

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
« ____ » _____ 2019 г.

Электроснабжение жилого района г. Челябинска, ограниченного улицами:
Российская, Цвиллинга, пр. Ленина, Плеханова

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной
защите
к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
« ____ » _____ 2019 г.

Консультант по экономике
д.э.н., профессор

_____ А.А. Алабугин
« ____ » _____ 2019 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
« ____ » _____ 2019 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ____ » _____ 2019 г.

Автор проекта:
студент группы П-475

_____ А.П. Томашуков
« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ____ » _____ 2019 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт

Факультет «Энергетический»
Кафедра «Электрические станции, сети и
системы электроснабжения»
Направление «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____/И.М. Кирпичникова
« ____ » _____/2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Томашукова Александра Павловича

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжение микрорайона г. Челябинска в районе улиц:
Цвиллинга, Российская, Ленина, Плеханова

утверждена приказом по университету от _____

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____

3 Исходные данные к работе

ПС: Центральная;

Напряжение: 6 кВ;

Мощность КЗ: 155 МВА.

Расстояние от источника до границы района: 1,5 км.

Ставки 2-х ставочного тарифа на электроэнергию:

$\alpha_{\Sigma} = 1499$ руб/кВт·мес;

$\beta_{\Sigma} = 1,284$ руб/кВт·ч;

Норм. значение $\operatorname{tg}\varphi = 0,4$.

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 План генеральный микрорайона

2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения

3 Чертеж конструктивный ТП 6/0,4 кВ

4 Плакат по релейной защите

5 Плакат по безопасности жизнедеятельности

6 Плакат по экономике СЭС

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика	А.А. Алабугин		
БЖД	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания «__» _____ 2019 г.

Руководитель

(подпись)

И.П. Титов

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

А.П. Томашуков

(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Получение задания	05.02.2019	
Характеристика объекта электроснабжения	11.02.2019	
Сравнение современных отечественных и зарубежных технологий	15.02.2019	
Расчет электрических нагрузок	04.03.2019	
Нахождение центров электрических нагрузок зданий	11.03.2019	
Выбор силовых трансформаторов ТП	18.03.2019	
Выбор схемы электроснабжения	27.03.2019	
Расчет токов КЗ	01.04.2019	
Технико-экономическое сравнение вариантов	10.04.2019	
Расчет распределительной сети 0,4 кВ	17.04.2019	
Выбор электрооборудования	30.04.2019	
Релейная защита РП 6/0,4 кВ	07.05.2019	
Раздел БЖД	16.07.2019	
Раздел экономики	23.07.2019	
Заключение	30.05.2019	
Оформление пояснительной записки	03.06.2019	
Оформление графической части	14.06.2019	

Заведующий
кафедрой ЭССиСЭ

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

И.П. ТИТОВ

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

А.П. Томашуков

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Томашуков А.П. Электроснабжение жилого района г. Челябинска, ограниченного улицами: Российская, Цвиллинга, пр. Ленина, Плеханова. – Челябинск: ЮУрГУ, П-475, 2019. – 98 с., 13 ил., 33 табл., библиогр. список – 24 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В данной выпускной квалификационной работе, было спроектировано энергоснабжение жилого микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами: Российская, Цвиллинга, пр. Ленина, Плеханова. Согласно РД 34.20.185-94 «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» произведен расчет электрических нагрузок. Выполнен расчет наружного освещения. Сделан выбор силовых трансформаторов типа ТМГ с дальнейшей проверкой их по перегрузочной способности.

Выбрана и рассчитана схема внешнего энергоснабжения, а также проведен расчет распределительной сети 0,4 кВ, с последующей проверкой электрических аппаратов для защиты кабельных линий.

Рассчитана система электроснабжения здания по адресу улица Тимирязева, д.12, выбраны кабельные линии и проверены по потере напряжения, а также выполнен выбор оборудования защиты.

В разделе релейной защиты была рассмотрена защита распределительного пункта напряжением 6 кВ.

В разделе БЖД описывается расчет искусственного заземления и молниезащиты ТП.

В экономической части выполнено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внешнего энергоснабжения (двухкольцевая и двухлучевая), а также составлено дерево целей проекта, проиллюстрированное планом-графиком Ганта, был проведен SWOT- анализ двух вариантов электроснабжения.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докцм.	Подпись	Дата				
Разраб.		Томашуков А.П.			Электроснабжение жилого района г. Челябинска, ограниченного улицами: Российская, Цвиллинга, пр. Ленина, Плеханова	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Титов И.П.					3	98
Реценз.						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Н. Контр.		Титов И.П.						
Утверд.		Кирпичникова И.М.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	7
1 ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА	9
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	10
2.1 Нагрузка жилой части.....	10
2.2 Нагрузка общественных организаций	13
2.3 Нагрузка общественных зданий	17
2.4 Расчет уличного освещения	18
Вывод по разделу 2	19
3 НАХОЖДЕНИЕ ЦЕНТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗДАНИЙ И ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК.....	20
Вывод по разделу 3	24
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	25
Вывод по разделу 4	26
5 СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	28
5.1 Выбор вариантов схемы электроснабжения	28
5.2 Расчет кабельных линий 6 кВ.....	32
5.3 Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением выше 1 кВ	36
5.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов	42
5.5 Расчет распределительной сети 0,4 кВ.....	45
5.6 Расчет токов КЗ в сети ниже 1 кВ от ТП 11 до дома №12	48
Вывод по разделу 5	51
6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	52
6.1 Выбор оборудования РП	52
6.1.1 Выбор оборудования в вводном и секционном шкафах.....	52
6.1.2 Выбор оборудования ячеек отходящих линий	53
6.2 Выбор электрооборудования в ТП РУ 6 кВ	55
6.2.1 Выбор высоковольтного выключателя.....	56
6.2.2 Выбор разъединителей	56
6.2.3 Выбор трансформаторов тока.....	57
6.3 Выбор электрооборудования в ТП РУ 0,4 кВ	59
6.3.1 Выбор вводного автоматического выключателя.....	59
6.3.2 Выбор секционного выключателя.....	60
6.3.3 Выбор выключателя отходящей линии	60
6.3.4 Выбор трансформаторов тока.....	61
6.4 Выбор электрооборудования электрических сетей жилого дома.....	61
6.4.1 Выбор ВРУ.....	61

									Лист
									4
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. Системы электроснабжения городских сетей создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников города и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям:

- обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей;
- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии;
- быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании;
- иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;
- позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи, учитывающий взаимовлияние факторов.

Создание рациональной системы электроснабжения города является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения трансформаторных подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схемы внешнего электроснабжения и ее параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						6
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Произведем сравнение отечественного автоматического выключателя типа ВА и зарубежного автоматического выключателя типа Compact NS.

Автоматические выключатели ВА 01-01 используются в электрических цепях частотой 50 ГЦ, с номинальным напряжением 230/400 В и током до 63 А. выключатели выпускаются с защитными характеристиками В, С, D. изделия соответствуют ГОСТ Р 50345-99 (МЭК 60898-95).

Автоматические выключатели серии ВА 01-01 – коммутационные аппараты, способные включать, проводить и отключать токи при нормальном состоянии цепи, а также предназначенные для защиты от сверхтоков различного характера (токов перегрузки или токов короткого замыкания) систем в зданиях и аналогичных установок. Они рассчитаны на использование людьми, не получавшими группу допуска по электробезопасности.

Автоматические выключатели серии ВА 02-01 имеют аналогичное предназначение выключателям ВА 01-01. Отличительными особенностями данной серии являются увеличенные габариты, в результате изменённой конструкции, что позволило увеличить величину номинального тока до 100 А, а номинальную отключающую способность до 10000 А. Данные изделия выпускаются с защитными характеристиками С и D, имеют в отличие от автоматических выключателей ВА 01-01 указатель положения контактов, и допускают подключение провода, максимальным сечением до 35 мм².

Преимущества аппаратуры (ВА 01-01 и ВА 02-01):

- изготовление выключателей на автоматической линии, с контролем собранных узлов после каждой операции, что гарантирует высокую надёжность;
- собственное производство всех комплектующих для выключателей, включая: изготовление деталей из термостойкой пластмассы, с полным контролем качества элементов;
- производство сертифицировано по международной системе качества в соответствии со стандартами ISO9001:2000;
- на аналогичную продукцию данного изготовителя имеются международные сертификаты качества, подтверждающие соответствие высочайшим европейским стандартам;
- наличие российских сертификатов качества известной сертификационной организации, подтверждающих соответствие технических характеристик автоматических выключателей нормативным требованиям ГОСТа;
- большая номинальная (предельная наибольшая) отключающая способность - 6 кА и 10 кА (для ВА 02-01);
- дополнительная контактная пластина большой площади из серебряного композита на неподвижном контакте;
- комбинированные выводы внешних проводников с насечками на зажимах;
- высокая коммутационная и механическая износостойкость (6000 и 20000 циклов В-О соответственно);

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

- усиленная перегородка между половинками корпуса;
- механический указатель положения главных контактов (для ВА02-1);
- двойная защита корпуса от прогорания в районе замыкания главных контактов - пластина из термостойкой пластмассы плюс металлическая пластина;
- большой срок службы – 15 лет.

Автоматические выключатели Compact NS применяются в электрических сетях промышленных предприятий, а также на объектах непромышленной сферы.

Выключатели являются токоограничивающими. Это позволяет значительно снизить отрицательное воздействие тока КЗ на элементы сети: уменьшение выделяемой тепловой энергии и электродинамических усилий.

Выключатели Compact NS имеют глубину, равную 60 мм, и высоту передней части, равную 50 мм, благодаря чему обеспечивается простая и быстрая установка аппаратов во все универсальные низковольтные шкафы. Крепление автоматических выключателей может выполняться на монтажной плате.

Дополнительно следует отметить возможность реализации принципа каскадного соединения (согласно ГОСТ Р 50030.2-99 «Резервная защита»). Этот принцип позволяет значительно снизить стоимость аппаратов, установленных ниже автоматических выключателей Compact NS.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						8
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА

1 Объекты электроснабжения – жилые дома с количеством этажей от 4 до 10, общественные здания и сооружения.

2 Основные потребители электроэнергии – освещение внутреннее и уличное, бытовые электроприборы, электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов.

3 Полная расчетная мощность электроприемников жилых и общественных зданий – 8992 кВА.

4 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.

5 Количество ТП – 11, трансформаторы типа ТМГ-1000-6/0,4, ТМГ-630-6/0,4, ТМГ-400-6/0,4. Питание ТП предусматривается по двухкольцевой схеме.

6 Сети 6 кВ выполняются кабелями марки АПвП, сети 0,4 кВ выполняются кабелями марки АВВГ. Кабели прокладываются на глубине 0,7 м. под газонами и тротуарами и на глубине 1,0 м под проездами с защитой асбоцементными трубами диаметром 100мм.

7 В доме 12 ввод осуществлен 4 взаиморезервируемыми кабелями 4хАВВГ(4х95).

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						9
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Правильное определение расчетных нагрузок является важным этапом проектирования системы электроснабжения, так как в зависимости от них устанавливаются параметры всех элементов сети.

2.1 Нагрузка жилой части

Расчетные нагрузки потребителей определяются по согласно указаний РД 34.20.185 – 94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» [1] и СП-256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [2]. Основные данные жилых зданий сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика жилых зданий

Адрес дома	Количество этажей	Количество подъездов	Количество квартир	Количество лифтов
1	2	3	4	5
1. Пр. Ленина, 53	6	5	86	-
2. Пр. Ленина, 51	5	2	30	-
3. Пр. Ленина, 49	5	4	56	-
4. Пр. Ленина, 47	5	2	27	-
5. Пр. Ленина, 45	5	9	91	-
6. Пр. Ленина, 43	5	5	61	-
7. Пр. Ленина, 41	5	4	32	-
8. Ул. Цвиллинга, 35	5	5	53	-
9. Ул. Цвиллинга, 37	4	3	48	-
10. ул. Тимирязева, 28	4	8	82	-
11. Ул. Пушкина, 62	5	4	26	-
12. Ул. Пушкина, 60а	5	1	11	-
13. Ул. Пушкина, 60	4	3	24	-
14. Ул. Цвиллинга, 39	6	4	31	-
15. Ул. Тимирязева, 29	4	8	65	-
16. Ул. Пушкина, 66	4	1	11	-
17. Ул. Цвиллинга, 41а	5	4	40	-

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
18. Ул. Цвиллинга, 41б	2	1	8	-
19. Ул. Плеханова, 36	5	5	104	-
20. Ул. Плеханова, 32	5	4	65	-
21. Ул. Пушкина, 70	4	4	70	-
22. Ул. Пушкина, 70а	2	2	12	-
23. Ул. Плеханова, 28	5	2	40	-
24. Ул. Пушкина, 73	5	2	32	-
25. Ул. Пушкина, 73а	8	2	32	2
26. Ул. Свободы, 82а	2	2	8	-
27. Ул. Пушкина, 71а	5	2	30	-
28. Ул. Пушкина, 69а	4	3	28	-
29. Ул. Пушкина, 69	2	2	8	-
30. Ул. Свободы, 80	6	5	54	-
31. Ул. Свободы, 78	5	1	12	-
32. Ул. Свободы, 76	4	3	28	-
33. Ул. Тимирязева, 27	4	3	21	-
34. Ул. Тимирязева, 25	4	3	21	-
35. Ул. Пушкина, 67	4	3	21	-
36. Ул. Свободы, 141	10	4	192	4
37. Ул. Свободы, 141а	10	2	80	2
38. Ул. Тимирязева, 24	5	4	56	-
39. Ул. Тимирязева, 12	10	3	110	3
40. Ул. Российская, 208	9	1	14	1
41. Ул. Российская, 206	10	1	40	1
42. Ул. Российская, 204	10	2	69	2
43. Ул. Тимирязева, 19	5	3	40	-
44. Ул. Тимирязева, 21	5	5	93	-
45. Ул. Тимирязева, 21а	6	2	21	-

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

11

1	2	3	4	5
46. Ул. Свободы, 145	5	9	224	-
47. Ул. Свободы, 145а	5	8	139	-
48. Ул. Свободы, 149	5	4	64	-
49. Ул. Плеханова, 16	5	4	70	-
50. Ул. Плеханова, 14	5	4	80	-
51. Ул. Российская, 220	5	4	71	-
52. Ул. Российская, 218	5	7	132	-
53. Ул. Российская, 218б	9	1	22	1
54. Ул. Свободы, 70	5	2	16	-
55. Ул. Свободы, 70а	9	1	16	1
56. Ул. Свободы, 72	5	4	34	-
57. Ул. Свободы, 74	5	17	149	-

Произведем расчет нагрузок жилого дома по адресу: улица Тимирязева, д. 12. Согласно [2] расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир $P_{р.кв}$ кВт, определяется по формуле 2.1:

$$P_{р.кв} = P_{кв.уд} \cdot n; \quad (2.1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 7.1 [2] в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру, $P_{кв.уд} = 1,386$ кВт/квартиру;

n – число квартир, присоединенных к линии (ТП), $n = 110$.

$$P_{р.кв} = 1,368 \cdot 110 = 152,46 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , кВт, находящаяся в доме, рассчитывается по формуле 2.2:

$$P_c = P_{р.л} + P_{с.т.у}; \quad (2.2)$$

где $P_{р.л}$ – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{с.т.у}$ – мощность санитарно–технического устройства, кВт.

Расчетная нагрузка линии питания лифтовых установок по формуле 2.3, кВт:

$$P_{р.л} = k'_c \sum_1^n P_{л}; \quad (2.3)$$

где k'_c – коэффициент спроса [2, табл.7.4];
 n – количество лифтовых установок, $n = 3$;
 $P_{л}$ – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт, $P_{л} = 5$ кВт.

$$P_{р.л} = 0,65 \cdot (3 \cdot 5) = 12 \text{ кВт.}$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно–технических устройств определяется:

$$P_{с.т.у \text{ общ.}} = k''_c \sum_1^n P_{с.т.у}; \quad (2.4)$$

где k''_c – коэффициент спроса [2, табл. 7.5];
 n – число санитарно–технических устройств;
 $P_{с.т.у}$ – мощность санитарно–технического устройства, кВт.

Мощность санитарно–технического устройства определяется:

$$P_{с.т.у} = 0,05 \cdot n_{кв}; \quad (2.5)$$

Отсюда:

$$\begin{aligned} P_{с.т.у} &= 0,05 \cdot 110 = 5,5 \text{ кВт}; \\ P_{с.т.у \text{ общ.}} &= 0,75 \cdot 5,5 = 4,125 \text{ кВт}; \\ P_c &= 12 + 3,125 = 16,125 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле 2.6:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c; \quad (2.6)$$

где k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки, $k_y = 0,9$.

$$P_{р.ж.д} = 152,46 + 0,9 \cdot 16,125 = 167 \text{ кВт.}$$

Расчетные коэффициенты реактивной мощности приняты по [2, п. 7.1.12]. Коэффициент мощности для квартир с электрическими плитами и бытовыми кондиционерами воздуха равен $\cos(\varphi) = 0,93$. Расчет производится для вечернего максимума нагрузок. Реактивная нагрузка жилого дома определяется:

$$Q_{р.ж.д} = P_{р.ж.д} \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (2.7)$$

$$Q_{р.ж.д} = P_{р.ж.д} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,93)) = 167 \cdot 0,292 = 48,7 \text{ кВар.}$$

2.2 Нагрузка общественных организаций

В доме присутствуют 6 общественных организаций, из которых 3 офиса общей площадью $S_{оф} = 430 \text{ м}^2$ и 3 магазина протоваров общей площадью $S_{маг} = 290 \text{ м}^2$.

Расчетная электрическая нагрузка общественной организации определяется по формуле 2.8:

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{р.нежил} = \Delta P_{уд} \cdot S; \quad (2.8)$$

где $\Delta P_{уд}$ – укрупненная удельная нагрузка общественного здания, $\Delta P_{уд.оф} = 0,054 \text{ кВт/м}^2$, $\Delta P_{уд.маг} = 0,16 \text{ кВт/м}^2$;

S – площадь данного помещения, м^2 .

$$P_{р.оф} = \Delta P_{уд.оф} \cdot S_{оф} = 0,054 \cdot 430 = 23,22 \text{ кВт};$$

$$P_{р.маг} = \Delta P_{уд.маг} \cdot S_{маг} = 0,16 \cdot 290 = 46,4 \text{ кВт}.$$

Расчетные коэффициенты реактивной мощности приняты по [2, табл.7.12]. Коэффициент мощности для офисных помещений с бытовыми кондиционерами воздуха и для промтоварных магазинов равен $\cos(\varphi) = 0,85$. Расчет производится для вечернего максимума нагрузок. Реактивная нагрузка жилого дома определяется по формуле 2.9:

$$Q_{р.нежил} = P_{р.нежил} \cdot \text{tg}\varphi; \quad (2.9)$$

$$Q_{р.оф} = P_{р.оф} \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 23,22 \cdot 0,62 = 14,39 \text{ кВар};$$

$$Q_{р.маг} = P_{р.маг} \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 46,4 \cdot 0,62 = 28,76 \text{ кВар}.$$

По формуле 2.10 определим расчетную нагрузку всего здания:

$$P_{р.зд} = P_{зд.макс} + K_1 P_{зд1} + K_2 P_{зд2} + \dots + K_n P_{здn}; \quad (2.10)$$

где $P_{зд.макс}$ – максимальная из нагрузок здания, кВт;

$P_{зд1} \dots P_{здn}$ – расчетные электрические нагрузки всех зданий, кроме здания с наибольшей нагрузкой, кВт;

$K_1 \dots K_n$ – коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) и жилых домов (квартир и силовых электроприемников) в наибольшей расчетной нагрузке $P_{зд.макс}$, определяемые по [2, табл.7.13], $K_1 = 0,6$, $K_2 = 0,8$.

$$P_{р.зд} = 167 + 0,6 \cdot 23,22 + 0,8 \cdot 46,4 = 218 \text{ кВт}.$$

По формуле 2.11 определим реактивную мощность всего здания:

$$Q_{р.зд} = Q_{зд.макс} + K_1 Q_{зд1} + K_2 Q_{зд2} + \dots + K_n Q_{здn}; \quad (2.11)$$

$$Q_{р.зд} = 48,7 + 0,6 \cdot 14,39 + 0,8 \cdot 28,76 = 80,3 \text{ кВар}.$$

Полная мощность здания определяется по формуле 2.12:

$$S_{р.зд} = \sqrt{P_{р.зд}^2 + Q_{р.зд}^2}; \quad (2.12)$$

$$S_{р.зд} = \sqrt{218^2 + 80,3^2} = 232,3 \text{ кВА}.$$

Расчеты для остальных жилых зданий произведем аналогично и внесем результаты в таблицу 2.2.

