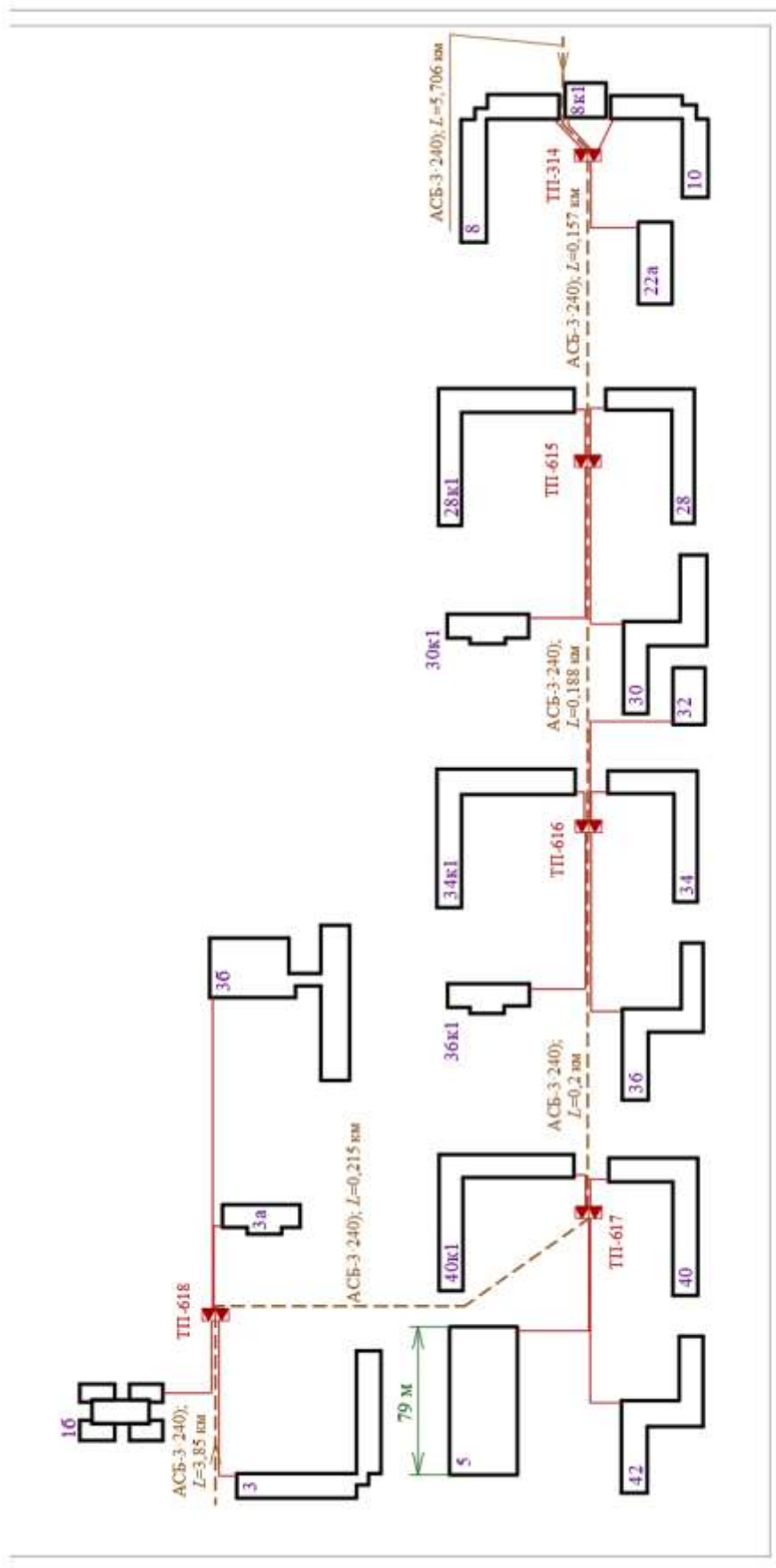
Таблица 5 – Потери мощности в ТП и итоговые нагрузки МКР

№ ТП	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, квар	S'_p , кВА
ТП-618	2,17	20,49	492,12	185,80	526,03
ТП-617	3,54	40,04	971,85	326,69	1025,29
ТП-616	3,60	41,27	988,70	347,57	1048,01
ТП-615	3,10	30,85	802,28	247,11	839,47
ТП-614	5,00	54,33	1333,68	582,38	1455,29
Всего	17,4	186,98	4588,63	1689,55	4889,8

Действующие изношенные кабели СЭС района будут заменяться на современные аналоги.

2.3 Выбор кабелей электрической сети

План прокладки кабелей действующей электрической сети приведен на рисунке 2.



-  - Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ
- - - - - Линии 10 кВ (питающая сеть)
- Линии 0,4 кВ (распределительная сеть)

Рисунок 2 – План прокладки кабелей действующей электрической сети

Действующая схема электрической сети по структуре отвечает всем требованиям по надежности электроснабжения, поэтому ее структура остается неизменной. Новые современные кабели, с сечениями согласно расчетным нагрузкам, будут проложены по существующим траншеям, что также упростит и удешевит реконструкцию СЭС.

Выбор кабелей сети 10 кВ.

В данном случае для сети 10 кВ применяется кольцевая схема с двухсторонним питанием, поэтому параметры работы линий и выбора кабелей одинаковы для всей сети 10 кВ.

«Расчетный рабочий ток линий:

$$I_p = S_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n), \quad (18)$$

где n – число цепей, шт.

$$I_p = 4889,8 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2) = 141,2 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 4889,8 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1) = 282,3 \text{ А}$$

Экономическое сечение жил:

$$F_{эк} = I_p / j_{эк}, \quad (19)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм²» [12].

$$F_{эк} = 141,2 / 1,4 = 100,8 \text{ мм}^2$$

По аварийному току выбирается кабель АПВБП-3·150, $I_{дон} = 320 \text{ А}$ [19].

$$I_{ав} = 282,3 \text{ А} < I_{дон} = 320 \text{ А}$$

«Потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (20)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления, Ом/км;

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

Наибольшие потери напряжения в КЛ в наиболее протяженной линии до ТП-614:

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot 282,3 \cdot 5,706 \cdot 100}{10000} (0,208 \cdot 0,938 + 0,079 \cdot 0,346) = 1,9 \% \leq 5 \%$$

Потери не превышают допустимые 5%. Питающая сеть 10 кВ выполняется кабелями АПвБП-3·150.

Выбор кабелей сети 0,4 кВ.

Расчет для участка ТП-618—здание 16.

Расчетный ток КЛ, по (18):

$$I_{\max} = 46,96 / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1) = 67,8 \text{ А}$$

Принимается кабель АВБШв 4×10, $I_{дон} = 75 \text{ А}$ [19].

«Индуктивным сопротивлением для сети 0,4 кВ пренебрегаем» [12].

Потери напряжения в КЛ, по (20):

$$\Delta U_{\pi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 67,8 \cdot 0,0649 \cdot 100}{400} (3,12 \cdot 0,92 + 0 \cdot 0,392) = 1,82 \% < 5 \%$$

Выбор кабелей 0,4 кВ – в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор кабелей 0,4 кВ

Участок	Ip, А	Сечение жил кабеля АВБШв, мм ²	Iдоп.кл, А	ΔU,%
ТП-618--16	67,8	10	75	1,82
ТП-618--3	432,1	240	440	0,70
ТП-618--3а	85,6	16	90	1,13
ТП-618--3б	161,4	50	165	1,36
ТП-617--5	313,2	185	345	0,71
ТП-617--40	359,8	240	440	0,09
ТП-617--40к1	354,0	240	440	0,15
ТП-617--42	432,8	240	440	0,83
ТП-616--32	298,2	150	305	0,83
ТП-616--34	333,0	185	345	0,17
ТП-616--34к1	344,3	185	345	0,16
ТП-616--36	432,8	240	440	0,88
ТП-616--36к1	85,6	16	90	1,55
ТП-615--28	333,0	185	345	0,26
ТП-615--28к1	344,3	185	345	0,22
ТП-615--30	432,8	240	440	0,79
ТП-615--30к1	85,6	16	90	1,54
ТП-614--8	517,9	2·120	540	0,18
ТП-614--8к1	356,4	240	440	0,14
ТП-614--10	410,4	240	440	0,14
ТП-614--22а	785,7	2·240	880	0,46