										Лист
										14
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ					

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Адрес дома	Ркв.уд, кВт	Площадь нежилых помещен ий кв.м	ΔРуд. Нежил, кВт/м2	Рр.кв, кВт	Рр.л, кВт	Qр.кв, кВар	Рсту, кВт	Рр.ж.д, кВт	Рс, кВт	Qр.ж.д, кВар	Рр.нежил, кВт	Qр.нежил, кВар	Рр.зд., кВт	Qр.зд., кВар	Sp.зд., кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Пр. Ленина, 53	0,95	1733	0,160	81,7	0	23,8	3,2	84,6	3,2	24,7	277,2	118,1	311,1	128,0	336,4
2. Пр. Ленина, 51	1,36	1145	0,160	40,8	0	11,9	1,1	41,8	1,1	12,2	183,2	78,0	199,9	82,9	216,4
3. Пр. Ленина, 49	1,03	1438	0,160	57,7	0	16,8	2,1	59,6	2,1	17,4	230,1	98,0	254,0	105,0	274,8
4. Пр. Ленина, 47	1,38	758	0,160	37,3	0	10,9	1,0	38,2	1,0	11,1	121,3	51,7	136,5	56,1	147,6
5. Пр. Ленина, 45	0,90	1525	0,160	81,9	0	23,9	3,4	85,0	3,4	24,8	244,1	104,0	278,1	113,9	300,5
6. Пр. Ленина, 43	1,05	1452	0,160	64,1	0	18,7	2,3	66,1	2,3	19,3	232,3	99,0	258,8	106,7	279,9
7. Пр. Ленина, 41	1,30	800	0,160	41,6	0	12,1	1,2	42,7	1,2	12,4	128,0	54,5	145,0	59,5	156,8
8. Ул. Цвиллинга, 35	1,12	1699	0,160	59,4	0	17,3	2,0	61,1	2,0	17,8	271,8	115,8	296,3	122,9	320,7
9. Ул. Цвиллинга, 37	1,13	889	0,160	54,2	0	15,8	1,8	55,9	1,8	16,3	142,2	60,6	164,5	67,1	177,7
10. Ул. Тимирязева, 28	0,95	1280	0,054	77,9	0	22,7	3,1	80,7	3,1	23,5	69,1	29,5	108,3	35,3	113,9
11. Ул. Пушкина, 62	1,38	1165	0,160	35,9	0	10,5	1,0	36,8	1,0	10,7	186,3	79,4	204,7	83,7	221,2
12. Ул. Пушкина, 60а	2,00	73	0,160	22,0	0	6,4	0,4	22,4	0,4	6,5	11,7	5,0	31,7	10,5	33,4
13. Ул. Пушкина, 60	1,40	530	0,160	33,6	0	9,8	0,9	34,4	0,9	10,0	84,8	36,1	98,5	40,1	106,4
14. Ул. Цвиллинга, 39	1,30	1476	0,160	40,3	0	11,8	1,2	41,3	1,2	12,1	236,2	100,6	252,7	105,4	273,8
15. Ул. Тимирязева, 29	1,02	2436	0,250	66,3	0	19,3	2,4	68,5	2,4	20,0	608,9	259,4	636,3	267,4	690,2
16. Ул. Пушкина, 66	2,00	408	0,160	22,0	0	6,4	0,4	22,4	0,4	6,5	65,3	27,8	74,2	30,4	80,2
17. Ул. Цвиллинга, 41а	1,20	372	0,160	48,0	0	14,0	1,5	49,4	1,5	14,4	59,5	25,3	79,2	31,1	85,1
18. Ул. Цвиллинга, 41б	2,40	0	0,000	19,2	0	5,6	0,3	19,5	0,3	5,7	0,0	0,0	19,5	5,7	20,3
19. Ул. Плеханова, 36	0,85	815	0,250	88,4	0	25,8	3,9	91,9	3,9	26,8	203,8	86,8	240,6	97,5	259,6
20. Ул. Плеханова, 32	1,03	611	0,160	67,0	0	19,5	2,4	69,1	2,4	20,2	97,8	41,7	125,5	49,7	135,0
21. Ул. Пушкина, 70	1,00	645	0,054	70,0	0	20,4	2,6	72,4	2,6	21,1	34,8	14,8	83,9	27,0	88,2
22. Ул. Пушкина, 70а	2,00	0	0,000	24,0	0	7,0	0,5	24,4	0,5	7,1	0,0	0,0	24,4	7,1	25,4
23. Ул. Плеханова, 28	1,20	471	0,160	48,0	0	14,0	1,5	49,4	1,5	14,4	75,4	32,1	95,1	37,9	102,4
24. Ул. Пушкина, 73	1,30	536	0,054	41,6	0	12,1	1,2	42,7	1,2	12,4	28,9	12,3	54,2	17,4	57,0
25. Ул. Пушкина, 73а	1,30	497	0,160	41,6	8	12,1	1,2	49,9	9,2	14,5	79,5	33,9	99,5	39,7	107,1
26. Ул. Свободы, 82а	2,40	0	0,000	19,2	0	5,6	0,3	19,5	0,3	5,7	0,0	0,0	19,5	5,7	20,3
27. Ул. Пушкина, 71а	1,32	248	0,054	39,6	0	11,6	1,1	40,6	1,1	11,8	13,4	5,7	46,0	14,1	48,1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
28. Ул. Пушкина, 69а	1,34	203	0,054	37,5	0	10,9	1,1	38,5	1,1	11,2	11,0	4,7	42,8	13,1	44,8
29. Ул. Пушкина, 69	2,40	0	0,000	19,2	0	5,6	0,3	19,5	0,3	5,7	0,0	0,0	19,5	5,7	20,3
30. Ул. Свободы, 80	1,08	1370	0,160	58,3	0	17,0	2,0	60,1	2,0	17,5	219,2	93,4	243,3	100,4	263,2
31. Ул. Свободы, 78	2,00	259	0,160	24,0	0	7,0	0,5	24,4	0,5	7,1	41,4	17,7	51,2	20,5	55,2
32. Ул. Свободы, 76	1,34	1177	0,160	37,5	0	10,9	1,1	38,5	1,1	11,2	188,3	80,2	203,7	84,7	220,6
33. Ул. Тимирязева, 27	1,52	902	0,054	31,9	0	9,3	0,8	32,6	0,8	9,5	48,7	20,8	61,8	24,6	66,5
34. Ул. Тимирязева, 25	1,52	902	0,054	31,9	0	9,3	0,8	32,6	0,8	9,5	48,7	20,8	61,8	24,6	66,5
35. Ул. Пушкина, 67	1,52	902	0,054	31,9	0	9,3	0,8	32,6	0,8	9,5	48,7	20,8	61,8	24,6	66,5
36. Ул. Свободы, 141	1,36	2880	0,054	261,1	14	76,2	7,2	280,2	21,2	81,7	155,5	66,3	404,6	121,5	422,5
37. Ул. Свободы, 141а	1,60	0	0,000	128,0	8	37,3	3,0	137,9	11,0	40,2	0,0	0,0	137,9	40,2	143,6
38. Ул. Тимирязева, 24	1,07	1264	0,160	59,9	0	17,5	2,1	61,8	2,1	18,0	202,2	86,1	226,9	93,3	245,4
39. Ул. Тимирязева, 12	1,39	720	0,054	152,5	12	44,5	4,1	167,0	16,1	48,7	38,9	16,6	218,0	80,3	232,3
40. Ул. Российская, 208	2,90	325	0,160	40,6	4	11,8	0,5	44,7	4,5	13,0	51,9	22,1	74,3	28,6	79,6
41. Ул. Российская, 206	1,95	138	0,054	78,0	4	22,8	1,5	83,0	5,5	24,2	7,5	3,2	87,4	26,1	91,2
42. Ул. Российская, 204	1,64	0	0,160	113,2	8	33,0	2,6	122,7	10,6	35,8	0,0	0,0	122,7	35,8	127,8
43. Ул. Тимирязева, 19	1,20	655	0,054	48,0	0	14,0	1,5	49,4	1,5	14,4	35,3	15,1	63,5	20,4	66,7
44. Ул. Тимирязева, 21	0,90	944	0,160	83,7	0	24,4	3,5	86,8	3,5	25,3	151,0	64,3	185,7	74,4	200,1
45. Ул. Тимирязева, 21а	1,52	641	0,054	31,9	0	9,3	0,8	32,6	0,8	9,5	34,6	14,7	47,7	18,5	51,1
46. Ул. Свободы, 145	0,76	2247	0,160	170,2	0	49,7	8,4	177,8	8,4	51,9	359,4	153,1	430,6	173,9	464,3
47. Ул. Свободы, 145а	0,82	1680	0,054	114,0	0	33,2	5,2	118,7	5,2	34,6	90,7	38,6	155,0	52,5	163,6
48. Ул. Свободы, 149	1,02	617	0,160	65,3	0	19,0	2,4	67,4	2,4	19,7	98,7	42,1	125,7	49,9	135,2
49. Ул. Плеханова, 16	1,00	1145	0,160	70,0	0	20,4	2,6	72,4	2,6	21,1	183,2	78,0	212,1	86,5	229,1
50. Ул. Плеханова, 14	0,95	791	0,250	76,0	0	22,2	3,0	78,7	3,0	23,0	197,8	84,2	229,2	93,4	247,5
51. Ул. Российская, 220	1,02	477	0,054	72,4	0	21,1	2,7	74,8	2,7	21,8	25,7	11,0	90,3	26,2	94,0
52. Ул. Российская, 218	0,82	328	0,160	108,2	0	31,6	5,0	112,7	5,0	32,9	52,5	22,4	154,7	41,8	160,3
53. Ул. Российская, 218б	2,35	236	0,054	51,7	4	15,1	0,8	56,0	4,8	16,3	12,7	5,4	63,7	19,6	66,6
54. Ул. Свободы, 70	1,75	1026	0,160	28,0	0	8,2	0,6	28,5	0,6	8,3	164,1	69,9	175,5	73,2	190,2
55. Ул. Свободы, 70а	2,75	252	0,054	44,0	4	12,8	0,6	48,1	4,6	14,0	13,6	5,8	56,3	17,5	59,0
56. Ул. Свободы, 72	1,28	603	0,160	43,5	0	12,7	1,3	44,7	1,3	13,0	96,4	41,1	114,3	46,3	123,3
57. Ул. Свободы, 74	0,81	2644	0,160	120,7	0	35,2	5,6	125,7	5,6	36,7	423,0	180,2	473,2	194,8	511,8

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

16

2.3 Нагрузка общественных зданий

Расчет нагрузок общественных зданий проводится аналогично расчету, показанному в пункте 2.2. Для примера произведем расчет детского сада, находящегося по адресу: ул. Плеханова, дом 36 а.

Расчетная электрическая нагрузка детского сада определяется по формуле 2.13:

$$P_{p.d.c} = \Delta P_{уд} \cdot n; \quad (2.13)$$

где n – количество мест, $n = 150$.

$$P_{p.d.c} = 0,46 \cdot 150 = 69 \text{ кВт.}$$

Расчетные коэффициенты реактивной мощности приняты по [2, табл.7.12]. Коэффициент мощности для детских садов с пищевыми блоками равен $\cos(\varphi) = 0,98$. Реактивная нагрузка детского сада определяется по формуле 2.7:

$$Q_{p.d.c} = P_{p.d.c} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi)) = 69 \cdot 0,2 = 14 \text{ кВар.}$$

Тогда полная мощность находится, как:

$$S_{p.d.c} = \sqrt{69^2 + 14^2} = 70,4 \text{ кВА.}$$

Нагрузку остальных общественных зданий внесем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Нагрузка общественных зданий

Адрес дома	Назначение	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_{p.общ.},$ кВт	$Q_{p.общ.},$ кВар	$S_{p.общ.},$ кВА
1	2	3	4	5	6	7
1. Пр. Ленина, 49а	Офисы	0,85	0,62	44,8	27,8	52,7
2. Пр. Ленина, 49б	Офисы	0,85	0,62	73,0	45,2	85,9
3. Пр. Ленина, 49в	Офисы	0,85	0,62	22,7	14,1	26,7
4. Ул. Пушкина, 64	Кинотеатр	0,85	0,62	56,0	34,7	65,9
5. Ул. Цвиллинга, 41	Поликлиника	0,90	0,48	350,0	169,5	388,9
6. Ул. Пушкина, 66а	Офисы	0,85	0,62	50,5	31,3	59,5
7. Ул. Пушкина, 68	Пожарная часть	0,90	0,48	230,0	111,4	255,6
8. Ул. Пушкина, 68/1	Худ. Выставка	0,85	0,62	43,2	26,8	50,8
9. Ул. Плеханова, 36а	Детский сад	0,98	0,20	69,0	14,0	70,4
10. Ул. Свободы, 82	Школа	0,95	0,33	200,0	65,7	210,5
11. Ул. Пушкина, 71	Офисы	0,85	0,62	81,0	50,2	95,3

1	2	3	4	5	6	7
12. Ул. Свободы, 72а	Офисы	0,85	0,62	68,0	42,2	80,0
13. Ул. Свободы, 147	Поликлиника	0,90	0,48	70,0	33,9	77,8
14. Ул. Свободы, 147а	Офисы	0,85	0,62	16,2	10,0	19,1
15. Ул. Российская, 220а	Детский сад	0,98	0,20	115,0	23,4	117,3
16. Ул. Российская, 218а	Офисы	0,85	0,62	73,9	45,8	86,9
17. Пр. Ленина, 35/1	Офисы	0,85	0,62	133,9	83,0	157,6
18. Пр. Ленина, 41а	Офисы	0,85	0,62	75,6	46,9	88,9
19. Пр. Ленина, 35	Офисы	0,85	0,62	1167,5	723,6	1373,5

2.4 Расчет уличного освещения

Расчет наружного и внутриквартального освещения производится с помощью свода правил СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [3].

Классификация улично-дорожной сети городов проводится в соответствии с таблицей 7.9 [3].

Для проезжей части участков городских улиц и дорог со стандартной геометрией и асфальтобетонным покрытием нормируют: среднюю яркость дорожного покрытия $L_{\text{ср}}$, общую U_0 и продольную U_1 равномерности яркости дорожного покрытия, среднюю освещенность дорожного покрытия $E_{\text{ср}}$, равномерность освещенности U_h , пороговое приращение яркости T_1 согласно таблице 7.10 [3].

Для освещения будем использовать лампы ГКУ11-150-011 с мощностью 150 Вт и $\cos(\varphi) = 0,85$.

Для примера, произведем расчет освещения ул. Российская.

По таблице 7.9 [3] ул. Российская относится к классу объекта Б2, а именно, магистрали и улицы районного значения в центре города.

Освещение проезжей части определяется по формуле:

$$P_{\text{р.осв.пр}} = E_{\text{ср}} \cdot S \cdot P_{\text{уд.осв.}}; \quad (2.14)$$

где $E_{\text{ср}}$ – средняя освещенность дорожного покрытия, лк, $E_{\text{ср}} = 15$ лк;

S – площадь проезжей части, м^2 , $S = 7700 \text{ м}^2$;

$P_{\text{уд.осв.}}$ – максимальная относительная удельная мощность при нормируемой освещенности, $\text{мВт}/(\text{лк} \cdot \text{м}^2)$, $P_{\text{уд.осв.}} = 53 \text{ мВт}/(\text{лк} \cdot \text{м}^2)$.

$$P_{\text{р.осв.пр}} = 15 \cdot 7700 \cdot 0,053 = 6,1 \text{ кВт.}$$

Расчет пешеходной зоны проводится аналогично. Тротуарная зона относится к классу объекта П2 [табл.7.21, 3]. Тогда освещение пешеходной зоны определяется по формуле 2.14:

$$P_{p.осв.пеш} = 10 \cdot 6870 \cdot 0,053 = 3,7 \text{ кВт.}$$

Тогда суммарная активная нагрузка определяется:

$$P_{p.осв} = P_{p.осв.пр} + P_{p.осв.пеш} = 6,1 + 3,7 = 9,8 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность определяется как:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \text{tg}(\arccos(\varphi)) = 9,8 \cdot 0,62 = 6,1 \text{ кВар.}$$

И полная мощность:

$$S_{p.осв} = \sqrt{P_{p.осв}^2 + Q_{p.осв}^2} = \sqrt{9,8^2 + 6,1^2} = 11,5 \text{ кВА.}$$

Для остальных улиц и дворов расчет проводится аналогично. Результаты расчета внесем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет наружного освещения

Название улицы	Категория объектов	Площадь проезжей части, м ²	Площадь пешеходной части, м ²	P _{p.осв.} , кВт	Q _{p.осв.} , кВар	S _{p.осв.} , кВА
Ленина	Б2, П2	19675	14300	23,2	14,4	27,3
Цвиллинга	Б2, П2	15850	6300	15,9	9,9	18,8
Российская	Б2, П2	7700	6870	9,8	6,1	11,5
Свободы	Б2, П2	13650	11490	16,9	10,5	19,9
Плеханова	В2, П3	5790	7420	5,1	3,2	6,0
Пушкина	В2, П3	5650	8080	5,2	3,3	6,2
Тимирязева	В2, П3	5900	12940	6,8	4,2	8,0
Все дворы	В2, П5	157712		15,8	9,8	18,6

Вывод по разделу 2

В разделе 2 были рассчитаны электрические нагрузки жилых и общественных зданий, а также произведен расчет наружного освещения улиц.

3 НАХОЖДЕНИЕ ЦЕНТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗДАНИЙ И ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК

Для дальнейшего расчета и правильного выбора расположения трансформаторных подстанций определим центры электрических нагрузок зданий. Для зданий прямоугольной формы они определяются, как центр пересечения диагоналей, для других – через барицентр.

Предварительно объединим жилые дома и общественные здания в 11 групп.

Координаты символического центра электрических нагрузок группы домов определяются:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}} \text{ и } Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{p\Sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma i}}; \quad (3.1)$$

где x_i – координата центра электрических нагрузок i -ого здания по оси абсцисс, м;
 y_i – координата центра электрических нагрузок i -ого здания по оси ординат;
 $P_{p\Sigma i}$ – суммарная расчетная активная нагрузка i -ого здания, кВт.

Результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет центров электрических нагрузок

№ группы домов	Номер дома, название общественного здания	$P_{p\Sigma i}$, кВт	Координаты эл. нагрузки	
			X, м	Y, м
1	2	3	4	5
Гр. 1	1. Пр. Ленина, 53	311,09	152,50	580,00
	2. Пр. Ленина, 51	199,93	230,00	595,00
	3. Пр. Ленина, 49	253,96	310,00	595,00
	4. Пр. Ленина, 47	136,55	362,50	582,50
	5. Пр. Ленина, 49а	44,82	282,50	570,00
	6. Пр. Ленина, 49б	73,01	280,00	530,00
	7. Пр. Ленина, 49в	22,68	237,50	540,00
	8. Ул. Цвиллинга, 37	164,50	237,50	430,00
	Координаты центра группы:			247,99
Гр. 2	1. Ул. Цвиллинга, 35	296,25	207,50	500,00
	2. Ул. Пушкина, 62	204,71	370,00	447,50
	3. Ул. Пушкина, 60а	31,74	370,00	493,50
	4. Ул. Пушкина, 60	98,52	370,00	528,50

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5
Гр. 2	5. Ул. Тимирязева, 28	108,32	320,00	395,00
	Координаты центра группы:		297,58	473,61
Гр. 3	1. Пр. Ленина, 45	278,05	455,00	588,00
	2. Ул. Свободы, 70	175,50	505,80	551,00
	3. Ул. Свободы, 70а	56,30	502,60	526,10
	4. Ул. Свободы, 72	114,28	519,00	489,40
	5. Ул. Свободы, 74	473,25	455,60	434,20
	6. Ул. Свободы, 72а	68,04	466,00	433,80
	Координаты центра группы:		472,11	498,31
Гр. 4	1. Ул. Плеханова, 32	125,48	406,60	73,70
	2. Ул. Пушкина, 70	83,93	129,80	122,00
	3. Ул. Пушкина, 70а	24,41	367,50	136,00
	4. Ул. Плеханова, 36	240,56	280,10	57,80
	5. Ул. Цвиллинга, 41а	79,21	241,20	95,40
	6. Ул. Цвиллинга, 41б	19,47	267,20	126,00
	7. Ул. Плеханова, 36а	69,00	344,10	94,60
	8. Ул. Пушкина, 68	230,00	397,20	212,30
	9. Ул. Пушкина, 68/1	43,20	361,50	183,40
	10. Ул. Пушкина, 66а	50,54	413,30	250,20
	Координаты центра группы:		325,30	126,99
Гр. 5	1. Ул. Пушкина, 66	74,23	409,90	274,20
	2. Ул. Тимирязева, 29	636,32	342,80	293,60
	3. Ул. Цвиллинга, 39	252,71	250,00	291,00
	4. Ул. Цвиллинга, 41	350,00	281,80	200,00
	5. Ул. Пушкина, 64	56,00	345,90	358,70
	Координаты центра группы:		313,84	270,81
Гр. 6	1. Ул. Свободы, 82	200,00	592,40	132,70
	2. Ул. Плеханова, 28	95,12	499,30	85,60

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

21

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	
Гр. 6	3. Ул. Пушкина, 73	54,25	466,80	111,50	
	4. Ул. Пушкина, 73а	99,47	495,70	157,20	
	5. Ул. Свободы, 82а	19,47	552,60	161,40	
	6. Ул. Пушкина, 71	81,00	457,00	182,20	
	7. Ул. Пушкина, 71а	45,98	452,20	214,00	
	8. Ул. Пушкина, 69а	42,85	505,20	225,70	
	9. Ул. Пушкина, 69	19,47	446,20	255,30	
	10. Ул. Свободы, 80	243,27	588,30	245,80	
	11. Ул. Свободы, 78	51,20	577,30	305,70	
	12. Ул. Свободы, 76	203,71	565,90	339,80	
	13. Ул. Тимирязева, 27	61,78	464,00	351,30	
	14. Ул. Тимирязева, 25	61,78	530,30	361,40	
	15. Ул. Пушкина, 67	61,78	437,00	315,40	
	Координаты центра группы:			533,79	228,86
	Гр. 7	1. Ул. Плеханова, 16	212,15	736,50	116,10
2. Ул. Тимирязева, 21а		47,65	681,20	314,20	
3. Ул. Тимирязева, 21		185,71	691,60	374,80	
4. Ул. Свободы, 145а		154,96	728,10	236,20	
5. Ул. Свободы, 147		70,00	659,00	190,10	
6. Ул. Свободы, 147а		16,20	711,10	200,30	
7. Ул. Свободы, 149		125,70	666,40	138,30	
8. Ул. Свободы, 145		430,56	636,90	291,60	
Координаты центра группы:			680,34	245,63	
Гр. 8	1. Ул. Российская, 220а	115,00	802,50	191,90	
	2. Ул. Российская, 218а	73,87	794,30	279,90	
	3. Ул. Тимирязева, 19	63,49	794,70	374,90	
	4. Ул. Российская, 220	90,25	871,20	175,60	
	5. Ул. Российская, 218	154,72	843,50	294,70	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

22

1	2	3	4	5
Гр. 8	6. Ул. Российская, 2186	63,68	860,90	222,10
	7. Ул. Плеханова, 14	229,23	829,60	128,50
	Координаты центра группы:		829,55	217,14
Гр. 9	1. Пр. Ленина, 43	258,76	586,80	582,70
	2. Пр. Ленина, 41	145,04	660,00	587,00
	3. Пр. Ленина, 41а	75,60	665,90	535,90
	4. Ул. Свободы, 141а	137,90	669,00	503,30
	5. Ул. Свободы, 141	404,62	599,00	471,40
	6. Ул. Тимирязева, 24	226,92	666,60	421,00
	7. Пр. Ленина, 35/1	133,92	718,50	483,50
	Координаты центра группы:		636,42	503,96
Гр. 10	1. Пр. Ленина, 35	1167,50	765,00	541,20
	Координаты центра группы:		765,00	541,20
Гр. 11	1. Ул. Тимирязева, 12	218,00	750,00	421,80
	2. Ул. Российская, 208	74,26	802,80	422,30
	3. Ул. Российская, 206	87,42	800,50	438,60
	4. Ул. Российская, 204	122,69	803,50	469,00
	Координаты центра группы:		779,66	436,32

Радиус окружности круговой диаграммы электрических нагрузок, мм²:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma i}}{\pi m}}; \quad (3.2)$$

где m – масштаб картограммы электрических нагрузок, кВт/мм².