Выбранные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными кабелями с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ), что делает их предпочтительным выбором. Одним из главных преимуществ кабелей с изоляцией из СПЭ является их высокая пропускная способность. Благодаря использованию полиэтилена с поперечными связями, эти кабели способны выдерживать большие токи и напряжения, что позволяет передавать большие объёмы электроэнергии на дальние расстояния с минимальными потерями. Кроме того, данные кабели имеют малый вес и диаметр, что облегчает их транспортировку, монтаж и эксплуатацию. Они также обладают низкой повреждаемостью, что снижает риск аварийных ситуаций и повышает надёжность системы электроснабжения. Еще одним преимуществом является гибкость и удобство монтажа. Кабели могут быть использованы на сложных трассах и в различных условиях эксплуатации, что делает их универсальными для применения в различных отраслях промышленности и инфраструктуры. Применение кабелей с изоляцией из СПЭ также позволяет снизить себестоимость прокладки и обслуживания кабельных линий. Это достигается за счёт возможности использования жил меньшего сечения, увеличения длительно допустимой температуры нагрева жил и снижения затрат на специальное оборудование для монтажа.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов короткого замыкания (КЗ) в ключевых точках электрической сети необходим для выбора и проверки электрооборудования по допустимым параметрам. 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» [18].

Приведенное сопротивление участков:

$$x^o = x \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2, \quad (22)$$

где x – действительное сопротивление участка, Ом;

U_{δ} – базисное напряжение, кВ;

U_n – напряжение участка, кВ.

Сопротивление трансформаторов:

$$x_m^o = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нм}}, \quad (23)$$

Приведенное сопротивление линий:

$$x_l^o = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{нл}} \right)^2, \quad (24)$$

где x_0 – удельное сопротивление, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{нл}$ – номинальное напряжение участка, кВ.

Трехфазный, двухфазный и однофазный токи КЗ:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}z}, \quad (25)$$

$$I_{кз}^{(2)} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2, \quad (26)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 0,55 \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (27)$$

Ударный ток КЗ:

$$I_y = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}, \quad (28)$$

где κ_y – ударный коэффициент;

T_a – постоянная затухания аperiodической слагающей, с» [18].

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (29)$$

$$T_a = \sum R / 314 \cdot \sum X. \quad (30)$$

«Переходное сопротивление в местах присоединения низковольтных проводов учитывается добавкой активного сопротивления 15 мОм и индуктивного 5 мОм» [18]. Сопротивления кабельных линий приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Сопротивления линий

Участок	$R'_{(0,4)}, \text{мОм}$	$X'_{(0,4)}, \text{мОм}$
ТП-618--16	202,36	50,59
ТП-618--3	11,95	2,99
ТП-618--3а	99,09	24,77
ТП-618--36	102,69	25,67
ТП-617--5	16,44	4,11
ТП-617--40	3,14	0,78
ТП-617--40к1	2,99	0,75
ТП-617--42	14,79	3,70
ТП-616--32	20,04	5,01
ТП-616--34	4,00	1,00
ТП-616--34к1	3,29	0,82
ТП-616--36	14,49	3,62

Продолжение таблицы 7

Участок	$R'_{(0,4),\text{МОм}}$	$X'_{(0,4),\text{МОм}}$
ТП-616--36к1	220,20	55,05
ТП-615--28	5,61	1,40
ТП-615--28к1	5,03	1,26
ТП-615--30	13,00	3,25
ТП-615--30к1	213,46	53,36
ТП-614--8	2,52	0,63
ТП-614--8к1	2,84	0,71
ТП-614--10	2,39	0,60
ТП-614--22а	4,16	1,04
ТП-618--ТП-617	7,65	1,91
ТП-617--ТП-616	7,10	1,78
ТП-616--ТП-615	6,70	1,68
ТП-615--ТП-614	5,58	1,39
ПС энергосистемы--ТП-614	23,737	5,934

Сопровитления трансформаторов (приведенные к ступени 0,4 кВ) – в таблице 8.

Таблица 8 – Сопровитления трансформаторов

№ ТП	Марка	$R'_{(0,4),\text{МОм}}$	$X'_{(0,4),\text{МОм}}$
ТП-618	ТМГ12-630/10	1,71	13,97
ТП-617	ТМГ12-1000/10	1,68	8,80
ТП-616	ТМГ12-1000/10	1,68	8,80
ТП-615	ТМГ12-1000/10	1,68	8,80
ТП-614	ТМГ12-1600/10	1,60	6,00

Расчет для участка ТП-618–здание №1б (короткое замыкание на вводе РП здания №1б).

Сопротивления КЛ 0,4 кВ с учетом сопротивлений контактов:

$$R_{КЛ0,4} = 202,36 + 15 = 217,36 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ0,4} = 50,59 + 5 = 55,59 \text{ мОм}.$$

С учетом сопротивлений трансформатора, КЛ 10 кВ и энергосистемы, сопротивления цепи:

$$R_{\Sigma} = 217,36 + 1,71 + 23,737 = 242,81 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma} = 55,59 + 13,97 + 5,934 + 66,68 = 142,17 \text{ мОм},$$

$$z = \sqrt{242,81^2 + 142,17^2} = 283,47 \text{ мОм}$$

По формулам (22–27):

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 283,47} = 0,815 \text{ кА},$$

$$T_a = 242,81 / (314 \cdot 142,17) = 0,0054,$$

$$\kappa_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0054}} = 1,36,$$

$$I_y = 0,815 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,36 - 1)^2} = 0,914 \text{ кА},$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,815 \cdot \sqrt{3} / 2 = 0,706 \text{ кА},$$

$$I_{кз}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,815 = 0,448 \text{ кА}.$$

Расчет токов КЗ – в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет токов КЗ, результаты

Участок / точка КЗ	$I^{(3)}_{кз. \min}$, кА	$I_{y.\min}$, кА	$I^{(2)}_{кз.\min}$, кА	$I^{(1)}_{кз}$, кА
К1	5,454	6,313	4,723	-
К2	3,498	4,022	3,029	1,924
К3	4,598	5,345	3,982	-
К4	4,040	4,863	3,498	2,222
К5	3,648	4,206	3,159	-
К6	3,332	3,842	2,886	1,833
К7	3,296	3,712	2,854	-
К8	2,988	3,321	2,587	1,643
К9	2,791	3,086	2,417	-
К10	2,490	2,753	2,157	1,370
ТП-618--16	0,815	0,914	0,706	0,448
ТП-618--3	2,095	2,198	1,815	1,152
ТП-618--3а	1,257	1,347	1,088	0,691
ТП-618--3б	1,234	1,325	1,069	0,679
ТП-617--5	2,036	2,120	1,763	1,120
ТП-617--40	2,216	2,304	1,919	1,219
ТП-617--40к1	2,218	2,306	1,921	1,220
ТП-617--42	2,058	2,159	1,782	1,132
ТП-616--32	1,990	2,073	1,723	1,094
ТП-616--34	2,204	2,291	1,908	1,212
ТП-616--34к1	2,214	2,302	1,917	1,218
ТП-616--36	2,062	2,146	1,785	1,134
ТП-616--36к1	0,767	0,866	0,664	0,422
ТП-615--28	2,182	2,269	1,889	1,200
ТП-615--28к1	2,190	2,314	1,896	1,204
ТП-615--30	2,082	2,166	1,803	1,145
ТП-615--30к1	0,784	0,883	0,679	0,431
ТП-614--8	2,224	2,313	1,926	1,223
ТП-614--8к1	2,220	2,346	1,922	1,221
ТП-614--10	2,226	2,314	1,928	1,224
ТП-614--22а	2,202	2,358	1,907	1,211

Электрооборудование подстанций будет выбираться с учетом полученных данных по режимам КЗ.

2.5 Выбор аппаратов защиты линий распределительной сети

Автоматические выключатели (АВ) это защитные устройства, предназначенные для аварийного отключения напряжения при перегрузке сети или коротком замыкании. Они обеспечивают безопасность электрической системы и защищают бытовые и промышленные сети от возможных повреждений. Принцип работы автоматических выключателей основан на двух типах защиты: электромагнитной и тепловой. Электромагнитная защита срабатывает мгновенно при коротком замыкании, а тепловая защита срабатывает при перегрузке по току, требуя некоторого времени для отключения напряжения. Автоматические выключатели зарекомендовали себя как простое и эффективное решение для защиты бытовых и промышленных электрических сетей. Они защищают проводку от токов короткого замыкания и перегрузок, обеспечивая надёжность и долговечность работы электрической системы.

«Условия выбора АВ:

– по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_c, \quad (31)$$

– по номинальному току:

$$I_{ном} > 1,1 \cdot I_p, \quad (32)$$

– по числу полюсов и виду тока (постоянный или переменный)» [20].