Масштаб картограммы электрических нагрузок находится:

$$m = \frac{\min\{P_{p\Sigma i}\}}{\pi R_{\min}^2}; \quad (3.3)$$

где R_{\min} – минимальный радиус круговой диаграммы для группы домов с минимальной суммарной электрической нагрузкой, мм.

Доля жилых, общественных и осветительной нагрузок в суммарной электрической определяется в соответствии с выражениями:

$$\alpha_{\text{жи}} = 360^\circ \cdot \frac{P_{\text{р.жи}}}{P_{\text{pi}}}, \alpha_{\text{общ.и}} = 360^\circ \cdot \frac{P_{\text{р.общ.и}}}{P_{\text{pi}}} \text{ и } \alpha_{\text{осв.и}} = 360^\circ \cdot \frac{P_{\text{р.осв.и}}}{P_{\text{pi}}}. \quad (3.4)$$

Полученные результаты внесем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчеты для картограммы электрических нагрузок

№ гр.	$P_{\text{р.}\Sigma}$, кВт	$P_{\text{р.ж}}$, кВт	$P_{\text{р.общ.и}}$, кВт	$P_{\text{р.осв.и}}$, кВт	X, мм	Y, мм	R, мм	$\alpha_{\text{р.ж}}$	$\alpha_{\text{р.общ.и}}$	$\alpha_{\text{р.осв.и}}$
1	1399,2	280,0	1094,5	24,7	248,0	561,3	16,5	72,0	281,6	6,3
2	860,5	235,4	623,7	1,4	297,6	473,6	12,0	98,5	260,9	0,6
3	1354,7	332,0	1009,2	13,5	472,1	498,3	15,1	88,2	268,2	3,6
4	1137,8	326,6	788,7	22,5	325,3	127,0	13,8	103,4	249,5	7,1
5	1394,5	132,2	1260,4	2,0	313,8	270,8	16,3	34,1	325,4	0,5
6	1566,6	480,8	1084,4	1,4	533,8	228,9	16,1	110,5	249,2	0,3
7	1561,0	555,7	1003,9	1,4	680,3	245,6	15,5	128,2	231,5	0,3
8	895,8	371,6	513,0	11,2	829,5	217,1	12,5	149,3	206,2	4,5
9	1534,6	588,7	927,5	18,4	636,4	504,0	16,5	138,1	217,6	4,3
10	1168,9	0,0	1167,5	1,4	765,0	541,2	15,0	0,0	359,6	0,4
11	517,0	417,3	98,3	1,4	779,7	436,3	9,9	290,6	68,4	1,0

$$m = \frac{517}{\pi \cdot 10^2} = 1,65 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Координаты РП всего микрорайона определим аналогично по формуле 3.1.

$$X_{\text{РП}} = 524,3 \text{ мм и } Y_{\text{РП}} = 369,2 \text{ мм.}$$

Картограммы нагрузок показаны на рисунке 1А приложения А.

Вывод по разделу 3

В разделе 3 были рассчитаны центры электрических нагрузок общественных и жилых зданий, также рассчитаны и нанесены на генеральный план картограммы нагрузок.

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Согласно «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185-94 [1] в районах многоэтажной застройки при напряжении 6 кВ оптимальная мощность двухтрансформаторных ТП составляет 2х630 кВА. Однако с учетом современного роста нагрузок и уменьшения общего количества ТП, также будем использовать ТП мощностью 2х1000 кВА.

К установке на ТП принимаются трансформаторы типа:

– ТМГ – 1000/0,4 кВ с параметрами [4]: $P_{КЗ} = 10,8$ кВт, $P_{ХХ} = 1,6$ кВт, $u_{КЗ} = 5,5$ %, $i_{ХХ} = 0,75$ %;

– ТМГ – 630/0,4 кВ с параметрами [4]: $P_{КЗ} = 7,6$ кВт, $P_{ХХ} = 1,16$ кВт, $u_{КЗ} = 5,5$ %, $i_{ХХ} = 0,8$ %;

– ТМГ – 400/0,4 кВ с параметрами [4]: $P_{КЗ} = 4,5$ кВт, $P_{ХХ} = 0,8$ кВт, $u_{КЗ} = 4,5$ %, $i_{ХХ} = 1,6$ %;

Дома микрорайона подразделяем на группы и для каждой группы рассчитываем нагрузку.

Для примера рассмотрим группу домов 11.

В нее входят дома по адресу: ул. Тимирязева, 12, ул. Российская, 208, ул. Российская, 206, ул. Российская, 204. Также будем учитывать нагрузку освещения дворов и прилегающих дорог.

Т.к. все эти дома с электрическими плитами и с преобладание нагрузки жилых помещений, то [2, табл.7.13], $K_i = 1$.

Отсюда, активная нагрузка на ТП определяется:

$$P_{р.тп11} = 214,3 + 1 \cdot 120,4 + 1 \cdot 86,1 + 1 \cdot 74 + 1 \cdot 1,4 = 496,2 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность:

$$Q_{р.тп11} = 132,8 + 1 \cdot 74,6 + 1 \cdot 53,3 + 1 \cdot 45,9 + 1 \cdot 0,9 = 307,5 \text{ кВар.}$$

И полная мощность:

$$S_{р.тп11} = \sqrt{496,2^2 + 307,5^2} = 583,8 \text{ кВА.}$$

Категории электроприемников по надежности электроснабжения жилых и общественных зданий отражены в таблице 6.1 [2].

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ рассчитывается по формуле 4.1:

$$Q_{1р} = \sqrt{(n \cdot K_{з.т} \cdot S_{н.т})^2 - P_p^2}; \quad (4.1)$$

где n – число трансформаторов на ТП;

$K_{з.т}$ – допустимый коэффициент режиме работы электроприемников;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформаторов ТП, кВА;

P_p – расчетная активная нагрузка на ТП, кВт.

Проведем расчет для ТП1:

$$Q_{1р} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 100)^2 - 1231,18^2} = 666,47 \text{ кВар.}$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Величина Q_{1p} является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформатора:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases}$$

Так как $Q_{1p.тп1} > Q_p$, то принимаем $Q_1 = Q_p = 666,47$ кВар.

Мощность конденсаторов, которые следует установить на НН:

$$Q_k = Q_p - Q_1 = 0 \text{ кВар.}$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются по формулам 4.2 и 4.3 соответственно:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{n \cdot S_{н.т}}; \quad (4.2)$$

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{1231,18^2 + 541,44^2}}{2 \cdot 1000} = 0,67.$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(n - 1) \cdot S_{н.т}}; \quad (4.3)$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{\sqrt{1231,18^2 + 541,44^2}}{(2 - 1) \cdot 1000} = 1,34.$$

При превышении $K_{з.п/ав}$ более 1,4 необходимо снять с трансформаторов часть нагрузки (3 категория электроснабжения).

Результаты расчета трансформаторных подстанций сведены в таблицу 4.2.

Вывод по разделу 4

В данном разделе были выбраны и рассчитаны трансформаторы в трансформаторные подстанции.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Таблица 4.2 – Результаты выбора трансформаторов ТП

№ ТП	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Тип трансф. и его мощн.	Nтр	Кз.т.н	Кз.т.п/в	Q1р, кВар	Qк, кВар	Pхх, кВт	Pкз, кВт	Iхх, %	Uкз, %	ΔРтр, кВт	ΔQтр, кВАр	X, мм	Y, мм	R, мм	αр.ж	αр.общ	αр.осв
1	1231,18	541,44	1344,98	ТМГ-1000	2	0,67	1,34	666,47	0,00	1,60	10,80	0,75	5,5	5,64	64,75	248,0	561,3	16,5	72,0	281,6	6,3
2	740,98	293,42	797,32	ТМГ-630	2	0,63	1,27	478,40	0,00	1,16	7,60	0,80	5,5	3,84	37,83	297,6	473,6	12,0	98,5	260,9	0,6
3	1173,31	494,56	1274,74	ТМГ-1000	2	0,64	1,27	763,77	0,00	1,60	10,80	0,75	5,5	5,39	59,69	472,1	498,3	15,1	88,2	268,2	3,6
4	782,98	324,35	850,18	ТМГ-630	2	0,67	1,35	406,04	0,00	1,16	7,60	0,80	5,5	4,05	41,63	325,3	127,0	13,8	103,4	249,5	7,1
5	1231,22	540,87	1345,78	ТМГ-1000	2	0,67	1,35	666,41	0,00	1,60	10,80	0,75	5,5	5,65	64,81	313,8	270,8	16,3	34,1	325,4	0,5
6	1204,01	469,27	1293,72	ТМГ-1000	2	0,65	1,29	714,39	0,00	1,60	10,80	0,75	5,5	5,46	61,03	533,8	228,9	16,1	110,5	249,2	0,3
7	1206,64	481,00	1299,48	ТМГ-1000	2	0,65	1,30	709,94	0,00	1,60	10,80	0,75	5,5	5,48	61,44	680,3	245,6	15,5	128,2	231,5	0,3
8	748,89	254,56	794,30	ТМГ-630	2	0,63	1,26	465,93	0,00	1,16	7,60	0,80	5,5	3,83	37,62	829,5	217,1	12,5	149,3	206,2	4,5
9	1254,25	484,57	1349,44	ТМГ-1000	2	0,67	1,35	621,98	0,00	1,60	10,80	0,75	5,5	5,66	65,08	636,4	504,0	16,5	138,1	217,6	4,3
10	1168,94	566,34	1298,91	ТМГ-1000	2	0,65	1,30	770,44	0,00	1,60	10,80	0,75	5,5	5,48	61,40	765,0	541,2	15,0	0,0	359,6	0,4
11	503,80	171,70	532,63	ТМГ-400	2	0,67	1,33	244,51	0,00	0,80	5,50	1,60	4,5	2,82	28,76	779,7	436,3	9,9	290,6	68,4	1,0

5 СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Выбор вариантов схемы электроснабжения

Величина напряжения на шинах напряжением 6 кВ РП, находящегося на территории комплекса жилых и общественных зданий, определяется расположением источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от РП до этих источников и другими факторами. В данной работе в целях экономии городского пространства, а также в избежание перетоков мощности помещение РП и ТП 6 были совмещены в РТП.

Построение электрической сети зависит от требований степени надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно РП и относительно друг друга. Кроме того, рациональный принцип построения распределительной сети должен учитывать возможность ее систематического развития, т.е. увеличение пропускной способности по мере возрастания электрической нагрузки.

Распределение электроэнергии от РП до потребительских ТП осуществляется по распределительным сетям 6 кВ [1, п. 3.1.4]. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников второй категории надежности электроснабжения является сочетание петлевых схем 6 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,4 кВ для питания потребителей. Согласно требованиям РД 34.20.185-94 [1]:

– питающие сети 6 кВ должны сооружаться по схеме с автоматическим резервированием вводов в РП;

– нагрузочная способность линий и трансформаторов должна определяться принятым способом построения распределительной сети, расчетными режимами работы, с учетом перегрузочной способности оборудования и кабелей в послеаварийном режиме;

– РП 6 кВ, как правило, следует выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаиморезервируемым линиям, подключенным к разным секциям шин, на секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР.

Целесообразность принятия той или иной схемы обосновывается технико-экономическим сравнением вариантов, основной частью которых является расчет кабельных линий.

Распределительные сети напряжением 6 кВ выполняются кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбирается прокладка кабелей в траншее (в одной траншее до 6 кабелей). Поскольку грунт на территории жилого района имеет низкую коррозионную активность (100 ом·м), в грунте отсутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа АПвП.

Все существующие схемы распределительных сетей условно разделены на группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей, создаваемого данной схемой. Требованиям, предъявляемым к электроснабжению

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

По методике, приведенной в [5], кольцевую сеть необходимо разрезать по пункту питания и представить в виде линии с двусторонним питанием с узлами А и В по концам. Потоки мощности приближенно определяются по формулам 5.1 и 5.2 соответственно:

$$S_A = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}}; \quad (5.1)$$

$$S_B = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iA}}{l_{AB}}; \quad (5.2)$$

где S_i – нагрузка i -го узла, кВА;

l_{AB} – суммарная длина участков сети, входящих в кольцо, м;

$l_{iA}(l_{iB})$ – длина всех участков от i -го узла до узла А (В).

Для 1-ого кольца:

$$S_{A1} = 2864 \text{ кВА};$$

$$S_{B1} = 2749 \text{ кВА}.$$

Для 2-ого кольца:

$$S_{A2} = 3159,7 \text{ кВА};$$

$$S_{B2} = 2115,1 \text{ кВА}.$$

Проверка расчетов производится по балансу мощностей по формуле 5.3:

$$S_A + S_B = \sum_{i=1}^k S_i. \quad (5.3)$$

Для 1-ого кольца:

$$2864 + 2749 = 1345 + 797,3 + 1274,7 + 850,2 + 1345,8;$$

$$5613 \text{ кВА} = 5613 \text{ кВА}.$$

Для 2-ого кольца:

$$3159,7 + 2115,1 = 1299,5 + 794,3 + 1349,4 + 1298,9 + 532,6;$$

$$5274,8 \text{ кВА} = 5274,8 \text{ кВА}.$$

Потокораспределение на остальных участках сети находится согласно первому закону Кирхгофа. Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 5.1.

Аварийный режим в данной схеме заключается в том, что через рассматриваемый кабель пройдет максимально возможный поток мощности при обрыве какого-либо кабеля. Например, при обрыве головного участка с одной стороны через другой участок пройдет весь поток мощности. Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в аварийном режиме приведены в таблице 5.2.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Таблица 5.1 – Потоки мощности в нормальном режиме для двухкольцевой схемы

Участок КЛ	L, м	Потоки мощности		
		P, кВт	Q, кВар	S, кВА
РП-ТП4	280	2632,2	1119,5	2864,0
ТП4-ТП5	150	1849,3	795,1	2013,8
ТП5-ТП2	200	618,1	254,2	668,0
ТП2-ТП1	130	122,9	39,2	129,3
ТП1-ТП3	250	1354,1	580,6	1474,3
ТП3-РП	310	2527,4	1075,2	2749,0
РП-ТП7	150	2929,4	1162,4	3159,7
ТП7-ТП8	155	1721,6	697,6	1866,2
ТП8-ТП11	230	972,7	443,0	1071,9
ТП11-ТП10	105	472,6	218,8	519,5
ТП10-ТП9	150	696,3	347,5	779,4
ТП9-РП	350	1953,1	795,7	2115,1

Таблица 5.2 – Потоки мощности в аварийном режиме для двухкольцевой схемы

Участок КЛ	L, м	Потоки мощности		
		P, кВт	Q, кВар	S, кВА
РП-ТП4	280	5165,2	2196,8	5613,0
ТП4-ТП5	150	4375,5	1881,2	4762,8
ТП5-ТП2	200	3160,2	1299,7	3417,0
ТП2-ТП1	130	2851,8	909,6	2993,3
ТП1-ТП3	250	3987,2	1709,6	4338,3
ТП3-РП	310	5165,0	2197,3	5613,0
РП-ТП7	150	4902,9	1945,5	5274,8
ТП7-ТП8	155	3684,3	1492,9	3975,3
ТП8-ТП11	230	2894,9	1318,4	3181,0
ТП11-ТП10	105	2383,4	1103,4	2626,4
ТП10-ТП9	150	3512,2	1752,8	3925,3
ТП9-РП	350	4885,0	1990,1	5274,8

Двухлучевая схема относится к числу разомкнутых сетей. В таких сетях потоки мощности по участкам находятся последовательным суммированием нагрузок потребителей, начиная с наиболее удаленного по отношению к базисному узлу участка. В данном случае базисным является РП. Кабельная линия принимается двухпроводной, с учетом необходимости обеспечения резерва. Результаты расчета приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Потоки мощности в нормальном режиме для двухлучевой схемы

Участок КЛ	L, м	Потоки мощности		
		P, кВт	Q, кВар	S, кВА
РП-ТП4	280	3986,4	1700,1	4338,3
ТП4-ТП5	150	3203,4	1375,7	3488,1
ТП5-ТП2	200	1972,2	834,9	2142,3
ТП2-ТП1	130	1231,2	541,4	1345,0
РП-ТП3	310	3596,5	1545,5	3923,1
ТП3-ТП9	230	2423,2	1050,9	2648,4
ТП9-ТП10	150	1168,9	566,3	1298,9
РП-ТП7	150	2459,3	907,3	2626,4
ТП7-ТП8	155	1252,7	426,3	1326,9
ТП8-ТП11	230	503,8	171,7	532,6

5.2 Расчет кабельных линий 6 кВ

Городские распределительные и питающие сети 6 кВ выполняются кабельными линиями и представляют собой сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с РД 34.20.185-94 [1] сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншее должно быть не менее 70 мм². Выбор КЛ осуществляется согласно экономической плотности тока, которая устанавливает оптимальное соотношение между затратами цветного металла и потерями электроэнергии в линии в нормальном режиме. Если сечение кабеля меньше значения, выбранного по экономической плотности тока, то возрастают потери электроэнергии. В противоположном случае возрастают затраты цветного металла.

Расчет проведем для участка РП-ТП4 в кольцевой схеме.

Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме определяется по формуле 5.4:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_k}; \quad (5.4)$$

где S_p – мощность, передаваемая по линии в нормальном режиме, кВт·А;

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение кабельной линии, кВ;

$n_{\text{к}}$ – число параллельных кабелей, уложенных в кабельной линии, $n_{\text{к}} = 1$;

$$I_p = \frac{2864}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 275,59 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии зависит от времени использования максимума нагрузки и экономической плотности тока определяется по формуле 5.5:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}}; \quad (5.5)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока.

Для жилых комплексов $T_{\text{м}} = 4500$ ч/год и согласно ПУЭ [8] экономическая плотность тока $j_{\text{э}} = 1,4$ А/мм².

$$F_{\text{э}} = \frac{275,59}{1,4} = 196,8 \text{ мм}^2.$$

Поскольку грунт на территории жилого района имеет низкую коррозионную активность (100 ом·м), в грунте отсутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа АПвП – силовой кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена. По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее большее стандартное сечение 185 мм². По каталожным данным [6] определяем длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 451$ А.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки в траншее определяется по формуле 5.6:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{ав}}; \quad (5.6)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [7, п.3.2.3], $K_{\text{п}} = 1$;

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [7, табл. 3.43.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого полиэтилена 80 °С и температуре почвы 15 °С, $K_{\text{т}} = 1,04$;

$K_{\text{ав}}$ – допустимая кратковременная перегрузка кабеля, $K_{\text{ав}} = 1,25$.

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 1,04 \cdot 451 \cdot 1,25 = 586,3 \text{ А.}$$

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме. В данной случае послеаварийный режим наступает при отказе головного участка ТПЗ-РП. По таблице 5.2 находим поток мощности, который пройдет через участок РП-ТП4, $S=5613,0$ кВА, тогда ток в послеаварийном режиме равняется:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{5613,0}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 540,11 \text{ А;}$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I'_{\text{доп}} > I_{\text{п/ав}};$$

$$586,3 \text{ А} > 540,11 \text{ А}.$$

Равенство выполняется, отсюда следует, что данное сечение нам подходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%. Потеря напряжения рассчитывается по формуле 5.7:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\%; \quad (5.7)$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, определяемое по справочным данным [6], Ом/км;

l – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U = \frac{(2632,2 \cdot 0,164 \cdot 0,28 + 1119,5 \cdot 0,103 \cdot 0,28) \cdot 10^3}{6 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,43\%;$$

$$\Delta U = 0,44\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Если потеря напряжений $\Delta U > 5\%$ [6], то нужно увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам, а затем пересчитать его.

Кроме того кабель проверяется на термическую стойкость. Расчеты токов короткого замыкания для напряжения выше 1 кВ приведен в разделе 5.3.

Для двльнейших технико-экономических расчетов необходимо определить величину потерь мощности в КЛ по формуле 5.8. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников.