АВ для защиты КЛ к зданию № 1б выбираем марки ВА-51-35/80.

Проверка по (31,32):

$$U_{ном} = 400 \geq 400 \text{ В,}$$

$$1,1 \cdot 67,8 = 74,6 \text{ А,}$$

$$I_{ном} = 80 > 74,6 \text{ А.}$$

Выбор АВ сведен в таблице 11.

Таблица 10 – Выбор аппаратов защиты линий распределительной сети

Участок	I_p , А	$1,1 \cdot I_p$, А	Марка авт. выкл.	$I_{ном}$, А
ТП-618--16	67,8	74,6	ВА-51-35	80
ТП-618--3	432,1	475,3	ВА-52-39	630
ТП-618--3а	85,6	94,1	ВА-51-35	100
ТП-618--36	161,4	177,6	ВА-52-39	250
ТП-617--5	313,2	344,5	ВА-52-39	400
ТП-617--40	359,8	395,8	ВА-52-39	400
ТП-617--40к1	354,0	389,4	ВА-52-39	400
ТП-617--42	432,8	476,1	ВА-52-39	630
ТП-616--32	298,2	328,0	ВА-52-39	400
ТП-616--34	333,0	366,3	ВА-52-39	400
ТП-616--34к1	344,3	378,7	ВА-52-39	400
ТП-616--36	432,8	476,1	ВА-52-39	630
ТП-616--36к1	85,6	94,1	ВА-51-35	100
ТП-615--28	333,0	366,3	ВА-52-39	400
ТП-615--28к1	344,3	378,7	ВА-52-39	400
ТП-615--30	432,8	476,1	ВА-52-39	630
ТП-615--30к1	85,6	94,1	ВА-51-35	100
ТП-614--8	517,9	569,7	ВА-52-39	630
ТП-614--8к1	356,4	392,1	ВА-52-39	400
ТП-614--10	410,4	451,4	ВА-52-39	630
ТП-614--22а	785,7	864,3	ВА-52-39	1000

Замена АВ на новые, современных марок, обеспечит надежную защиту линий и оборудования.

2.6 Выбор основного электрооборудования и его проверка

Действующие ТП будут заменяться на новые современные комплектные марки 2КТПН-ПК, для которых необходимо выбрать основное электрооборудование (ЭО).

Комплектные трансформаторные подстанции марки 2КТПН-ПК представляют собой надежное и эффективное решение для электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных объектов. Эти подстанции наружной установки с кабельным вводом ВН мощностью работают с напряжением 6–10/0,4 кВ и частотой 50 Гц. Безопасность и надежность работы подстанции обеспечиваются наличием необходимой коммутационной аппаратуры и релейной защиты оборудования. Предусмотрена защита от перегрузок силового трансформатора, междуфазных и однофазных коротких замыканий, грозовых и коммутационных перенапряжений. Характеристики подстанции позволяют использовать её в различных климатических условиях: температура окружающей среды от +40 °С до -45 °С, относительная влажность воздуха не более 80 % при 25 °С, высота установки над уровнем моря не более 1000 м. Таким образом, комплектные трансформаторные подстанции марки 2КТПН-ПК являются универсальным и надёжным решением для обеспечения электроэнергией различных объектов, обеспечивая стабильность и безопасность работы [15].

«Критерии выбора выключателей нагрузки (ВН):

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (33)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ}, \quad (34)$$

$$i_{np.c} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (35)$$

где $i_{np.c}$ – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_\kappa, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (36)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_κ – тепловой импульс, кА²·с.

$$B_\kappa = I_\kappa^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (37)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{p.z.} + t_{откл.B}, \text{ с}, \quad (38)$$

где $t_{p.z.}$ – время срабатывания защиты, с;

$t_{откл.B}$ – время отключения выключателя, с» [10].

$$t_{откл} = 0,025 + 0,1 = 0,125 \text{ с},$$

$$B_\kappa = 5,454^2 \cdot (0,125 + 0,07) = 5,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Наибольший ток на РУ 10 кВ подстанции, при наибольшей перегрузке трансформатора 40 %:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (39)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1600 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123,2 \text{ А}.$$

Выбираются выключатели нагрузки ВНРп-10/400-10з, внешний вид показан на рисунке 4.