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_k; \quad (5.8)$$

$$\Delta P = 3 \cdot 275,59^2 \cdot 0,164 \cdot 0,28 \cdot 1 = 4,74 \text{ кВт}.$$

Результаты расчета кабельных линий представлены в таблице 5.4 для кольцевой схемы и таблице 5.5 для двухлучевой схемы.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Таблица 5.4 – Результаты расчета кабельных линий для кольцевой схемы

Участки	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	$U_{ном}$, кВ	Кол-во кабелей	I_p , А	Ип/ав, А	Фэ, мм	$F_{прин}$	Способ прокладки	Марка кабеля	Идоп А	$K_{п.}$ о.е.	$K_{т.}$ о.е.	$K_{ав.}$ о.е.	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU , %	ΔP , кВт
РП-ТП4	2632,23	1119,45	2864,0	6	1	275,6	540,11	196,8	185	в траншее/трубе	АПвП(3х185)	451	1	1,04	1,25	586,3	0,164	0,103	0,28	0,43	10,46
ТП4-ТП5	1849,30	795,10	2013,8	6	1	193,8	458,30	138,4	150	в траншее	АПвП(3х150)	399	1	1,04	1,25	518,7	0,206	0,106	0,15	0,19	3,48
ТП5-ТП2	618,10	254,20	668,0	6	1	64,3	328,81	45,9	95	в траншее/трубе	АПвП(3х95)	312	1	1,04	1,25	405,6	0,320	0,112	0,2	0,13	0,79
ТП2-ТП1	122,90	39,20	129,3	6	1	12,4	288,03	8,9	70	в траншее/трубе	АПвП(3х70)	261	1	1,04	1,25	339,3	0,443	0,119	0,13	0,02	0,03
ТП1-ТП3	1354,10	580,60	1474,3	6	1	141,9	417,45	101,3	120	в траншее/трубе	АПвП(3х120)	355	1	1,04	1,25	461,5	0,253	0,108	0,25	0,28	3,82
ТП3-РП	2527,44	1075,18	2749,0	6	1	264,5	540,11	188,9	185	в траншее/трубе	АПвП(3х185)	451	1	1,04	1,25	586,3	0,164	0,103	0,31	0,45	10,67
РП-ТП7	2929,40	1162,44	3159,7	6	1	304,0	507,56	217,2	185	в траншее/трубе	АПвП(3х185)	451	1	1,04	1,25	586,3	0,164	0,103	0,15	0,25	6,82
ТП7-ТП8	1721,60	697,60	1866,2	6	1	179,6	382,52	128,3	120	в траншее/трубе	АПвП(3х120)	355	1	1,04	1,25	461,5	0,253	0,108	0,16	0,22	3,79
ТП8-ТП11	972,70	443,00	1071,9	6	1	103,1	306,09	73,7	95	в траншее/трубе	АПвП(3х95)	312	1	1,04	1,25	405,6	0,320	0,112	0,23	0,23	2,35
ТП11-ТП10	472,60	218,80	519,5	6	1	50	252,73	35,7	70	в траншее	АПвП(3х70)	261	1	1,04	1,25	339,3	0,443	0,119	0,11	0,07	0,35
ТП10-ТП9	696,30	347,50	779,4	6	1	75,0	377,71	53,6	120	в траншее/трубе	АПвП(3х120)	355	1	1,04	1,25	461,5	0,253	0,108	0,15	0,09	0,64
ТП9-РП	1953,12	795,73	2115,1	6	1	203,5	507,56	145,4	185	в траншее/трубе	АПвП(3х185)	451	1	1,04	1,25	586,3	0,164	0,103	0,35	0,39	7,13

Таблица 5.5 – Результаты расчета кабельных линий для двухлучевой схемы

Участки	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	$U_{ном}$, кВ	Кол-во кабелей	I_p , А	Ип/ав, А	Фэ, мм	$F_{прин}$	Способ прокладки	Марка кабеля	Идоп А	$K_{п.}$ о.е.	$K_{т.}$ о.е.	$K_{ав.}$ о.е.	Гдоп, А	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU , %	ΔP , кВт
РП-ТП4	3986,4	1700,1	4338,3	6	2	208,7	417,5	3986,4	150	в траншее/трубе	2хАПвП(3х150)	399	0,9	1,04	1,25	466,8	0,206	0,106	0,28	0,39	7,54
ТП4-ТП5	3203,4	1375,7	3488,1	6	2	167,8	335,6	3203,4	95	в траншее	2хАПвП(3х95)	312	0,9	1,04	1,25	365,0	0,320	0,112	0,15	0,25	4,06
ТП5-ТП2	1972,2	834,9	2142,3	6	2	103,1	206,1	1972,2	70	в траншее/трубе	2хАПвП(3х70)	261	0,9	1,04	1,25	305,4	0,443	0,119	0,2	0,27	2,82
ТП2-ТП1	1231,2	541,4	1345,0	6	2	64,7	129,4	1231,2	70	в траншее/трубе	2хАПвП(3х70)	261	0,9	1,04	1,25	305,4	0,443	0,119	0,13	0,11	0,72
РП-ТП3	3596,5	1545,5	3923,1	6	2	188,8	377,5	3596,5	120	в траншее/трубе	2хАПвП(3х120)	355	0,9	1,04	1,25	415,4	0,253	0,108	0,31	0,46	8,38
ТП3-ТП9	2423,2	1050,9	2648,4	6	2	127,4	254,8	2423,2	70	в траншее/трубе	2хАПвП(3х70)	261	0,9	1,04	1,25	305,4	0,443	0,119	0,23	0,38	4,96
ТП9-ТП10	1168,9	566,3	1298,9	6	2	62,5	125,0	1168,9	70	в траншее/трубе	2хАПвП(3х70)	261	0,9	1,04	1,25	305,4	0,443	0,119	0,15	0,12	0,78
РП-ТП7	2459,3	907,3	2626,4	6	2	126,4	252,7	2459,3	70	в траншее/трубе	2хАПвП(3х70)	261	0,9	1,04	1,25	305,4	0,443	0,119	0,15	0,25	3,18
ТП7-ТП8	1252,7	426,3	1326,9	6	2	63,8	127,7	1252,7	70	в траншее/трубе	2хАПвП(3х70)	261	0,9	1,04	1,25	305,4	0,443	0,119	0,16	0,13	0,84
ТП8-ТП11	503,8	171,7	532,6	6	2	25,6	51,3	503,8	70	в траншее/трубе	2хАПвП(3х70)	261	0,9	1,04	1,25	305,4	0,443	0,119	0,23	0,08	0,20
РП-ТП4	3986,4	1700,1	4338,3	6	2	208,7	417,5	3986,4	150	в траншее/трубе	2хАПвП(3х150)	399	0,9	1,04	1,25	466,8	0,206	0,106	0,28	0,39	7,54

5.3 Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением выше 1 кВ

Для упрощения практических расчетов токов КЗ в распределительных электрических сетях напряжением выше 1 кВ не учитываются: переходное сопротивление в месте КЗ, сопротивления всех трех фаз трансформаторов, линий, реакторов и других элементов сети считаются одинаковыми, токи намагничивания силовых трансформаторов и токи нагрузки. Расчет выполнен по методике, описанной в [13].

На рисунке 5.3 представлена схема замещения.

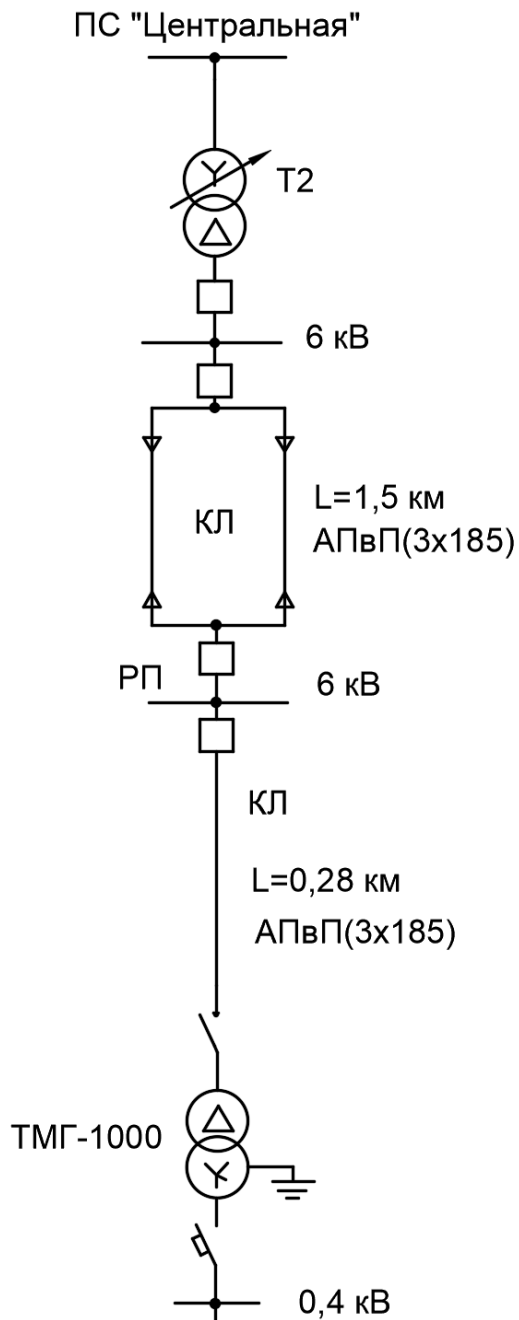


Рисунок 5.3 – Схема замещения

Расчет произведем в относительных единицах. Базисную мощность примем $S_6 = 100$ МВА. Принимаем средние значения напряжений сети: $U_{CP1} = 6,3$ кВ, $U_{CP2} = 0,4$ кВ.

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле 5.9:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{кз}}; \quad (5.9)$$

где S_6 – базисная мощность, $S_6 = 100$ МВА;
 $S_{кз}$ – мощность КЗ, $S_{кз} = 115$ МВА.

$$X_c = \frac{100 \cdot 10^6}{115 \cdot 10^6} = 0,87 \text{ о. е.}$$

Тогда ток КЗ в точке 1 определяется, как:

$$I_{кз}^{т.1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CP1} \cdot X_c}; \quad (5.10)$$

$$I_{кз}^{т.1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 0,87} = 10,54 \text{ кА.}$$

Найдем ток КЗ в точке 2.

Определим реактивное сопротивление кабельной линии между ПС «Центральная» и РП по формуле 5.11:

$$X_{кл} = \frac{X_{0\text{ кл}} \cdot L_{кл} \cdot S_6}{n \cdot U_{CP1}^2}; \quad (5.11)$$

где $X_{0\text{ кл}}$ – реактивное сопротивление нулевой последовательности, $X_{0\text{ кл}} = 0,103$ ом/км;

$L_{кл}$ – длина кабельной линии, $L_{кл} = 1,5$ м;

n – количество параллельных кабелей, $n = 4$.

$$X_{кл} = \frac{0,103 \cdot 1,5 \cdot 100 \cdot 10^6}{4 \cdot (6,3 \cdot 10^3)^2} = 0,103 \text{ о. е.}$$

Определим активное сопротивление кабельной линии между ПС «Центральная» и РП по формуле 5.12:

$$R_{кл} = \frac{R_{0\text{ кл}} \cdot L_{кл} \cdot S_6}{n \cdot U_{CP1}^2}, \quad (5.12)$$

где $R_{0\text{ кл}}$ – активное сопротивление нулевой последовательности, $R_{0\text{ кл}} = 0,164$ ом/км;

$$R_{кл} = \frac{0,164 \cdot 1,5 \cdot 100 \cdot 10^6}{4 \cdot (6,3 \cdot 10^3)^2} = 0,16 \text{ о. е.}$$

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Тогда полное сопротивление до точки КЗ определяется как:

$$Z_{кз} = \sqrt{R_{кл}^2 + (X_c + X_{кл})^2}; \quad (5.13)$$

$$Z_{кз} = \sqrt{0,16^2 + (0,87 + 0,103)^2} = 0,98 \text{ о. е.}$$

Итак, ток КЗ в точке 2 находится по формуле 5.14:

$$I_{кз}^{т.1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср1} \cdot Z_{кз}}; \quad (5.14)$$

$$I_{кз}^{т.1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 0,98} = 9,37 \text{ кА.}$$

Далее проведем проверку кабельных линий между РП и ТП на термическую стойкость.

Для примера рассмотрим линию РП-ТП4 для двухкольцевой схемы электроснабжения.

Параметры линии: $X_{0 \text{ кл1}} = 0,103 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, $R_{0 \text{ кл1}} = 0,164 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, $L = 0,28 \text{ км}$.

По формулам 5.11 и 5.12 определим сопротивления линий.

$$X_{кл1} = \frac{0,103 \cdot 0,28 \cdot 100 \cdot 10^6}{2 \cdot (6,3 \cdot 10^3)^2} = 0,036 \text{ о. е.}$$

$$R_{кл1} = \frac{0,164 \cdot 0,28 \cdot 100 \cdot 10^6}{2 \cdot (6,3 \cdot 10^3)^2} = 0,058 \text{ о. е.}$$

Тогда полное сопротивление равняется:

$$Z_{кл1} = \sqrt{R_{кл1}^2 + X_{кл1}^2} = \sqrt{0,058^2 + 0,036^2} = 0,068 \text{ о. е.}$$

Для остальных кабельных линий расчет аналогичен и предоставлен в таблицах 5.6 и 5.7.

Таблица 5.6 – Расчет сопротивлений кабельных линий для двухкольцевой схемы

Линия	L_i , км	r_{0i} , Ом/км	X_{0i} , Ом/км	R_i , о.е.	X_i , о.е.	Z_i , о.е.
1	2	3	4	5	6	7
РП-ТП4	0,280	0,164	0,103	0,046	0,029	0,058
ТП4-ТП5	0,150	0,206	0,106	0,031	0,016	0,039
ТП5-ТП2	0,200	0,320	0,112	0,064	0,022	0,081
ТП2-ТП1	0,130	0,443	0,119	0,058	0,015	0,073
ТП1-ТП3	0,250	0,253	0,108	0,063	0,027	0,080
ТП3-РП	0,310	0,164	0,103	0,051	0,032	0,064

1	2	3	4	5	6	7
РП-ТП7	0,150	0,164	0,103	0,025	0,015	0,031
ТП7-ТП8	0,155	0,253	0,108	0,039	0,017	0,049
ТП8-ТП11	0,230	0,320	0,112	0,074	0,026	0,093
ТП11-ТП10	0,105	0,443	0,119	0,047	0,012	0,059
ТП10-ТП9	0,150	0,253	0,108	0,038	0,016	0,048
ТП9-РП	0,350	0,164	0,103	0,057	0,036	0,072

Таблица 5.7 – Расчет сопротивлений кабельных линий для двухлучевой схемы

Линия	L_i , км	r_{0i} , Ом/км	x_{0i} , Ом/км	R_i , о.е.	X_i , о.е.	Z_i , о.е.
1	2	3	4	5	6	7
РП-ТП4	0,280	0,206	0,106	0,058	0,030	0,073
ТП4-ТП5	0,150	0,320	0,112	0,048	0,017	0,060
ТП5-ТП2	0,200	0,443	0,119	0,089	0,024	0,112
ТП2-ТП1	0,130	0,443	0,119	0,058	0,015	0,073
РП-ТП3	0,310	0,253	0,108	0,078	0,033	0,099
ТП3-ТП9	0,230	0,443	0,119	0,102	0,027	0,128
ТП9-ТП10	0,150	0,443	0,119	0,066	0,018	0,084
РП-ТП7	0,150	0,443	0,119	0,066	0,018	0,084
ТП7-ТП8	0,155	0,443	0,119	0,069	0,018	0,087
ТП8-ТП11	0,230	0,443	0,119	0,102	0,027	0,128
РП-ТП4	0,280	0,206	0,106	0,058	0,030	0,073
ТП4-ТП5	0,150	0,320	0,112	0,048	0,017	0,060

Итак, ток КЗ находится по формуле 5.15:

$$I_{кз.1}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{CP1} \cdot (Z_{кз} + Z_{кл1})}; \quad (5.15)$$

$$I_{кз.1}^{(3)} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot (0,98 + 0,068)} = 8,75 \text{ кА.}$$

Далее найдем ударный ток по формуле 5.16:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз.1}^{(3)}; \quad (5.16)$$

где K_y – коэффициент ударного тока, $K_y = 1,369$.

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 8,75 = 16,94 \text{ кА.}$$

Минимальное сечение жил кабеля $F_{Т.1}$ по термической стойкости находится:

$$F_{Т.1} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (5.17)$$

где B_k – импульс квадратичного тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания [12];

C – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника. Для кабелей и проводов с полиэтиленовой изоляцией и алюминиевыми жилами принимается $C = 65$.

Тепловой импульс B_k определяется в зависимости от местонахождения точки короткого замыкания в электрической схеме. В нашем случае это удалённое короткое замыкание.

Полный тепловой импульс короткого замыкания находится:

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (5.18)$$

где $I_{п.о}$ – действующее значение периодической составляющей начальной тока короткого замыкания, $I_{п.о} = 7,88$ кА;

$t_{отк}$ – время отключения, с. Согласно ПУЭ [8] время отключения $t_{отк}$ складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи $t_{р.з} = 0,01$ с и полного времени отключения выключателя $t_{о.в} = 0,06$ с;

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.}$$

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, $T_a = 0,01$ с [12, табл.2.2].

$$B_k = 8,75^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 21,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Тогда минимальное сечение равняется:

$$F_{Т.1} = \frac{\sqrt{21,43 \cdot 10^6}}{65} = 71,22 \text{ мм}^2;$$

$$F_{Т.1} = 71,22 \text{ мм}^2 < F_1 = 185 \text{ мм}^2.$$

Отсюда можно сделать вывод, что данное сечение проходит по термической стойкости. Выполним расчет для остальных кабельных линий и поместим результаты в таблицах 5.8 и 5.9 соответственно.

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Таблица 5.8 – Результаты расчетов кабельных линий на термическую стойкость для двухкольцевой схемы

Линия	Z_i , о.е.	$Z_{\Sigma(i)^*}$, о.е.	$I_{п(i)}^{(3)}$, кА	$i_{уд(i)}$, кА	B_k , кА ² ·с	F_T , мм ²	$F_{прин.}$, мм ²
РП-ТП4	0,068	1,048	8,75	16,94	21,43	71,22	185
ТП4-ТП5	0,044	1,091	8,40	16,26	12,69	54,81	150
ТП5-ТП2	0,085	1,302	7,04	13,63	3,96	30,63	95
ТП2-ТП1	0,075	1,217	7,53	14,58	15,89	61,32	70
ТП1-ТП3	0,087	1,141	8,03	15,54	11,60	52,40	120
ТП3-РП	0,076	1,055	8,69	16,82	6,04	37,80	185
РП-ТП7	0,037	1,016	9,02	17,47	30,93	85,56	185
ТП7-ТП8	0,054	1,070	8,57	16,59	20,56	69,75	120
ТП8-ТП11	0,098	1,168	7,85	15,19	11,09	51,22	95
ТП11-ТП10	0,061	1,228	7,46	14,44	4,45	32,46	70
ТП10-ТП9	0,052	1,280	7,16	13,86	9,22	46,72	120
ТП9-РП	0,085	1,366	6,71	12,99	3,60	29,20	185

Таблица 5.9 – Результаты расчетов кабельных линий на термическую стойкость для двухлучевой схемы

Линия	Z_i , о.е.	$Z_{\Sigma(i)^*}$, о.е.	$I_{п(i)}^{(3)}$, кА	$i_{уд(i)}$, кА	B_k , кА ² ·с	F_T , мм ²	$F_{прин.}$, мм ²
РП-ТП4	0,082	1,061	8,64	16,72	28,35	81,92	150
ТП4-ТП5	0,064	1,125	8,15	15,77	18,58	66,31	95
ТП5-ТП2	0,116	1,241	7,39	14,30	9,82	48,22	70
ТП2-ТП1	0,075	1,316	6,97	13,49	3,88	30,31	70
РП-ТП3	0,107	1,09	8,43	16,33	19,91	68,66	120
ТП3-ТП9	0,133	1,22	7,51	14,55	10,16	49,05	70
ТП9-ТП10	0,087	1,31	7,02	13,58	3,94	30,53	70
РП-ТП7	0,087	1,39	6,58	12,74	12,12	53,56	70
ТП7-ТП8	0,090	1,48	6,18	11,97	6,88	40,35	70
ТП8-ТП11	0,133	1,62	5,67	10,98	2,57	24,69	70

По данным таблиц 5.8 и 5.9 видно, что неравенство $F_T < F_{прин.}$ соблюдается во всех случаях, то есть сечения кабельных линий были выбраны правильно.

5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов

Варианты схем электроснабжения различаются как и по капитальным затратам, так и по эксплуатационным издержкам. Технико-экономическое сравнение основывается на методе приведенных затрат, так как варианты эквивалентны по экономическому результату. Расчет производится по методике, описанной в [9, п.2.9].

Приведенные затраты для обоих вариантов определяются по формуле 5.19:

$$Z = E_n \cdot K + I_n; \quad (5.19)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности, $E_n=0,12$ 1/год, [9, табл. 2.23];
 K – капитальные вложения по варианту;

$$K = K_{\text{КСО}} \cdot n_{\text{КСО}} + L \cdot K_{\text{КЛ}}; \quad (5.20)$$

где $K_{\text{КСО}} = 200$ тыс. руб. – стоимость 1 ячейки КСО [17];
 K – капитальные вложения на сооружение КЛ, тыс. руб. [10, табл.9];
 L – длина кабельной линии, м;

I_n – ежегодные издержки, которые определяются по формуле 5.21.

$$I_n = I_a + I_m + I_э; \quad (5.21)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб.;
 I_m – затраты на электроэнергию, тыс. руб.;
 $I_э$ – расходы по эксплуатации, тыс. руб.

Амортизационные отчисления определяются по формуле 5.22:

$$I_a = E_a \cdot K; \quad (5.22)$$

где E_a – годовая норма амортизации, $E_a = 0,03$ 1/год [9, табл. 2.23].

Затраты на электроэнергию определяются стоимостью потерь электроэнергии в электрической сети рассматриваемого варианта:

$$I_m = m \cdot \Delta P_m; \quad (5.23)$$

где m – стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь, руб/(кВт · год);

ΔP_m – максимальные потери активной мощности, кВт.

Стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь определяется:

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_m} + \beta \right) \cdot \tau_m; \quad (5.24)$$

где T_m — число часов использования максимума нагрузки, $T_m = 4500$ ч;

α – основная ставка двухставочного тарифа, $\alpha = 1499 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

β – дополнительная ставка, $\beta = 1,284 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

τ_M – число часов использования максимума потерь, определяющиеся по формуле 5.25:

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000}\right)^2 \cdot 8760; \quad (5.25)$$

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2886,1 \text{ ч};$$

$$m = \left(\frac{12 \cdot 1499}{4500} + 1,284\right) \cdot 2886,1 = 15,2 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Расходы по эксплуатации определяются по формуле 5.25:

$$I_э = E_{т,р} \cdot K; \quad (5.26)$$

где $E_{т,р}$ – нормативным отчислениям в долях единицы от капиталовложений, $E_{т,р} = 0,015$, [9, табл. 2.23].

Результаты расчетов для обоих вариантов внесем в таблицы 5.10 и 5.11 соответственно.

Приведенные затраты по варианту с двухкольцевой схемой электроснабжения оказались меньше, чем затраты по варианту с двухлучевой схемой. В итоге принята двухкольцевая схема внутреннего электроснабжения.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.10 – Техничко – экономические расчеты для 1 варианта

Участок	Кабель	L, км	C, тыс. руб/ км	K, тыс. руб	Иа тыс. руб/ год	Иэ тыс. руб/ год	ΔP, кВт	Им тыс. руб/ год	Ин тыс. руб/ год	З, тыс. руб/ год
РП-ТП4	АПвП(3x185)	0,28	841,1	635,5	19,1	9,5	10,5	159,5	188,1	264,3
ТП4-ТП5	АПвП(3x150)	0,15	763,5	514,5	15,4	7,7	3,5	53,1	76,2	138,0
ТП5-ТП2	АПвП(3x95)	0,2	584,6	516,9	15,5	7,8	0,8	12,1	35,4	97,4
ТП2-ТП1	АПвП(3x70)	0,13	524,2	468,1	14,0	7,0	0,0	0,4	21,5	77,7
ТП1-ТП3	АПвП(3x120)	0,25	688,1	572,0	17,2	8,6	3,8	58,2	84,0	152,6
ТП3-РП	АПвП(3x185)	0,31	841,1	660,7	19,8	9,9	10,7	162,7	192,4	271,7
РП-ТП7	АПвП(3x185)	0,15	841,1	526,2	15,8	7,9	6,8	104,0	127,7	190,8
ТП7-ТП8	АПвП(3x120)	0,155	688,1	506,7	15,2	7,6	3,8	57,8	80,6	141,4
ТП8-ТП11	АПвП(3x95)	0,23	584,6	534,5	16,0	8,0	2,3	35,8	59,9	124,0
ТП11-ТП10	АПвП(3x70)	0,105	524,2	455,0	13,7	6,8	0,3	5,3	25,8	80,4
ТП10-ТП9	АПвП(3x120)	0,15	688,1	503,2	15,1	7,5	0,6	9,8	32,4	92,8
ТП9-РП	АПвП(3x185)	0,35	841,1	694,4	20,8	10,4	7,1	108,7	140,0	223,3
Итого по варианту				6587,75			50,34		1063,81	1854,34

Таблица 5.11 – Техничко – экономические расчеты для 2 варианта

Участок	Кабель	L, км	C, тыс. руб/ км	K, тыс. руб	Иа тыс. руб/ год	Иэ тыс. руб/ год	ΔP, кВт	Им тыс. руб/ год	Ин тыс. руб/ год	З, тыс. руб/ год
РП-ТП4	2xАПвП(3x150)	0,28	1269,5	1355,46	40,66	20,33	7,54	148,74	209,73	372,39
ТП4-ТП5	2xАПвП(3x95)	0,15	862,8	1129,42	33,88	16,94	4,06	80,02	130,84	266,37
ТП5-ТП2	2xАПвП(3x70)	0,2	772,2	1154,43	34,63	17,32	2,82	55,71	107,66	246,19
ТП2-ТП1	2xАПвП(3x70)	0,13	772,2	1100,38	33,01	16,51	0,72	14,27	63,79	195,84
РП-ТП3	2xАПвП(3x120)	0,31	997,7	1309,29	39,28	19,64	8,38	165,39	224,30	381,42
ТП3-ТП9	2xАПвП(3x70)	0,23	772,2	1177,60	35,33	17,66	4,96	97,91	150,91	292,22
ТП9-ТП10	2xАПвП(3x70)	0,15	772,2	1115,82	33,47	16,74	0,78	15,36	65,57	199,47
РП-ТП7	2xАПвП(3x70)	0,15	772,2	1115,82	33,47	16,74	3,18	62,80	113,01	246,91
ТП7-ТП8	2xАПвП(3x70)	0,155	772,2	1119,68	33,59	16,80	0,84	16,56	66,95	201,31
ТП8-ТП11	2xАПвП(3x70)	0,23	772,2	1177,60	35,33	17,66	0,20	3,96	56,95	198,26
Итого по варианту				11755,50			33,49		1189,72	2600,38

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

44

5.5 Расчет распределительной сети 0,4 кВ

Расчет кабельных линий 0.4 кВ аналогичен расчету кабельных линий 6 кВ, показанному в пункте 5.2, но без учета экономической плотности тока. Схему сети для обеспечения требуемой надежности и простоты организации используем радиальную.

Произведем расчет для дома, находящегося по адресу: ул. Тимирязева, 12.
Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{232,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 335,2 \text{ А.}$$

Во избежание затруднений в прокладке кабеля внутри зданий или других мест, выбираем сечение кабелей не более 95 мм². Для того, чтобы получить сечение меньшего номинала разделим расчетный ток одной линии на 2.

Тогда ток одной линии будет вычисляться как:

$$I_{р.л.} = \frac{335,2}{2} = 167,6 \text{ А.}$$

Используем кабели типа АВВГ – кабель с алюминиевыми жилами, изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, оболочкой из поливинилхлоридного пластиката, небронированный. По каталожным данным [11] определяем длительно допустимый ток $I_{доп} = 199 \text{ А}$.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки в траншее:

$$I'_{доп} = K_p \cdot K_t \cdot I_{дд} = 0,9 \cdot 1,04 \cdot 199 = 186,3 \text{ А};$$

$$I'_{доп} > I_{р.л.};$$

$$186,3 \text{ А} > 167,6 \text{ А.}$$

Равенство выполняется, отсюда следует, что данное сечение нам подходит.

Проверим кабель по допустимой потере напряжения. Потери напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%:

$$\Delta U = \frac{(218 \cdot 0,34 \cdot 0,05 + 80,3 \cdot 0,0602 \cdot 0,05) \cdot 10^3}{4 \cdot (0,4 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,62\%;$$

$$\Delta U = 0,62\% < \Delta U_{доп} = 5\%.$$

Остальные расчеты для ТП1 сведем в таблицу 5.12.

Таблица 5.12 – Расчет кабельных линий 0,4

Участки	S_p , кВА	$I_{р.л.}$, А	Тип прокладки	Тип и кол-во кабелей	Кол- во ВРУ	$I_{доп}$, А	$I_{п.ав}$, А	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-д.53	336,4	121,4	траншея/труба	4хАВВГ(4х95)	2	171,4	161	0,89
ТП1-д.51	216,4	78,1	траншея/труба	4хАВВГ(4х50)	2	114,5	104	1,04
ТП1-д.49	274,8	99,2	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	132	0,96
ТП1-д.47	147,6	106,5	траншея/труба	2хАВВГ(4х120)	1	228,4	213	0,63

Продолжение таблицы 5.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-д.49а	52,7	38,1	траншея/труба	2хАВВГ(4х25)	1	95,5	76	0,93
ТП1-д.49б	85,9	62,0	траншея/труба	2хАВВГ(4х50)	1	133,8	124	0,77
ТП1-д.49в	26,7	38,5	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	39	0,94
ТП1-д.35	320,7	115,7	траншея/труба	4хАВВГ(4х95)	2	171,4	154	0,84
ТП2-д.37	177,7	64,1	траншея/труба	4хАВВГ(4х35)	2	98,5	85	1,22
ТП2-д.62	221,2	79,8	траншея/труба	4хАВВГ(4х50)	2	114,5	106	1,06
ТП2-д.60а	33,4	48,3	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	48	1,29
ТП2-д.60	106,4	76,8	траншея/труба	2хАВВГ(4х70)	1	166,6	154	0,75
ТП2-д.28	113,9	82,2	траншея/труба	2хАВВГ(4х70)	1	166,6	164	0,81
ТП3-д.45	300,5	108,4	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	141	1,05
ТП3-д.70	190,2	68,6	траншея/труба	4хАВВГ(4х35)	2	98,5	91	1,30
ТП3-д.70а	59,0	42,6	траншея/труба	2хАВВГ(4х25)	1	95,5	85	1,14
ТП3-д.72	123,3	89,0	траншея/труба	2хАВВГ(4х95)	1	200,3	178	0,65
ТП3-д.74	511,8	123,1	траншея/труба	6хАВВГ(4х95)	3	171,4	148	0,90
ТП3-д.72а	80,0	115,5	траншея	АВВГ(4х35)	1	127,9	116	2,04
ТП4-д.32	135,0	97,4	траншея/труба	2хАВВГ(4х95)	1	200,3	195	0,71
ТП4-д.70	88,2	127,3	траншея/труба	АВВГ(4х50)	1	148,7	127	1,73
ТП4-д.70а	25,4	36,7	траншея/труба	2хАВВГ(4х25)	1	106,1	37	0,99
ТП4-д.36	259,6	93,7	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	125	0,91
ТП4-д.41а	85,1	122,8	траншея/труба	АВВГ(4х35)	1	127,9	123	2,34
ТП4-д.41б	20,3	29,3	траншея	АВВГ(4х25)	1	106,1	29	0,79
ТП4-д.36а	70,4	101,6	траншея	АВВГ(4х25)	1	106,1	102	2,79
ТП4-д.68	255,6	92,2	траншея	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	123	0,88
ТП4-д.68/1	50,8	36,7	траншея	2хАВВГ(4х25)	1	95,5	73	0,89
ТП4-д.66а	59,5	85,8	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	86	2,09
ТП5-д.66	80,2	57,9	траншея/труба	2хАВВГ(4х50)	1	133,8	116	0,77
ТП5-д.29	690,2	166,0	траншея/труба	6хАВВГ(4х120)	4	195,4	194	0,98
ТП5-д.39	273,8	98,8	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	131	0,96

Продолжение таблицы 5.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП5-д.41	388,9	140,3	траншея/труба	4хАВВГ(4х120)	3	195,4	187	0,82
ТП5-д.64	65,9	95,1	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	95	2,31
ТП6-д.82	210,5	76,0	траншея/труба	4хАВВГ(4х50)	2	114,5	101	1,03
ТП6-д.28	102,4	73,9	траншея/труба	2хАВВГ(4х70)	1	166,6	148	0,72
ТП6-д.73	57,0	82,2	траншея/труба	2хАВВГ(4х25)	1	106,1	82	2,21
ТП6-д.73а	107,1	77,3	траншея/труба	2хАВВГ(4х70)	1	166,6	155	0,75
ТП6-д.82а	20,3	29,3	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	29	0,79
ТП6-д.71	95,3	68,8	траншея/труба	2хАВВГ(4х70)	1	166,6	138	0,63
ТП6-д.71а	48,1	34,7	траншея/труба	2хАВВГ(4х25)	1	95,5	69	0,93
ТП6-д.69а	44,8	64,7	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	65	1,74
ТП6-д.69	20,3	29,3	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	29	0,79
ТП6-д.80	263,2	95,0	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	126	0,92
ТП6-д.78	55,2	79,6	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	80	2,09
ТП6-д.76	220,6	79,6	траншея/труба	4хАВВГ(4х50)	2	114,5	106	1,06
ТП6-д.27	66,5	48,0	траншея/труба	2хАВВГ(4х35)	1	115,1	96	0,91
ТП6-д.25	66,5	48,0	траншея/труба	2хАВВГ(4х35)	1	115,1	96	0,91
ТП6-д.67	66,5	48,0	траншея/труба	2хАВВГ(4х35)	1	115,1	96	0,91
ТП7-д.16	229,1	82,7	траншея/труба	4хАВВГ(4х50)	2	114,5	110	1,10
ТП7-д.21а	51,1	73,8	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	74	1,94
ТП7-д.21	200,1	72,2	траншея/труба	4хАВВГ(4х35)	2	98,5	96	1,37
ТП7-д.145а	163,6	59,0	траншея/труба	4хАВВГ(4х25)	1	81,7	79	1,58
ТП7-д.147	77,8	56,1	траншея/труба	2хАВВГ(4х35)	1	115,1	112	1,04
ТП7-д.147а	19,1	27,5	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	28	0,67
ТП7-д.149	135,2	97,6	траншея/труба	2хАВВГ(4х95)	1	200,3	195	0,71
ТП7-д.145	464,3	111,7	траншея/труба	6хАВВГ(4х70)	3	142,5	134	1,09
ТП8-д.220а	117,3	84,7	траншея	2хАВВГ(4х95)	1	200,3	169	0,63
ТП8-д.218а	86,9	62,7	траншея	2хАВВГ(4х50)	1	133,8	125	0,78
ТП8-д.19	66,7	96,3	траншея/труба	АВВГ(4х25)	1	106,1	96	2,58

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП8-д.220	94,0	67,8	траншея/труба	2хАВВГ(4х70)	1	166,6	136	0,67
ТП8-д.218	160,3	115,7	траншея/труба	2хАВВГ(4х120)	1	234,4	231	0,69
ТП8-д.218б	66,6	48,1	траншея/труба	2хАВВГ(4х35)	1	115,1	96	0,93
ТП8-д.14	247,5	89,3	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	119	0,87
ТП9-д.43	279,9	101,0	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	134	0,98
ТП9-д.41	156,8	113,1	траншея/труба	2хАВВГ(4х120)	1	228,4	226	0,67
ТП9-д.41а	88,9	64,2	траншея/труба	2хАВВГ(4х50)	1	133,8	128	0,80
ТП9-д.141а	143,6	103,7	траншея/труба	2хАВВГ(4х120)	1	228,4	207	0,62
ТП9-д.141	422,5	101,6	траншея/труба	6хАВВГ(4х70)	3	142,5	122	1,01
ТП9-д.24	245,4	88,5	траншея/труба	4хАВВГ(4х70)	2	142,5	118	0,86
ТП9-д.35/1	157,6	113,7	траншея/труба	2хАВВГ(4х120)	1	228,4	227	0,64
ТП10-д.35	1297,2	156,0	траншея	8хАВВГ(4х95)	8	171,4	156	1,12
ТП11- д.12	232,3	83,8	траншея/труба	4хАВВГ(4х95)	2	186,3	168	0,62
ТП11-д.204	79,6	57,4	траншея/труба	2хАВВГ(4х50)	1	123,6	115	0,77
ТП11-д.206	91,2	65,8	траншея/труба	2хАВВГ(4х70)	1	154,4	132	0,65
ТП11-д.208	127,8	92,2	траншея/труба	2хАВВГ(4х95)	1	186,3	184	0,69

5.6 Расчет токов КЗ в сети ниже 1 кВ от ТП 11 до дома №12

Схема распределительной сети от ТП до ВРУ дома представлена на рисунке 5.4.

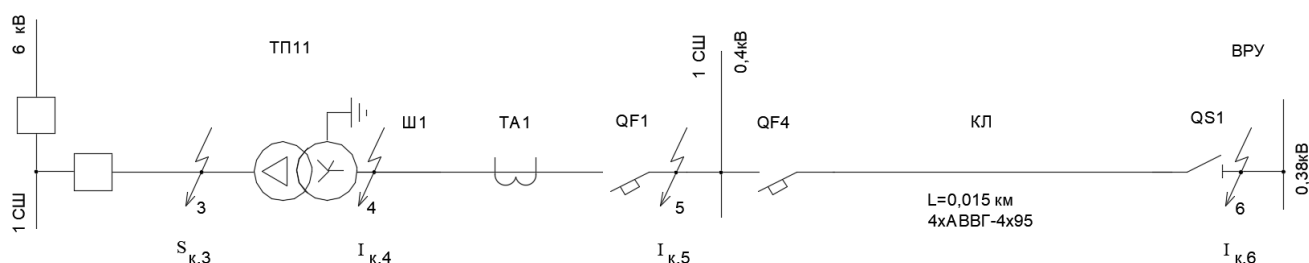


Рисунок 5.4 – Принципиальная схема электрической сети ниже 1 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов, включая силовые трансформаторы, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

автоматических выключателей и проводники. Необходимо также учитывать:

- изменение активного сопротивления проводников в цепи вследствие их нагрева при коротком замыкании;
- сопротивление электрической дуги в месте короткого замыкания.

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ - в данном случае сети 380 В. Расчеты токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рекомендуется производить в именованных единицах, а активные и индуктивные сопротивления - выражать в миллиомах (МОм).

При расчетах токов КЗ допускается:

– максимально упрощать всю внешнюю сеть напряжением 6 кВ и более по отношению к месту КЗ, представив ее системой бесконечной мощности с сопротивлением X_c , и учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

– принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения, которые связывают трансформаторы.

Рассмотрим расчет токов КЗ в сети до 1 кВ линии питающей ВРУ жилого дома № 12.

Расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

1. Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{срнн}^2}{S_{к.з}}; \quad (5.27)$$

где $S_{к.з}$ – мощность КЗ в точке 3 на ВН трансформатора, определяется как:

$$S_{к.з} = \sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot I_{кз} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 7,85 \cdot 10^3 = 85,7 \text{ МВА};$$

$$X_c = \frac{400^2}{85,7 \cdot 10^6} = 1,9 \text{ МОм}.$$

2. Трансформатор: тип ТМГ-400/6, схема соединения обмоток Δ/Y_H , напряжение короткого замыкания $U_K = 4,5 \%$; потери короткого замыкания $\Delta P_K = 5,5 \text{ кВт}$; ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$, [4].

Мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора в точке 3 составляет $S_{к.з} = 85,7 \text{ МВА}$. Сопротивления трансформатора для схемы треугольник/звезда с нулем [13, табл.П.1.1]: $R_T = 5,94 \text{ МОм}$, $X_T = 17 \text{ МОм}$, $Z_{T5} = 18 \text{ МОм}$.

3. Сопротивление шинпровода между трансформатором и вводным автоматическим выключателем:

$$R_{1ш} = R_{0ш} \cdot L = 0,027 \cdot 3 = 0,081 \text{ МОм};$$

$$X_{1ш} = X_{0ш} \cdot L = 0,014 \cdot 3 = 0,042 \text{ МОм}.$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Сопротивление кабельной линии:

Кабельная линия от РУНН ТП до ВРУ с маркой провода 4хАВВГ – 4х95 длиной 0,015 км.

Удельные сопротивления: $R_{уд\ кл} = 340$ мОм/км, $X_{уд\ кл} = 60,2$ мОм/км.

$$R_{к\ л} = R_{уд\ кл} \cdot L_{к\ л} / n_{к} = 1,28 \text{ мОм}, X_{к\ л} = X_{уд\ кл} \cdot L_{к\ л} / n_{к} = 0,23 \text{ мОм}.$$

5. Сопротивления подвижных контактов АВ [13, табл. П 1.6.1]:

$$R_{QF1} = 0,14 \text{ мОм}, X_{QF1} = 0,08 \text{ мОм}.$$

$$R_{QF4} = 3,5 \text{ мОм}, X_{QF4} = 2 \text{ мОм}.$$

$$R_{QS1} = 0,5 \text{ мОм}, X_{QS1} = 0,24 \text{ мОм}.$$

6. Сопротивления дуги [13, табл. П 1.7]:

На вводах трансформатора: $R_{д4} = 4$ мОм;

На шинах РУ 0,4 кВ: $R_{д5} = 4$ мОм;

На шинах РУ 0,38 кВ: $R_{д6} = 8$ мОм.

7. Сопротивления переходных контактных сопротивлений:

– шинпровода Ш1 с двух сторон $R_{ш} = 2 \cdot 0,0034 = 0,0068$ мОм [13, табл. П1.6.2].

– кабеля сечением 95 мм² $R_{к} = 2 \cdot 0,027 = 0,054$ мОм [13, табл. П 1.6.2].

До точки 5: $R_{к5} = 0,007$ мОм, до точки 6 (суммарное): $R_{к6} = 0,061$ мОм.

Итак, сопротивления до точки 4:

$$R_4 = R_T + R_{д4} = 5,94 + 4 = 9,94 \text{ мОм};$$

$$X_4 = X_c + X_T = 1,9 + 17 = 18,9 \text{ мОм};$$

$$Z_4 = \sqrt{R_4^2 + X_4^2} = \sqrt{9,94^2 + 18,9^2} = 21,4 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока КЗ в точке 4:

$$I_{к.4} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot Z_4} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 21,4 \cdot 10^{-3}} = 10,8 \text{ кА}.$$

Сопротивления до точки 5:

$$R_5 = R_T + R_{ш} + R_{QF1} + R_{к5} + R_{д5} = 10,2 \text{ мОм};$$

$$X_5 = X_c + X_T + X_{QF1} = 18,98 \text{ мОм};$$

$$Z_5 = \sqrt{R_5^2 + X_5^2} = 21,55 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока КЗ в точке 5:

$$I_{к.5} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot Z_5} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 21,55 \cdot 10^{-3}} = 10,7 \text{ кА}.$$

Сопротивления до точки 6:

$$R_6 = R_T + R_{QF1} + R_{QF4} + R_{к\ л} + R_{QS1} + R_{к6} + R_{д6} = 19,4 \text{ мОм};$$

$$X_6 = X_c + X_T + X_{QF1} + X_{QF4} + X_{к\ л} + X_{QS1} = 21,45 \text{ мОм};$$

$$Z_6 = \sqrt{R_6^2 + X_6^2} = 28,92 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока КЗ в точке 6:

$$I_{к.6} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot Z_6} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 28,92 \cdot 10^{-3}} = 7,96 \text{ кА}.$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Вывод по разделу 5

В разделе 5 были рассмотрены 2 схемы внутреннего электроснабжения: двухкольцевая и двухлучевая. Для каждой из схемы выбраны кабели 6 кВ и рассчитаны токи КЗ. На основе технико-экономического сравнения, методом приведенных затрат была выбрана двухкольцевая схема электроснабжения. Были выбраны и рассчитаны кабели 0,4 кВ.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор оборудования РП

Распределительные пункты РП наружной установки предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением до 10 кВ в сетях электроснабжения промышленных предприятий и объектов гражданского назначения.

В данной работе был использован типовой проект БКРТП 6/0,4 на 1000 кВА от ООО «ЭлЭнерго» [22].

Сборные шины располагают в верхней части РП горизонтально на расстоянии не менее 500 мм от его верхнего перекрытия. Расстояние между сборными шинами различных фаз должно быть не менее 130 мм при напряжении 6 кВ. Шины крепят к опорным изоляторам, установленным на металлических конструкциях. Распределительный пункт выполнен П-образной системой сборных шин с кабельными вводами однорядным расположением ячеек. Комплектуется РП камерами КРУ типа «Волга» [20]. В РП размещаются: 2 вводных шкафа, 4 шкафа отходящих линий, 1 секционный шкаф и 2 шкафа с измерительным трансформатором напряжения.

6.1.1 Выбор оборудования вводном и секционном шкафах

Выбор выключателя.

КРУ серии «Волга» комплектуются вакуумными выключателями EVOLIS 7P1.

Выбор выключателя осуществляется:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$, $I_{п/ав} \leq I_{ном}$;
- по току отключения $I_{кз} \leq I_{по}$.

Расчетные данные РП:

- $U_{уст} = 6$ кВ;
- $I_{норм} = 209,5$ А;
- $I_{п/ав} = 419$ А;
- $I_{кз} = 9,37$ кА.

Выполним проверку по параметрам выключателя:

$$U_{уст} \leq U_{ном} = 7,2 \text{ кВ};$$

$$I_{норм} \leq I_{ном} = 630 \text{ А};$$

$$I_{п/ав} \leq I_{ном} = 630 \text{ А};$$

$$I_{кз} \leq I_{по} = 25 \text{ кА}.$$

Выключатель EVOLIS удовлетворяет всем требованиям, примем его к установке на вводной ячейке и секционной.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор разъединителей.

Расчётные данные по выбору разъединителя:

- $U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$;
- $I_{НОРМ} = 209,5 \text{ А}$;
- $I_{П/АВ} = 419 \text{ А}$;
- $В_K = 87,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- $i_y = 18,15 \text{ кА}$.