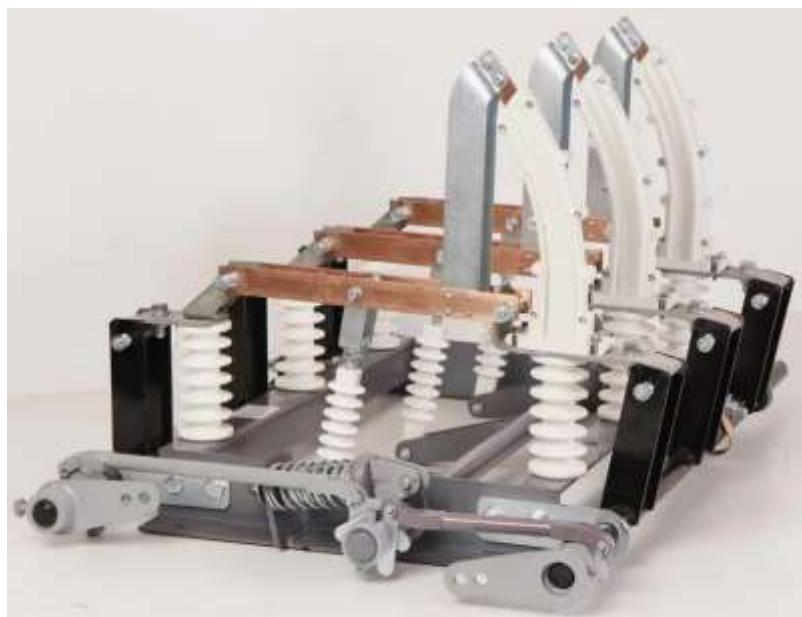


Рисунок 4 – Выключатель нагрузки ВНРП-10/400-10з

Проверка ВН по условиям выбора:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{раб} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 400 \text{ А} \geq I_{раб} = 123,2 \text{ А},$$

$$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА} \geq I_{к} = 5,8 \text{ кА},$$

$$i_{пр.с} = 31,5 \text{ кА} \geq i_{у} = 6,313 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{к} = 5,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВН подходят по всем условиям.

Принимаются ТТ марки ТШЛ-0,66/1500...4000.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.анп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (40)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (41)$$

$$Z_{н} \geq Z_{2\Sigma}. \quad (42)$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_{\kappa}, \quad (43)$$

$$i_{дин.} = \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y. \quad (44)$$

где $\kappa_{тер.}$, $\kappa_{эд}$ – кратности стойкости;

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА» [10].

Проверка выбранных ТТ:

$$U_{н.ант.} = 0,66 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 1500 \dots 4000 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 1273 \dots 3233 \text{ А},$$

$$(60 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 4,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$65 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 138 \text{ кА} > 4,863 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (45)$$

где $Z_{приб.}$, $Z_{пров.}$, $Z_{конт.}$ – сопротивление приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (46)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{пров.}$ – сечение, мм².

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н.приб}}^2}, \quad (47)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{н.приб}}$ – мощность, В·А, и рабочий ток прибора, А.

$$S_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [10].

ТТ подходят, внешний вид ТТ показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформаторы тока ТШЛ-0,66

Новые современные ТТ обеспечат высокую точность и надежность системы измерений.

2.7 Выбор устройств релейной защиты и автоматики

Комплекты новой микропроцессорной релейной защиты (РЗ) на терминалах Сириус-2МЛ-02 будут установлены на фидерах питающих ПС энергосистемы и будут обеспечивать эффективную защиту питающих линий 10 кВ.

Внешний вид Сириус-2МЛ-02 – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Терминал Сириус-2МЛ-02

Далее определяются уставки защит.

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (48)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,1412 = 0,706 \text{ кА}$$

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс}, \quad (49)$$

где $I_{p.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 141,2 = 196,019 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (50)$$

где k_{cx} , n_T – коэффициенты схемы подключения и трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты» [5]:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (51)$$

$$I_{CP} = 196,019 \cdot \frac{1}{200/5} = 4,9 \text{ А},$$

$$k_u = \frac{4723}{190,019} = 24,9 \geq 1,5.$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ).

Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (52)$$

где $k_{отс}$, k_B – коэффициенты отстройки и броска емкостного тока,

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (53)$$

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

L – длина линии, км» [9].

$$I_C = 1,16 \cdot 5,706 = 6,619 \text{ А},$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 6,619 = 19,857 \text{ А}.$$

АВР на щитах 0,4 кВ подстанций выполняется на терминале Сириус-АВР.