Принимаем к установке разъединитель РВЗ-6/630. Выполним проверку по параметрам разъединителя:

$$\begin{aligned}U_{УСТ} &\leq U_{НОМ} = 7,2 \text{ кВ}; \\I_{НОРМ} &\leq I_{НОМ} = 630 \text{ А}; \\I_{П/АВ} &\leq I_{НОМ} = 630 \text{ А}; \\В_K &= (I_{КЗ})^2 \cdot t \leq I^2_{ТЕРМ} \cdot t = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\i_y &\leq I_{ДИН} = 51 \text{ кА}.\end{aligned}$$

Разъединитель РВЗ-6/630 удовлетворяет всем требованиям.

Выбор трансформаторов тока вводной ячейки.

Расчётные данные по выбору трансформаторов тока:

- $U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$;
- $I_{НОРМ} = 209,5 \text{ А}$;
- $I_{П/АВ} = 419 \text{ А}$;
- $В_K = 87,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- $i_y = 18,15 \text{ кА}$.

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТОЛ-6 600/5 0,5S/10P.

$$\begin{aligned}U_{УСТ} &\leq U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}; \\I_{НОРМ} &\leq I_{НОМ} = 600 \text{ А}; \\I_{П/АВ} &\leq I_{НОМ} = 600 \text{ А}; \\В_K &= (I_{КЗ})^2 \cdot t \leq I^2_{ТЕРМ} \cdot t = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\i_y &\leq I_{ДИН} = 100 \text{ кА}.\end{aligned}$$

Трансформатор тока ТОЛ-6/600 удовлетворяет всем требованиям.

В секционной ячейке примем к установке трансформатор ТОЛ-6/300.

6.1.2 Выбор оборудования ячеек отходящих линий

Для отходящих линий выбираем ячейки КРУ серии «Волга» [20].

Выбор выключателя.

Расчетные данные наиболее загруженной линии:

- $U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$;
- $I_{НОРМ} = 208,7 \text{ А}$;
- $I_{П/АВ} = 417,5 \text{ А}$;
- $I_{КЗ} = 8,64 \text{ кА}$.

Выполним проверку по параметрам выключателя:

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} = 7,2 \text{ кВ};$$

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} = 630 \text{ А};$$

$$I_{П/АВ} \leq I_{НОМ} = 630 \text{ А};$$

$$I_{КЗ} \leq I_{ПО} = 25 \text{ кА}.$$

Выключатель EVOLIS удовлетворяет всем требованиям, примем его к установке в ячейке отходящей линии.

Выбор трансформаторов тока

Расчётные данные по выбору трансформаторов тока:

$$- U_{УСТ} = 6 \text{ кВ};$$

$$- I_{НОРМ} = 208,7 \text{ А};$$

$$- I_{П/АВ} = 417,5 \text{ А};$$

$$- W_{К} = 28,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$- i_{у} = 16,7 \text{ кА}.$$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТОЛ-6 500/5 0,5S/10P.

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} = 500 \text{ А};$$

$$I_{П/АВ} \leq I_{НОМ} = 500 \text{ А};$$

$$W_{К} = (I_{КЗ})^2 \cdot t \leq I_{ТЕРМ}^2 \cdot t = 1474 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{у} \leq I_{ДИН} = 98 \text{ кА}.$$

Трансформатор тока ТОЛ-6/400 удовлетворяет всем требованиям.

Выбор ОПН.

ОПН-П-6 предназначены для гарантированной защиты наиболее ответственного электрооборудования в сетях класса напряжения 3 - 6 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. ОПН-П-6 рекомендуется применять в условиях частых и интенсивных воздействий перенапряжений для защиты трансформаторов электродуговых печей, изоляции кабельных сетей, электрических генераторов, двигателей и другого ответственного оборудования. Устанавливаем данный тип ОПН в РП.

Выбор трансформатора напряжения.

Примем к установке однофазные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-6УЗ в КРУ. Трехфазные антирезонансные группы предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) и служат для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации в электроустановках переменного тока частоты 50 или 60 Гц. Устойчивы к феррорезонансу и (или) воздействию перемежающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю. Трансформаторы имеют основную вторичную обмотку на $100/\sqrt{3}$ В и дополнительную на $100/\sqrt{3}$ или 100 В. Для класса точности 0,5 трансформаторы имеют номинальную мощность вторичной цепи 50 ВА.

Проверим, подходят ли эти трансформаторы по вторичной нагрузке:

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.1 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-47	2	1	1	0	2	4	-
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ-302	3	2	0,38	0,925	3	6,5	15,5
Итого:							10,5	15,5

Суммарная мощность приборов равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = \sqrt{(10,5^2 + 15,5^2)} = 18,7 \text{ ВА.} \quad (6.1)$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \times 50 = 150$ ВА, что больше мощности вторичной нагрузки. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

6.2 Выбор электрооборудования в ТП РУ 6 кВ

В данной работе были использованы типовой проект БКТП 400-1000 кВА на напряжение 6/0,4 кВ [23].

КСО (камеры сборные одностороннего обслуживания) предназначены для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 – 10 кВ в сетях с изолированной нейтралью.

На стороне ВН устанавливаем шкафы КСО2(298) от завода электротехнических изделий «Ставропольский», в каталоге которого указаны все технические характеристики шкафов [17].

Корпус камеры состоит из сборной металлоконструкции, составные части которой сварены из гнутого металлического профиля. Все элементы корпуса покрашены порошковой краской. Внутри камеры размещена аппаратура главных и вспомогательных цепей, а также приводы аппаратов.

На фасадной стороне располагаются органы управления аппаратами, приборы управления, учета, сигнализации и измерения. На фасаде камеры расположены 2 двери: верхняя – доступ к высоковольтной зоне, нижняя – доступ к кабельной зоне. Для наблюдения за высоковольтными аппаратами на двери встроены смотровые окна.

Фасад камеры освещается лампой напряжением 24 В.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

В высоковольтной зоне располагается вакуумный выключатель ВВ/TEL, трансформаторы напряжения, предохранители и проходные высоковольтные изоляторы.

В кабельной зоне расположены кабельные присоединения, трансформаторы тока с ОПН, трансформатор собственных нужд, линейный разъединитель и трансформатор напряжения. Камеры КСО имеют возможность концевой разделки и присоединения до 4 трехфазных кабелей сечением до 240 мм², а также 6 однофазных кабелей с пластмассовой изоляцией сечением до 500 мм².

Низковольтная зона представляет собой рамку с аппаратурой вспомогательных цепей, установленную на внутренней стороне верхней двери высоковольтной зоны. Между дверью высоковольтной зоны с аппаратурой вспомогательных цепей и содержимым высоковольтной зоны установлена съемная перегородка, необходимая для предотвращения доступа в зону высокого напряжения. По специальным направляющим дверь высоковольтной зоны вместе с рамкой выдвигается вперед. В низковольтной зоне размещаются аппараты управления, защиты, сигнализации и учета электроэнергии.

6.2.1 Выбор высоковольтного выключателя

В шкафах КСО-298 устанавливаются вакуумный выключатель ВВ/TEL.

Выбор выключателя осуществляется по следующим критериям:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$, $I_{п/ав} \leq I_{ном}$;
- по току отключения $I_{кз} \leq I_{по}$.

Расчет проведем для ТП 11.

Расчетные данные для ТП 11:

- $U_{уст} = 6$ кВ;
- $I_{норм} = 25,6$ А;
- $I_{п/ав} = 51,2$ А;
- $I_{кз} = 5,67$ кА.

К установке принимаем выключатель ВВ/TEL-6-20/630 У2. Произведем проверку по его параметрам:

$$U_{уст} \leq U_{ном} = 7,2 \text{ кВ};$$

$$I_{норм} \leq I_{ном} = 630 \text{ А};$$

$$I_{п/ав} \leq I_{ном} = 630 \text{ А};$$

$$I_{кз} \leq I_{по} = 20 \text{ кА}.$$

Все неравенства выполняются.

6.2.2 Выбор разъединителей

К установке принимаем разъединители типа РВЗ (разъединители для внутренней установки с заземляющими ножами).

Разъединители серии РВЗ на номинальное напряжение 6-10 кВ токи 400, 630

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

и 1000 А предназначены для включения и отключения, обесточенных участков в электрической цепи, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

По конструкции разъединители серии РВЗ вертикально-рубящего типа и имеют одно и трехполюсное исполнение на общей раме.

Выбор разъединителей РВЗ осуществляется:

- по напряжению установки $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$;
- по длительному току $I_{НОРМ} \leq I_{НОМ}$, $I_{П/АВ} \leq I_{НОМ}$;
- по термической стойкости $W_K = (I_{КЗ})^2 \cdot t \leq I^2_{ТЕРМ} \cdot t$;
- по току электродинамической стойкости $i_y \leq I_{ДИН}$;

Расчётные данные по выбору разъединителя:

- $U_{УСТ} = 6$ кВ;
- $I_{НОРМ} = 25,6$ А;
- $I_{П/АВ} = 51,2$ А;
- $W_K = 2,57$ кА²·с;
- $i_y = 10,98$ кА.

Принимаем к установке разъединитель РВЗ-6/400. Выполним проверку по параметрам разъединителя:

$$\begin{aligned}U_{УСТ} = 6 \text{ кВ} &\leq U_{НОМ} = 7,2 \text{ кВ}; \\I_{НОРМ} = 25,6 \text{ А} &\leq I_{НОМ} = 400 \text{ А}; \\I_{П/АВ} = 51,2 \text{ А} &\leq I_{НОМ} = 400 \text{ А}; \\W_K = (I_{КЗ})^2 \cdot t = 2,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\leq I^2_{ТЕРМ} \cdot t = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\i_y = 10,98 \text{ кА} &\leq I_{ДИН} = 51 \text{ кА}.\end{aligned}$$

Разъединитель РВЗ-6/400 удовлетворяет всем требованиям.

6.2.3 Выбор трансформаторов тока

К установке принимаем трансформаторы тока ТОЛ-6,
где Т - трансформатор тока;

О - опорный;

Л - исполнение трансформатора с литой изоляцией.

Трансформаторы ТОЛ-6 предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) и служат для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ частоты 50 или 60 Гц.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$;
- по длительному току $I_{НОРМ} \leq I_{НОМ}$, $I_{П/АВ} \leq I_{НОМ}$;
- по термической стойкости $W_K = (I_{КЗ})^2 \cdot t \leq I^2_{ТЕРМ} \cdot t$;
- по току электродинамической стойкости $i_y \leq I_{ДИН}$;

Расчётные данные по выбору трансформаторов тока:

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

- $U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$;
- $I_{НОРМ} = 25,6 \text{ А}$;
- $I_{П/АВ} = 51,2 \text{ А}$;
- $В_K = 2,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;
- $i_y = 10,98 \text{ кА}$.

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТОЛ-6 100/5 0,5S/10P.
Выполним проверку:

$$\begin{aligned}
 U_{УСТ} = 6 \text{ кВ} &\leq U_{НОМ} = 7,2 \text{ кВ}; \\
 I_{НОРМ} = 25,6 \text{ А} &\leq I_{НОМ} = 100 \text{ А}; \\
 I_{П/АВ} = 51,2 \text{ А} &\leq I_{НОМ} = 100 \text{ А}; \\
 В_K = (I_{КЗ})^2 \cdot t &= 2,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{ТЕРМ}^2 \cdot t = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\
 i_y = 10,98 \text{ кА} &\leq I_{ДИН} = 26 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 6.2 – Нагрузка по фазам

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-47	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ-302	5	5	5
Итого:		5,5	5,5	5,5

Общее сопротивление приборов находится по следующей формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (6.2)$$

где I_2 – ток вторичной обмотки, А;

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}.$$

Сопротивления проводов определяется:

$$r_{2\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контактов}}; \quad (6.3)$$

где $r_{\text{контактов}}$ – сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0.5, равно 0,4 Ом;

$$r_{2\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом}.$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм².

Приблизительная длина кабеля для РУ 6 кВ принимается равной 4 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{2\text{пров}}}; \quad (6.4)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,13} = 0,87 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм².

6.3 Выбор электрооборудования в ТП РУ 0,4 кВ

На стороне НН устанавливаем панели типа ЩО-70, основные технические характеристики которых приведены в каталоге «Озерского завода электроустановок» [18].

Панели распределительных щитов серии ЩО-70 предназначены для комплектования РУ напряжением 380/220В 3-х фазного переменного тока частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью, которые служат для приема, распределения электрической энергии, защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания.

В ТП 6/0,4 кВ в РУ 0,4 кВ принимаем к установке следующие типы шкафов: вводной; линейный; секционный.

6.3.1 Выбор вводного автоматического выключателя

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением предназначены для отключения токов КЗ, перегрузок, недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей на напряжение до 1000 В.

Выбор выключателя осуществляется по следующим критериям:

- по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$, $I_{\text{п/ав}} \leq I_{\text{ном}}$;
- по току отключения $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{по}}$;
- по конструктивному исполнению.

Вводной выключатель устанавливается во вводной ячейке типа ЩО-70-1А-57-УЗ.

Расчетные данные по выбору автоматического выключателя:

- $U_{\text{уст}} = 380 \text{ В}$;
- $I_{\text{норм}} = 768,7 \text{ А}$;
- $I_{\text{п/ав}} = 1537,5 \text{ А}$;
- $I_{\text{кз}} = 10,8 \text{ кА}$.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К установке принимаем выключатель Masterpact NW16H1 фирмы Schneider Electric [19]. Произведем проверку по его параметрам:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} = 380 \text{ кВ};$$

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} = 1600 \text{ А};$$

$$I_{П/АВ} \leq I_{НОМ} = 1600 \text{ А};$$

$$I_{КЗ} \leq I_{ПО} = 65 \text{ кА}.$$

Автоматический выключатель Masterpact NW25H1 удовлетворяет всем требованиям.

6.3.2 Выбор секционного выключателя

Секционный выключатель отключен в нормальном режиме, соответственно ток через него определяется по послеаварийному режиму. Для расчетов возьмем значения тока в послеаварийном режиме $0,7 I_{П/АВ}$.

Секционный выключатель устанавливается в секционной ячейке типа ЩО-70-1-72УЗ.

Расчётные данные по выбору автомата:

$$- U_{УСТ} = 380 \text{ В};$$

$$- I_{П/АВ} = 1077 \text{ А};$$

$$- I_{КЗ} = 10,8 \text{ кА}.$$

Принимаем к установке автоматический выключатель Masterpact NW12H1 фирмы Schneider Electric [19]. Выполним проверку по параметрам выключателя:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} = 380 \text{ В};$$

$$I_{П/АВ} \leq I_{НОМ} = 1200 \text{ А};$$

$$I_{КЗ} \leq I_{ПО} = 65 \text{ кА}.$$

Автоматический выключатель Masterpact NW16H1 удовлетворяет всем требованиям.

6.3.3 Выбор выключателя отходящей линии

Выбор выключателя присоединения рассмотрим на примере дома по адресу ул. Тимирязева, 12.

Выключатель отходящей линии устанавливается в линейной ячейке типа ЩО-70-1-01УЗ.

Расчётные данные по выбору автомата:

$$- U_{УСТ} = 380 \text{ В};$$

$$- I_{НОРМ} = 64 \text{ А};$$

$$- I_{П/АВ} = 168 \text{ А};$$

$$- I_{КЗ} = 7,96 \text{ кА}.$$

Принимаем к установке автоматический выключатель Masterpact NW04 N1 фирмы Schneider Electric [19]. Выполним проверку по параметрам выключателя:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} = 380 \text{ В};$$

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} = 400 \text{ А};$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{П/АВ} \leq I_{НОМ} = 400 \text{ А};$$

$$I_{КЗ} \leq I_{ПО} = 42 \text{ кА}.$$

Автоматический выключатель Masterpact NW04N1 удовлетворяет всем требованиям.

6.3.4 Выбор трансформаторов тока

Расчётные данные по выбору трансформаторов тока:

$$- U_{УСТ} = 380 \text{ кВ};$$

$$- I_{НОРМ} = 768,7 \text{ А};$$

$$- I_{П/АВ} = 1537,5 \text{ А};$$

$$- B_K = 122,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$- i_y = 15,4 \text{ кА}.$$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТШЛ-0,66-III 2000/5 0,5/10P. Выполним проверку:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} = 660 \text{ В};$$

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} = 2000 \text{ А};$$

$$I_{П/АВ} \leq I_{НОМ} = 2000 \text{ А};$$

$$B_K = (I_{КЗ})^2 \cdot t \leq I_{ТЕРМ}^2 \cdot t = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_y \leq I_{ДИН} = 50 \text{ кА}.$$

Трансформатор тока ТШЛ-0,66-III удовлетворяет всем требованиям.

6.4 Выбор электрооборудования электрических сетей жилого дома

Рассмотрим распределение электрической энергии внутри жилого здания, находящегося по адресу ул. Тимирязева, 12, имеющего 10 этажей и 3 подъезда, принадлежащего ко II категории по надежности.

6.4.1 Выбор ВРУ

ВРУ (вводно-распределительные устройства) предназначены для приёма, распределения и учёта электрической энергии напряжением 220/380В трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц в сетях с глухозаземлённой нейтралью, а также для защиты линий при перегрузках и коротких замыканиях.

Выбор ВРУ рассмотрим на примере дома по адресу ул. Тимирязева, 12.

Полная мощность здания равна $S_p = 232,3 \text{ кВА}$, тогда ток определяется как

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{232,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 335,3 \text{ А}.$$

К установке примем ВРУ1-18-80 УХЛ4 на 250 А с АВР, так как в доме имеется 3 лифта, и ВРУ1-11-10 УХЛ4 на 250 А. Также к каждому ВРУ выбираем распределительные панели ВРУ1-47-00 УХЛ4 [24].

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.4.2 Выбор электрооборудования линий, питающих квартиры

К питающим горизонтальным линиям, отходящим от ВРУ, подключаются стояки. На один подъезд по одному стояку.

Определим расчетную нагрузку на вертикальную питающую магистраль (стояк). Нагрузка жилого дома 97Б $P=218$ кВт и $Q=80,3$ кВар. В доме 3 подъезда, а соответственно 3 стояка. Тогда расчетная нагрузка на один стояк 72,7 кВт. Расчетный ток в стояках определяется по формуле 6.4:

$$I_{\text{ст.макс}} = \frac{P_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos\varphi}; \quad (6.5)$$

где $U_{\text{л}} = 380$ В – линейное напряжение сети;
 $\cos\varphi = 0,98$ – коэффициент мощности;

$$I_{\text{ст.макс}} = \frac{72,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 112,7 \text{ А.}$$

Для защиты линии стояка выбираем [21] автоматический выключатель ВА57-35-340010-125А с током расцепителя 125 А. По току нагрузки и из условий допустимого нагрева выбираем сечение проводов для стояков, выполненных проводами марки ВВГнгLS 4x35 проложенных в каналах. Для выбранной марки проводов выполняется условие:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}};$$
$$112,7 \text{ А} \leq 137 \text{ А.}$$

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{н.р}}} \geq 1;$$
$$K_3 = \frac{137}{125} = 1,1.$$

Выбранное сечение подходит к установленному выключателю.

Расчетный ток на вводе дома:

$$I_{\text{вв}} = \frac{218}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 338 \text{ А.}$$

Для защиты питающих линий ВРУ устанавливаем предохранители ППН39. По расчетному току в питающих линиях выбираем токи предохранителя и его плавких вставок по условиям:

$$I_{\text{ном.пред}} = 400 \text{ А} > I_{\text{вв}} = 338 \text{ А};$$
$$I_{\text{пл.вст}} = 400 \text{ А} > I_{\text{вв}} = 338 \text{ А.}$$

Сделаем проверку предохранителей по надежности срабатывания. По ПУЭ [8] действие предохранителя обеспечивается, если выполняется условие по току короткого замыкания в точке б: $I_{\text{кб}} = 7,96 \text{ кА} > 3 \times 400 \text{ А} = 1,2 \text{ кА}$. Следовательно, выбранные предохранители обеспечивают в сети селективную работу защиты.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

6.4.3 Выбор кабелей, питающих лифты и СТУ

Расчетная нагрузка кабеля, питающего один лифт, равна 4,67 кВт. Расчетный ток в кабельной линии определяется как:

$$I_{р.л} = \frac{4,67}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 7,24 \text{ А.}$$

Для защиты кабельной линии, питающей один лифт, устанавливаем автоматические выключатели ВА47-29 ЗР с $I_{НОМ} = 32 \text{ А}$.

$$I_{НОМ} = 32 \text{ А} > I_{кл.макс} = 7,24 \text{ А.}$$

Сделаем проверку по току пуска двигателя лифта:

$$I_{НОМ} > \frac{2 \cdot I_{пуск.дв}}{2,5}; \quad (6.6)$$

где $I_{пуск.дв}$ – пусковой ток двигателя.

$$I_{пуск.дв} = (5 \dots 7) \cdot I_{НОМ.дв} = 5 \cdot 7,24 = 36,2 \text{ А};$$

$$I_{НОМ} = 32 \text{ А} > \frac{2 \cdot 36,2}{2,5} = 29 \text{ А.}$$

Следовательно, выбранные автоматы проходят по характеристикам.

По току нагрузки из условий допустимого нагрева выбираем сечение кабеля для одной лифтовой установки, выполненных проводом марки ВВГнгLS и проложенных в каналах. Принимаем сечение фазных и нулевых проводов 4 мм² из условия:

$$I_{пуск.дв} = 36,2 \leq I_{доп} = 46 \text{ А};$$

$$K_3 = \frac{46}{32} = 1,44 \geq 1.$$

Выбранное сечение подходит к установленному выключателю.

Для санитарно-технических установок аналогичным способом устанавливаем автоматические выключатели ВА47-100-3С80 с $I_{НОМ} = 80 \text{ А}$. Кабели, питающие СТУ, возьмем марки ВВГнгLS (4x16).

Выводы по разделу 6

В данном разделе было выбрано оборудование ТП в РУ-6 кВ и РУ-0,4 кВ, оборудование для РП, также электрооборудование электрических сетей жилого дома.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА 6 КВ

7.1 Организация релейной защиты

На рисунке 7.1 приведена принципиальная электрическая схема распределительной сети напряжением 6 кВ, которая питается от подстанции напряжением 110/6 кВ.

Высоковольтный распределительный пункт РП напряжением 6 кВ питается по кабельным линиям КЛ1 и КЛ2, каждая из которых состоит из двух параллельных кабелей сечением по 240 мм². Рабочий ток кабельной линии КЛ1 принят равным длительно допустимому току $I_{РАБ.МАКС.Q3} = 2 \cdot I_{ДЛ.ДОП} = 2 \cdot 390 = 780$ А двух параллельно включенных кабелей этой линии [14, табл. 1.3.16]. Максимальный рабочий ток секционного выключателя Q5 РП принят равным $I_{РАБ.МАКС.Q5} = 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.Q3}$ кабельной линии. Коэффициент самозапуска на этом уровне СЭС примем равным $K_{СЗП} = 1,5$, с учётом этого пиковый ток составит $I_{ПИК.Q3} = 1170$ А и $I_{ПИК.Q5} = 819$ А.

К защитам, установленным РП, следует отнести как показано на рисунке 7.2:

- защиты, стоящие в начале линий, отходящих от РП.
- защиты, стоящие на секционном выключателе;
- защиты, стоящие в начале и конце линии, питающей РП.

Согласно ПУЭ [8] защита линии должна выполняться двухступенчатой, т.е. иметь селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку.

Релейная защита в конце линии выполняется такой же, что и в начале линии. При этом должна быть выполнена отстройка во времени срабатывания защиты, установленной в начале линии по отношению к защите, стоящей в конце линии.

Исходные и последующие расчетные данные сведены в таблицу 7.4. Последующие расчетные данные будут сводиться в эту же таблицу.

Все расчеты проведены по методике, описанной в [14, п. 16-17].

В таблице 7.1 представлены расчеты токов КЗ.

Таблица 7.1 – Данные расчетов токов КЗ в электрической сети напряжением 6 кВ

	Место точек расчета короткого замыкания		
	В	Г	Д
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)}$, кА	24,02	22,44	15,02
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)}$, кА	10,72	9,994	7,971

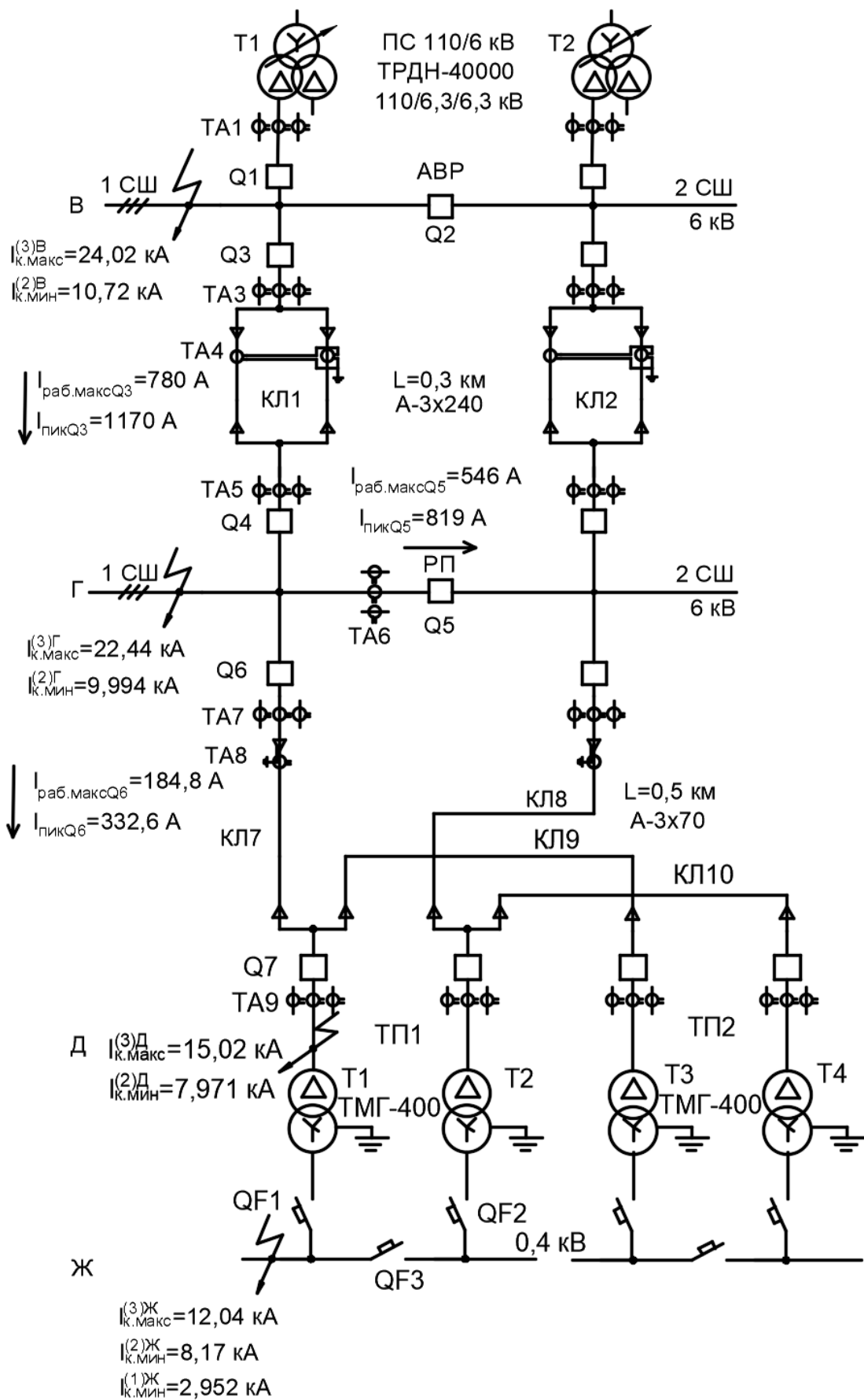


Рисунок 7.1 – Электрическая схема распределительной сети напряжением 6 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

65

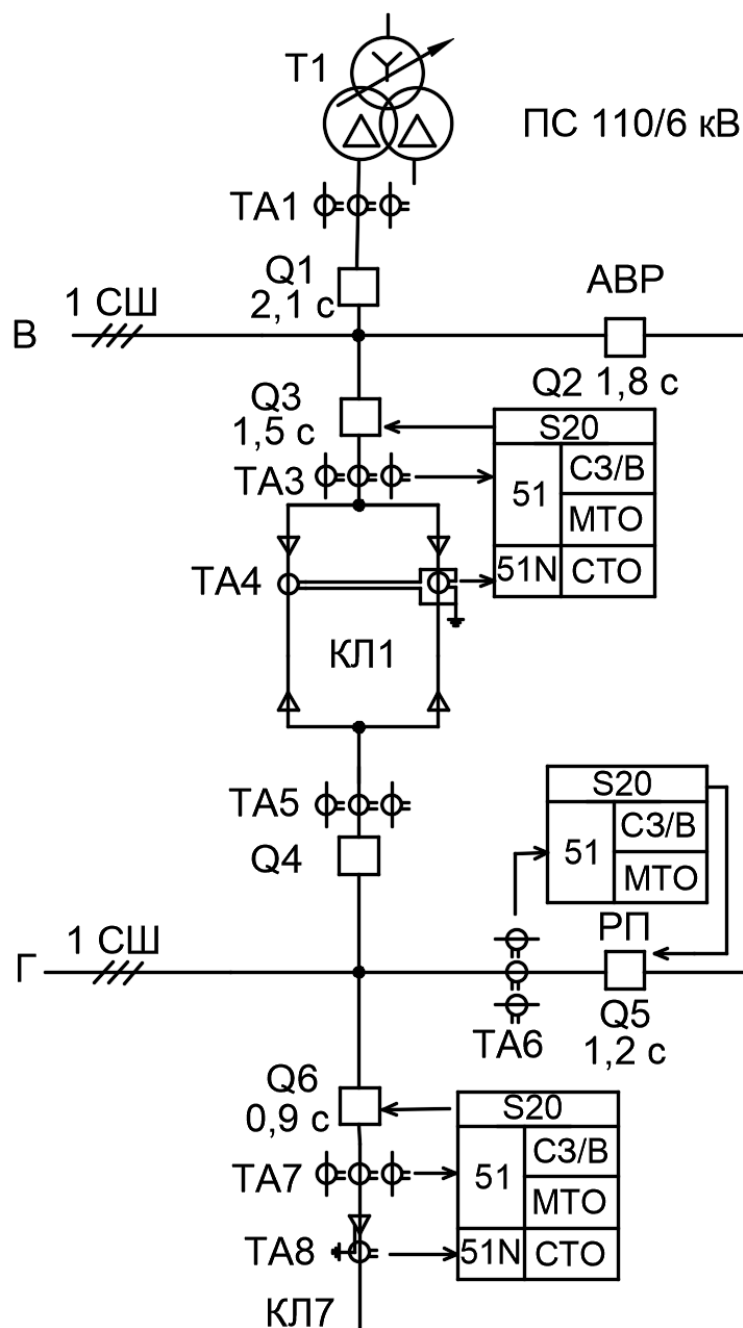


Рисунок 7.2 – Организация релейной защиты РП 6 кВ

7.2 Защита кабельной линии КЛ7, отходящей от РП

Защита, установленная на выключателе Q6, питающая трансформаторную подстанцию. Защиту выполним с помощью микропроцессорного блока типа Seram S20, выпускаемого компанией Schneider Electric.

Согласно ПУЭ отходящая от РП линия должна иметь две ступени максимальной токовой защиты (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20 (рисунок 7.3), а защита от ОЗЗ – функции 51N.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Листм

66



Рисунок 7.3 – Внешний вид устройства Schneider Electric Sepam S20

7.2.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{ПИК}}$ (формула 7.1):

$$I_{\text{С.СЗ.}Q_6} = I_{\text{sd.}Q_6} = \frac{K_{\text{Н.0}}}{K_{\text{В}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.}Q_6}^{\text{ВН}}, \quad (7.1)$$

где $K_{\text{Н.0}}$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты, $K_{\text{Н.0}} = 1,1$;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата защиты, $K_{\text{В}} = 0,935$;

$K_{\text{СЗП}}$ – коэффициент самозапуска, $K_{\text{СЗП}} = 1,8$;

$$I_{\text{sd.}Q_6} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 1,8 \cdot 184,8 = 392 \text{ А.}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q_6 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты $I_{\text{sd.}Q_7}$ (формула 7.2):

$$I_{\text{sd.}Q_6} \geq K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot I_{\text{sd.}Q_7}, \quad (7.2)$$

где $K_{\text{Н.СОГЛ}} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования;

$$I_{\text{sd.}Q_6} = 1,3 \cdot 272 = 353,6 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{\text{sd.}Q_6} = 392 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты $t_{\text{sd.}Q_6}$ на выключателе Q_6 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

выключателе Q7 $t_{sd.Q7}$ (формула 7.3):

$$t_{sd.Q6} = t_{sd.Q7} + \Delta t, \quad (7.3)$$

где Δt – ступень селективности по времени, $\Delta t = 0,3$ с.

$$t_{sd.Q7} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т1 в минимальном режиме и вычисляется по выражению 7.4:

$$K_{ч.СЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q6}} > K_{ч.ДОП} = 1,5. \quad (7.4)$$

$$K_{ч.СЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q6}} = \frac{7971}{392} = 20,3 > K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ $I_{К.МИН}^{(1)Ж}$ или $I_{К.МИН}^{(2)Ж}$ за трансформатором Т1 (точка Ж). В рассматриваемом примере минимальным является ток $I_{К.МИН}^{(1)Ж} = 2952$ А:

$$K_{ч.СЗ}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{К.МИН}^{(1)Ж}}{\sqrt{3} \cdot I_{sd.Q6} \cdot K_U} < K_{ч.ДОП} = 1,2, \quad (7.5)$$

$$K_{ч.СЗ}^{(2)} = \frac{2 \cdot 2952}{\sqrt{3} \cdot 392 \cdot 15} = 0,58 < K_{ч.ДОП} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита, установленная на секционном выключателе Q6 РП, имеет недостаточную чувствительность для защиты радиальной линии КЛ7 и не чувствует минимальный ток КЗ за трансформатором Т1.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

Терминалы Seram имеют несколько типов кривых отключения, определяемых с помощью уравнений и установленных в соответствии со стандартами различных организаций, например, кривые:

SIT – обратно зависимая выдержка (standard inverse time);

VIT – очень обратно зависимая выдержка (very inverse time);

EIT – чрезвычайно обратно зависимая выдержка (extremely inverse time).

Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 0,02$ и $K = 0,14$ [14, табл. 15.8].

При уставке тока $I_{sd.Q6} = 392$ А кривая должна пройти через точку Q6 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q6} = 0,9$ с при токе $I_{Q6}^{6*} = 10 \cdot I_{sd.Q6} = 3920$ А.

Используя выражение 7.6, рассчитываем коэффициент T_{MS}^D для кривой, проходящей через точку Д:

$$T_{MS}^D = \frac{t(I_*^D) \cdot [(I_*^D)^\alpha - 1]}{K}; \quad (7.6)$$

где I_*^D – кратность тока, А;

$t(I_*^D)$ – уставка времени, с.

$$T_{MS}^D = \frac{0,9 \cdot [(10)^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,303.$$

Теперь, используя выражение (7.7):

$$t_{C.3}^D(I_*^D) = \frac{T_{MS}^D \cdot K}{(I_*^D)^\alpha - 1}. \quad (7.7)$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{C.3}^D = f(I_*^D)$, проходящей через точку Д. Для кратности тока $I_*^D = 1,1$ получим:

$$t_{C.3}^D(1,1) = \frac{0,303 \cdot 0,14}{(1,1)^{0,02} - 1} = 22,2 \text{ с.}$$

Остальные расчеты сведены в таблицу 7.4.

7.2.2 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий:

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей радиальную линию, питающей несколько ТП, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т1 трансформаторной подстанции ТП1 (формула 7.8):

$$I_{C.MO.Q3} = I_{i.Q3} \geq K_{H.O} \cdot \frac{I_{K.MAKC}^{(3)Ж}}{K_U}; \quad (7.8)$$

где $K_{H.O}$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) мгновенной токовой отсечки. Для микропроцессорных защит и статических реле он составляет 1,15;

$$I_{i.Q6} = 1,15 \cdot \frac{12040}{15} = 923 \text{ А.}$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Уставка тока должна быть отстроена от бросков тока намагничивания включаемых трансформаторов магистральной линии (формула 7.9):

$$I_{i.Q6} \geq I_{НАМ} = K_{ОТС} \cdot 3 \cdot I_{Т.Н}, \quad (7.9)$$

$$I_{i.Q6} = 3 \cdot 3 \cdot 61,6 = 554,4 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q7 (формула 7.10):

$$I_{i.Q6} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q7}, \quad (7.10)$$

$$I_{i.Q6} = 1,3 \cdot 923 = 1200 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q6} = 1200 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q6} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q6.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки определяется по выражению 7.11. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{Ч.МО}^{(2)Г} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Г}}{I_{i.Q6}} \geq K_{Ч.ДОП} = 2,0, \quad (7.11)$$

$$K_{Ч.МО}^{(2)} = \frac{9994}{1200} = 8,33 \geq K_{Ч.ДОП} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП.

7.2.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты кабельной линии КЛ7 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20.

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо рассчитать собственные ёмкостные токи кабельных линий I_{Ci} и суммарный ток ОЗЗ $I_{ОЗЗ}$.

Собственный ёмкостный ток какой-либо кабельной линии определяется по выражению 7.12:

$$I_{Ci} = I_{удi} \cdot L_{КЛi}; \quad (7.12)$$

где $I_{удi}$ – удельный емкостный ток кабельной линии, А/км;

$L_{КЛi}$ – длина линии, км.

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Расчетное значение тока ОЗЗ электрической сети, состоящей из n кабельных линий, определяется по выражению:

$$I_{\text{ОЗЗ}} = \sum I_{\text{Ci}} \quad (7.13)$$

На рисунке 7.4 представлена схема сети 6 кВ для расчета защиты от ОЗЗ.

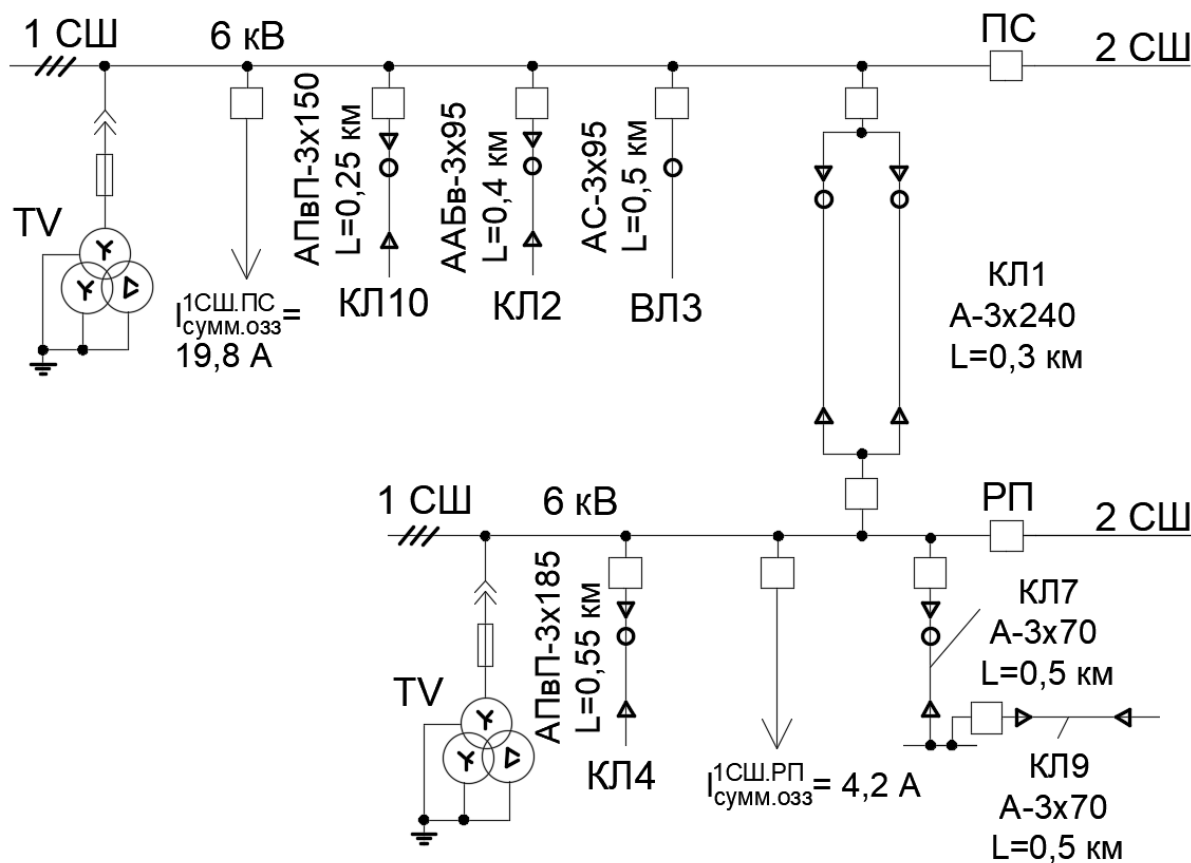


Рисунок 7.4 – Схема сети 6 кВ защиты от ОЗЗ

Удельные емкостные токи кабельных и воздушных линий берем по [14, табл.18.1, 18.2, 18.3, 18.4].

Результаты расчёта тока ОЗЗ сведены в таблицу 7.2.

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо знать собственный ток защищаемого присоединения $I_{\text{С.ЗП}}$ и суммарный ток ОЗЗ $I_{\text{ОЗЗ}}$. Ток ОЗЗ равен $I_{\text{ОЗЗ}} = 27,03$ А. Собственный ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности ТА7, будет равен сумме ёмкостных токов кабельной линии КЛ1 и всех линий, отходящих от распределительного пункта РП.

$$I_{\text{С.ЗП.}\Sigma} = I_{\text{С.КЛ7}} + I_{\text{С.КЛ9}} = 1,206 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты $I_{\text{С.ЗП}}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА7 защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{\text{С.ЗП}}$).

Таблица 7.2 – Ёмкостные токи для расчета ОЗЗ

Обозначение линии	Марка кабеля	Удельный ёмкостный ток линии $I_{удi}$, А/км	Длина линии L_i , км	Ёмкостный ток линии I_{Ci} , А
КЛ10	АПВП-3x150	1,31	0,25	0,328
КЛ2	ААБВ-3x95	0,82	0,4	0,328
ВЛ3	АС-3x95	0,039	0,5	0,0195
КЛ1	А-3x240	1,923	0,3	0,577
I_{Σ} ОЗЗ ПС	–	–	–	19,8
КЛ4	АПВП-3x185	1,04	0,55	0,572
КЛ7+КЛ9	А-3x70	1,206	0,5+0,5	1,206
I_{Σ} ОЗЗ РП	–	–	–	4,2
Ток однофазного замыкания на землю 1-й СШ $I_{OЗЗ}$, А				27,03

Для радиальной линии КЛ7:

$$I_{C.з.кЛ7} \geq K_{н.с} \cdot K_{бр} \cdot I_{C.зпi}, \quad (7.14)$$

где $K_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$K_{бр} = 1$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства SEPAM).

$$I_{C.з.кЛ7} \geq K_{н.с} \cdot K_{бр} \cdot I_{C.зп.кЛ7}, = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,206 = 1,45 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$K_{ч.кЛ7} = \frac{I_{OЗЗ} - I_{C.зп.кЛ7}}{I_{C.з.кЛ7}} \geq K_{ч.доп} = 1,5, \quad (7.15)$$

$$K_{ч.кЛ7} = \frac{27,03 - 1,206}{1,45} = 17,8 \geq K_{ч.доп} = 1,5.$$

Следовательно, защита от ОЗЗ кабельной линии КЛ7 имеет достаточную чувствительность.

7.2.4 Схема защиты линии КЛ7 терминалом Sepam S20

На рисунке 7.5 представлена принципиальная схема релейной защиты кабельной линии КЛ7.