«Уставка АВР:

$$U_{C.P} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (54)$$

где $U_{НОМ}$ – напряжение сети, В.

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

Уставка реле контроля напряжения на резервном вводе:

$$U_{C.P} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \quad (55)$$

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

Уставка реле времени:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (56)$$

где t_1 – время срабатывания АВ, с;

Δt – ступень селективности, с» [5].

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

Микропроцессорная релейная защита – это современное устройство, которое использует микроконтроллеры для выполнения функций релейной защиты. Она является основным направлением развития релейной защиты и обладает рядом преимуществ по сравнению с устройствами на электромеханических реле. Достоинства микропроцессорной релейной защиты включают улучшенные показатели быстродействия, чувствительности и надёжности, а также наличие множества сервисных функций. Однако у неё есть и недостатки, такие как более высокая стоимость и неремонтопригодность. Микропроцессорная релейная защита позволяет реализовать дополнительные функции, которые невозможно выполнить на устройствах на электромеханической или аналоговой базе. Это делает её незаменимой для современных энергетических систем. Замена устаревшей электромеханической РЗА на новую микропроцессорную значительно повысит её надёжность, быстродействие и удобство использования.

2.8 Расчет заземления и молниезащиты

Действующие заземляющие устройства (ЗУ) подстанций критически изношены и имеют сопротивления более предельно допустимых по ПУЭ 4 Ом, ввиду чего при модернизации СЭС будут смонтированы новые ЗУ для всех подстанций.

«Удельное сопротивление грунта для вертикальных (ВЭ) и горизонтальных (ГЭ) электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (57)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{pg} = 500 \cdot 1,1 = 550 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{pc} = 500 \cdot 1,4 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Для ВЭ используем угловую сталь 50x50 мм, для ГЭ используем полосовую сталь 50x5 мм. Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{\text{овэ}} = \frac{\rho_{pc}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (58)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (59)$$

где b – ширина уголка, м.

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{овэ}} = \frac{550}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 62,195 \text{ Ом}.$$

Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_n, \quad (60)$$

где R_n – наибольшее допустимое сопротивление ЗУ, Ом» [6].

$$n' = 62,195 / 4 \approx 16 \text{ шт.}$$

«Длина ГЭ:

$$l_g = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (61)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (62)$$

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

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

$$a = 32,6 / 16 = 2,04 \text{ м},$$

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

Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{z3} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (63)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (64)$$

где b – ширина полосы, м.

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

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

$$R_{z3} = \frac{700}{2 \cdot 3,14 \cdot 34,27} \cdot \ln \left(\frac{34,27^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,624 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{063} \cdot R_{z3}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{z3} \cdot \eta_z}, \quad (65)$$

где η_6 , η_z – коэффициенты использования ВЭ и ГЭ» [6].

$$R_{zp} = \frac{62,195 \cdot 2,625}{62,195 \cdot 0,51 \cdot 16 + 2,624 \cdot 0,3} = 3,805 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}.$$

Расчетное сопротивление ЗУ менее предельно допустимого, надежная защита людей и оборудования будет обеспечиваться. Монтаж системы заземления включает в себя несколько последовательных этапов:

- определение типа системы заземления, который будет использоваться в конкретном случае;
- установку заземляющих проводников и заземляющих шин;
- подключение заземляющих проводников к заземляющим шинам и к заземлителю;
- проверку правильности монтажа системы заземления и ее соответствия требованиям нормативных документов.

Важно отметить, что монтаж системы заземления должен производиться только квалифицированными специалистами, имеющими соответствующие сертификаты и разрешения на проведение таких работ.

Молниезащита ТП является важным аспектом обеспечения безопасности работы СЭС. Она включает в себя комплекс мер, направленных на предотвращение воздействия молнии на оборудование и снижение риска аварийных ситуаций. В данном случае выбраны комплектные ТП в цельнометаллическом корпусе, соединенном с ЗУ, в этом случае, согласно ПУЭ, дополнительные меры по молниезащите не требуются [1].

Вывод по разделу.

Проведена разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения микрорайона. Согласно актуальным нагрузкам рассчитаны рабочие и аварийные режимы, выбрано новое современное электрооборудование. Рассчитано заземляющее устройство ТП согласно требованиям ПУЭ.

Заключение

Выполнена разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения микрорайона № 12 г. Анапа.

Систематизированы и проанализированы исходные данные по действующему электроснабжению микрорайона. Основную часть зданий составляют МЖД различной конфигурации. Тип кухонных плит – электрические. Также имеются: поликлиника детская, детские сады, школа, торговые центры, гаражный кооператив. С точки зрения обеспечения надежности электроснабжения, основная часть зданий относится к первой категории (МЖД по условиям обеспечения питания лифтов; ТЦ, детские сады и школа по условиям пожаробезопасности). Гаражный кооператив относится к третьей категории надежности электроснабжения. Актуальность реконструкции вызвана сильным износом и технологическим устареванием действующего электрооборудования СЭС микрорайона. Часто поступают жалобы от жильцов на перерывы электроснабжения ввиду учащения проведения ремонтных работ по восстановлению работоспособности элементов и оборудования СЭС. Предприятие, в ведении которого находятся электрические сети данного микрорайона, несет дополнительные экономические и репутационные убытки. Предлагается заменить изношенное оборудование на новое, установить современные энергоэффективные силовые трансформаторы, реализовать современную АСКУЭ с «интеллектуальными счетчиками». Реконструкция СЭС позволит снизить потери электроэнергии, повысить энергоэффективность и экологическую безопасность, а также улучшить архитектурный облик микрорайона.

Определение расчетных нагрузок на шинах 0,38 кВ ТП произведено суммированием нагрузок подключенных потребителей. Ввиду значительной общей нагрузки района (4838,57 кВА), а также значительного числа отдельных зданий-потребителей электроэнергии, использование только одной ТП 10/0,4 кВ нецелесообразно. Таким образом, электрическая нагрузка

района распределены на пять ТП 10/0,4 кВ, число ТП и схема подключения зданий остаются неизменным. Будут установлены трансформаторы энергоэффективной марки ТМГ12-630. Силовые трансформаторы ТМГ12 – это энергосберегающие масляные трансформаторы в герметичном корпусе без маслорасширительного бака. Они имеют класс энергоэффективности Х2К1 и соответствуют специальным рекомендациям Европейского комитета электротехнической стандартизации (CENELEC). Трансформаторы ТМГ12 отличаются низкими потерями короткого замыкания и холостого хода, а также низким уровнем шума. Действующие ТП будут заменяться на новые современные комплектные марки 2КТПН-ПК. Действующие изношенные кабели СЭС района будут заменяться на современные аналоги. Выбранные кабели с изоляцией из СПЭ обладают рядом преимуществ. Благодаря использованию полиэтилена с поперечными связями, эти кабели способны выдерживать большие токи и напряжения, что позволяет передавать большие объёмы электроэнергии на дальние расстояния с минимальными потерями. Кроме того, данные кабели имеют малый вес и диаметр, что облегчает их транспортировку, монтаж и эксплуатацию. Они также обладают низкой повреждаемостью, что снижает риск аварийных ситуаций и повышает надёжность системы электроснабжения. Ещё одним преимуществом является гибкость и удобство монтажа. Замена АВ на новые, современных марок, обеспечит надёжную защиту линий и оборудования. Замена устаревшей электромеханической РЗА на новую микропроцессорную значительно повысит её надёжность, быстродействие и удобство использования. Действующие ЗУ подстанций критически изношены и имеют сопротивления более предельно допустимых по ПУЭ 4 Ом, ввиду чего при модернизации СЭС будут смонтированы новые ЗУ для всех подстанций.

Реконструкция СЭС микрорайона обеспечит её дальнейшую надёжную и безопасную эксплуатацию, с учетом актуальных электрических нагрузок. Согласно предложенным мероприятиям, реконструкция рекомендована к проведению.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
2. Бирюлин В.И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
3. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
4. Головатый С. Е. Охрана окружающей среды и энергосбережение : учебное пособие. Минск : РИПО, 2021. 304 с.
5. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
6. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
7. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
8. Кобозев В.А. Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 356 с.
9. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
10. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
11. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
12. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.

13. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
14. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. [Электронный ресурс]. URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/library/rd/rd_34_20_185-94.pdf (дата обращения 07.05.2024).
15. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
16. Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения : учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 336 с.
17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
19. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.