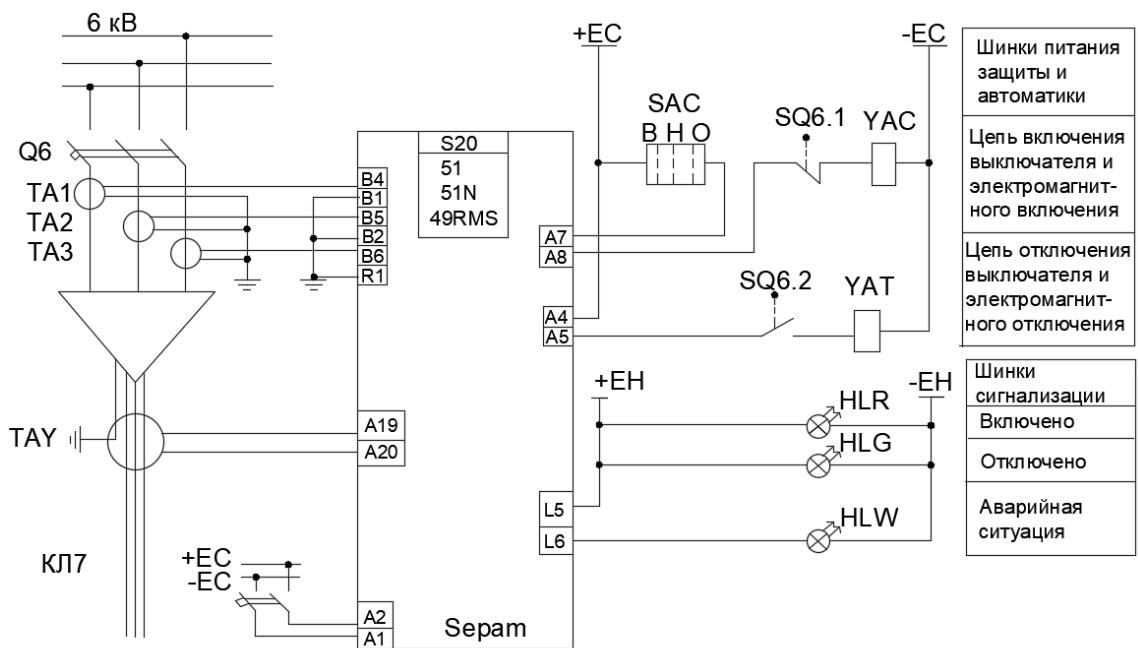


Рисунок 7.5 – Принципиальная схема релейной защиты КЛ7

В таблице 7.3 представлена спецификация на элементы схемы релейной защиты кабельной линии КЛ7.

Таблица 7.3 – Спецификация на элементы схемы релейной защиты КЛ7

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Кол-во	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
HLR	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
HLG	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
SQ6.1, SQ6.2	Путевой выключатель конечный		2	
YAC	Электромагнит включения		1	
YAT	Электромагнит отключения		1	
BHO	Переключатель		1	Буквами О, Н, В соответственно обозначено «отключить», «нейтральное положение», «включить»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

73

Условное обозначение ламп СКЛ-11-Ж-4-220:

С – Светодиодная;

К – Коммутаторная;

Л – Лампа;

11 – Тип лампы;

Ж – Цвет свечения (желтый);

220 – Рабочее напряжение, В.

7.3 Защита сборных шин РП

Согласно ПУЭ РП должна иметь селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку – они реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20.

7.3.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{пик}}$:

$$I_{\text{с.сз.}Q5} = I_{\text{sd.}Q5} = \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.}Q5}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 1,5 \cdot 819 = 1445 \text{ А.}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q5 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q6:

$$I_{\text{sd.}Q5} \geq K_{\text{н.согл}} \cdot I_{\text{sd.}Q6} = 1,3 \cdot 392 = 509,6 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{\text{sd.}Q5} = 1445 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q5 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q6:

$$t_{\text{sd.}Q6} = t_{\text{sd.}Q8} + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т1 в минимальном режиме и вычисляется по выражению:

$$K_{\text{ч.сз}}^{(2)\text{Д}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Д}}}{I_{\text{sd.}Q5}} = \frac{7971}{1445} = 5,52 > K_{\text{ч.доп}} = 1,5.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита, установленная на секционном выключателе Q5 РП, имеет достаточную чувствительность для защиты радиальной линии КЛ7.

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ $I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

или $I_{к.мин}^{(2)Ж}$ за трансформатором Т1 (точка Ж). В рассматриваемом примере минимальным является ток $I_{к.мин}^{(1)Ж} = 2952 \text{ А}$.

$$K_{ч.сз}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{к.мин}^{(1)Ж}}{\sqrt{3} \cdot I_{sd.Q5} \cdot K_U} = \frac{2 \cdot 2952}{\sqrt{3} \cdot 1445 \cdot 15} = 0,16 < K_{ч.доп} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита, установленная на секционном выключателе Q5 РП, имеет достаточную чувствительность для защиты радиальной линии КЛ7, но уже не чувствует минимальный ток за трансформатором Т1.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q5} = 1445 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку Q5 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q5} = 1,2 \text{ с}$ при токе $I^{Q5} = 10 \cdot I_{sd.Q5} = 14450 \text{ А}$. Выбираем тип характеристики СИТ. Расчёты точек защитной характеристики проводим также, как для селективной защиты, установленной на выключателе Q6, рассчитанной в пункте 7.1. Результаты сводим в таблицу 7.4.

7.3.2 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий:

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей сборные шины РП, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$ на сборных шинах РП:

$$I_{с.мо.Q5} = I_{i.Q5} \geq K_{н.о} \cdot I_{к.макс}^{(3)Д} = 1,15 \cdot 15020 = 17273 \text{ А}.$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q6:

$$I_{i.Q5} \geq K_{н.согл} \cdot I_{i.Q6} = 1,3 \cdot 1200 = 1560 \text{ А}.$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q5} = 17273 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q5} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q5.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{ч.мо}^{(2)Г} = \frac{I_{к.мин}^{(2)Г}}{I_{i.Q5}} = \frac{9994}{17273} = 0,58 < K_{ч.доп} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП, поэтому её устанавливать не будем.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

7.4 Защита, установленная в конце линии, питающей РП

На приемных концах одиночных линий напряжением 6 кВ с односторонним питанием, питающих распределительные пункты, релейная защита от многофазных КЗ в целях экономии аппаратуры устанавливать не будем. Однако, выполнение этой релейной защиты имеет следующие достоинства:

1. При КЗ на сборных шинах РП раньше отключится выключатель Q3 на приемном конце и неповрежденная линия останется под напряжением (и под нагрузкой, если к ней подключены трансформаторные подстанции на ответвлениях – для случая, если линия выполнена воздушной).

2. Срабатывание защиты в конце линии (т. Г) и несрабатывание на питающем пункте (т. В) позволяет оперативному персоналу быстрее определить поврежденный элемент и восстановить электроснабжение потребителей.

3. По факту срабатывания релейной защиты в конце линии можно автоматически запрещать действие устройства автоматического ввода резерва (АВР) РП, для того чтобы вторично не подавать напряжение на поврежденные шины РП. Последнее очень важно потому, что из опыта последних лет выявился преимущественно устойчивый характер КЗ в распределительных устройствах этих классов напряжения, выполненных в виде комплектных ячеек КРУ, КРУН и т. п. При этом действия АВР часто оказываются неуспешными и, более того, приводят к развитию аварии.

7.5 Защита, установленная в начале КЛ1, питающей РП

Защита, установленная на выключателе Q3, в начале линии КЛ1, состоящей из двух параллельно включенных кабелей, и питающая распределительный пункт РП. Защиту выполним с помощью микропроцессорного блока типа Seram S20, выпускаемого компанией Schneider Electric.

Согласно ПУЭ отходящая от ПС линия должна иметь две ступени максимальной токовой защиты (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20, а защита от ОЗЗ – с помощью функции 51N. Для получения информации о токах однофазного замыкания на землю, протекающих по кабелям линии КЛ1, на каждый кабель установлено по трансформатору тока нулевой последовательности ТА4. Вторичные обмотки ТА4 соединены параллельно и подключены к входу устройства Seram.

7.5.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{пик}}$:

$$I_{\text{sd.Q3}} = \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{пик.Q3}}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 1170 = 1376 \text{ А.}$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q4 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q5:

$$I_{sd.Q3} \geq K_{н.СОГЛ} \cdot I_{sd.Q5} = 1,3 \cdot 1445 = 1878,5 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{sd.Q3} = 1878,5 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q3 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q5:

$$t_{sd.Q3} = t_{sd.Q5} + \Delta t = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ1 на сборных шинах РП (точка Г) в минимальном режиме:

$$K_{ч.КЗ}^{(2)Г} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Г}}{I_{sd.Q3}} = \frac{9994}{1878,5} = 5,32 > K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты на выключателе Q6. Проверка проводится по минимальному току КЗ на стороне ВН трансформатора Т1 (точка Д):

$$K_{ч.КЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q3}} = \frac{7971}{1878,5} = 4,24 > K_{ч.ДОП} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность как в своей зоне действия, так и в зоне резервирования нижестоящей защиты.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q3} = 1878,5 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку Q3 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q3} = 1,5 \text{ с}$ при токе $10 \cdot I_{sd.Q3} = 18785 \text{ А}$. Выбираем тип характеристики СИТ. Расчёты точек защитной характеристики проводим также как для селективной защиты, установленной на выключателе Q6 (пункт 7.1). Результаты сведём в таблицу 7.4.

7.5.2 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий:

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей линию КЛ1, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)Г}$ на сборных шинах РП (точка Г):

$$I_{i.Q3} \geq K_{н.О} \cdot I_{К.МАКС}^{(3)Г} = 1,15 \cdot 22440 = 25806 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q5:

$$I_{i.Q3} \geq K_{н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q5} = 1,3 \cdot 17273 = 22455 \text{ А.}$$

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q3} = 25806$ А.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q3} = 0$ с) и действует на отключение выключателя Q3.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах напряжением 6 кВ ПС, от которой питается линия КЛ1. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{ч.МО}^{(2)В} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)В}}{I_{i.Q3}} = \frac{10720}{25806} = 0,42 < K_{ч.ДОП} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах ПС, поэтому её устанавливать не будем.

7.5.3 Защита линии от ОЗЗ

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20.

Ток срабатывания защиты $I_{с.зi}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА7 защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{с.зPi}$).

Для радиальной линии КЛ7:

$$I_{с.з.Σ} = I_{с.КЛ7} + I_{с.КЛ9} = 1,206 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.Σ} \geq K_{н.с} \cdot K_{БР} \cdot I_{с.з.Π} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,206 = 1,45 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$K_{ч.Σ} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{с.з.Σ}}{I_{с.з.Σ}} = \frac{27,03 - 1,206}{1,45} = 17,8 \geq K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Следовательно, защита радиальной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

На рисунке 7.6 приведена карта селективности защит электрической сети напряжением 6 кВ.

Выводу по разделу 7

В данном разделе была рассмотрена защита распределительного пункта 6 кВ, а именно, защита кабельной линии КЛЗ, отходящей от РП, защита сборных шин РП, защиты, установленные в начале и конце линии, питающей РП.

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	

Таблица 7.4 – Данные по выключателям Q3-Q6

Место установки защиты (выключатель)	I _{p.макс} , А	Селективная защита															МТО		
		K _{СЗП}	I _{пик} , А	I _{sd} , А	t _{sd} , А	10·I _{sd} , А	Тип кривой	T _{MS} ^N	tс.з, с, при разных I*, А						K _{ч.сз} ^{осн}	K _{ч.сз} ^{рез}	I _i , А	I _{к.мин} ⁽²⁾ , кА	K _{ч.мо}
									1,1	2	3	6	10	20					
Q3	780	1,5	1170	1878,5	1,5	18785	SIT	0,505	<u>37,05</u> 2066	<u>5,06</u> 3757	<u>3,18</u> 5636	<u>1,94</u> 11271	<u>1,5</u> 18785	<u>1,14</u> 37570	5,32	4,24	25806	10,72	0,42
Q5	546	1,5	819	1445	1,2	14450	SIT	0,404	<u>29,6</u> 1590	<u>4,05</u> 2890	<u>2,55</u> 4335	<u>1,55</u> 8670	<u>1,2</u> 14450	<u>0,92</u> 28900	5,52	0,16	17273	9,994	0,58
Q6	184,8	1,8	332,6	392	0,9	3920	SIT	0,303	<u>22,2</u> 431	<u>3,04</u> 784	<u>1,91</u> 1176	<u>1,16</u> 2352	<u>0,9</u> 3920	<u>0,69</u> 7840	20,3	0,58	1200	9,994	8,33

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

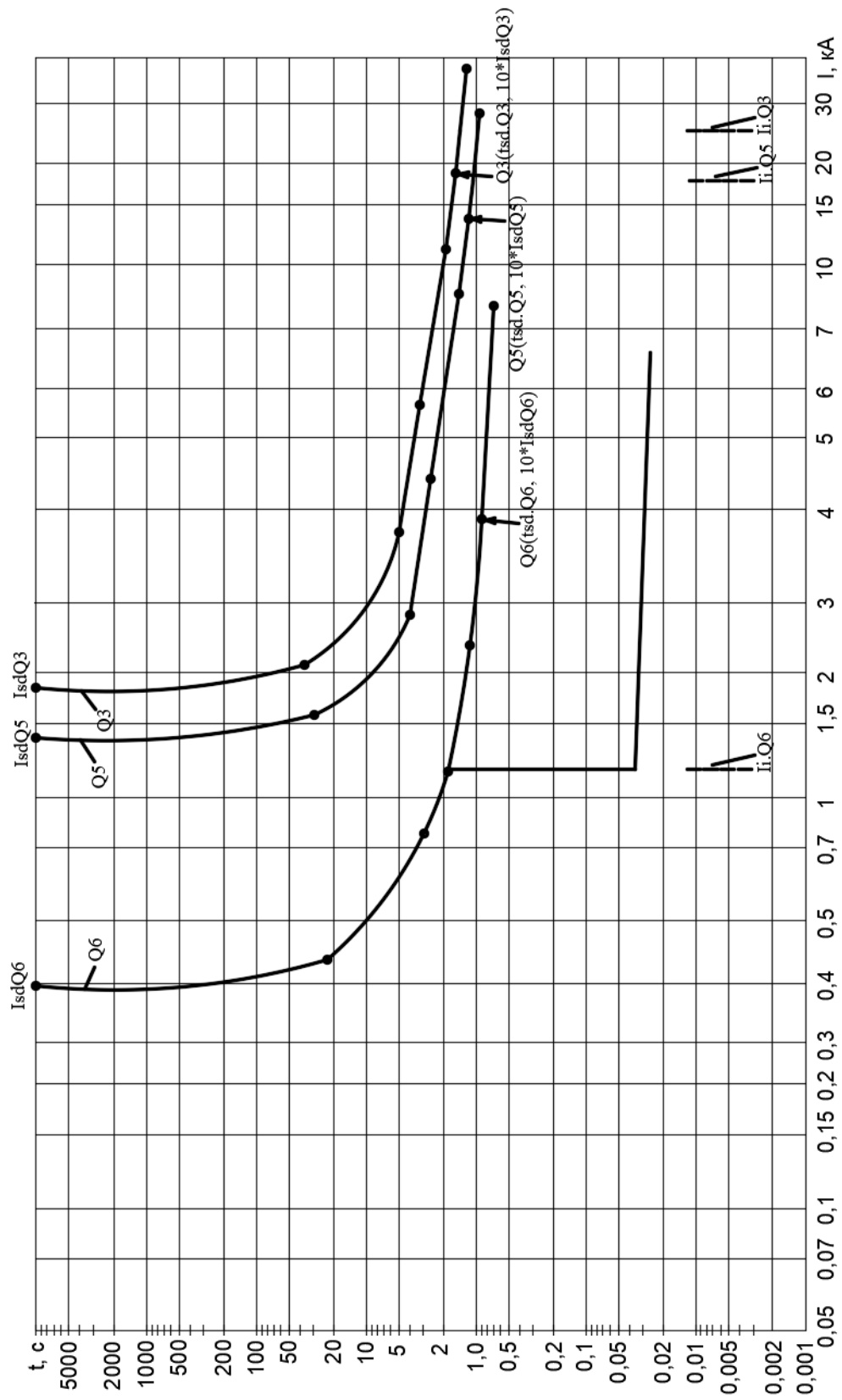


Рисунок 7.6 – Карта селективности защит РП

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

80

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Городские трансформаторные подстанции могут быть опасны для людей с точки зрения воздействия электрического тока, электромагнитного поля, электрических разрядов и электрической дуги, поэтому необходимо на должном уровне обеспечить защиту персонала данных объектов. Для этого применяется комплексный подход, включающий организационные мероприятия, технические мероприятия по электробезопасности, а также мероприятия, связанные с применением специальных средств защиты.

Электробезопасность должна обеспечиваться (ГОСТ 12.1.019.2009):

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям на ТП должны быть применены следующие способы и средства защиты:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения ячеек (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токопроводящих частей;
- изоляция рабочего места;
- предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетокопроводящим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, должны быть применены:

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- изоляция нетокопроводящих частей;
- контроль изоляции;
- средства индивидуальной защиты.

8.1 Планировка ТП

Местоположение ТП, согласно требованиям ПУЭ [8], определяется местоположением центра электрических нагрузок зданий, питающихся от соответствующей ТП, особенностями планировочных решений по микрорайону и маршрутами коммуникаций данного района.

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Оборудование трансформаторной подстанции расположено таким образом, чтобы обеспечивалась возможность выполнения монтажа оборудования и его ремонта. Расстояния оборудования сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Расстояния от токоведущих частей

Наименование расстояния	Фактическое расстояние, мм	Расстояние, согласно ПУЭ, мм
От трансформатора до боковых стен	550	600
От трансформатора до задних стен	775	600
Ширина свободного коридора между ячейками КСО	1100	1000
Ширина свободного коридора между ячейками ЩО-70	1300	1000

Для облегчения визуального восприятия, арматура изоляторов РУ 6 кВ и шин ТП должна быть окрашена в желтый (фаза А), зеленый (фаза В) и красный (фаза С) цвета [8]. Все кабели ТП в местах присоединения должны иметь таблички с маркой, сечением и адресом.

Вентиляция помещений трансформаторов должна обеспечивать отвод выделяемой ими теплоты в таких количествах, чтобы при номинальной их нагрузке (с учетом перегрузочной способности) и максимальной расчетной температуре окружающей среды нагрев трансформаторов и реакторов не превышал максимально допустимого. Вентиляция помещений трансформаторов должна быть выполнена таким образом, чтобы разность температур воздуха, выходящего из помещения и входящего в него, не превосходила 15 °С [8, глава 4.2.102].

Вентиляционная система камер трансформаторов должна обеспечивать отвод выделяемой ими теплоты и не должна быть связана с другими вентиляционными системами. Стенки вентиляционных каналов и шахт должны быть выполнены из материалов с пределом огнестойкости не менее 45 мин. Вентиляционные шахты и проемы должны быть расположены таким образом, чтобы в случае образования или попадания в них влаги она не могла стекать на трансформаторы, либо должны быть применены меры для защиты трансформатора от попадания влаги из шахты. Вентиляционные проемы должны быть закрыты сетками с размером ячейки не более 1х1 см и защищены от попадания через них дождя и снега [8, глава 4.2.244].

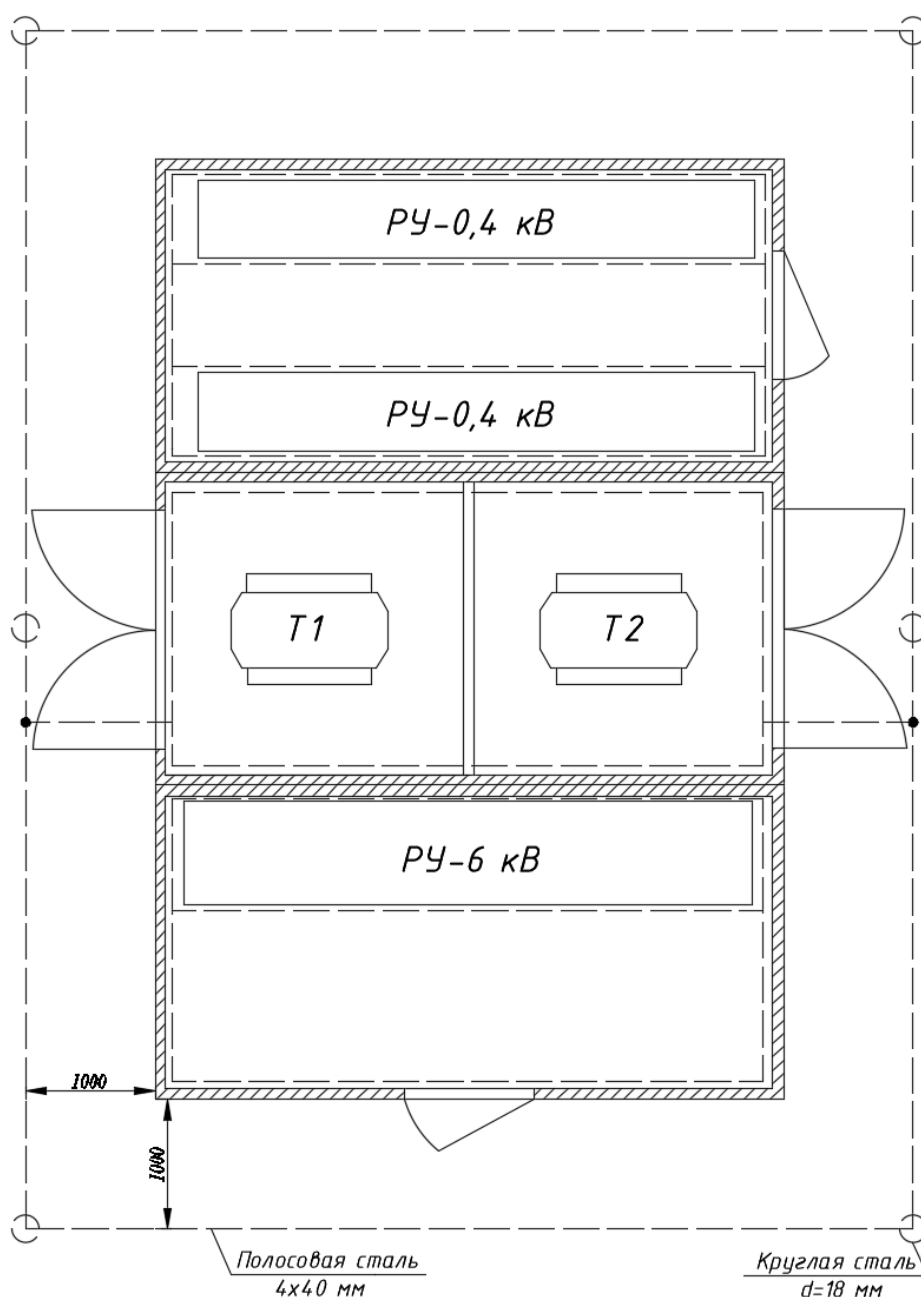


Рисунок 8.1 – ТП 6/0,4 кВ и система ее заземления

8.2 Защитные средства для персонала в ТП

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту, а также другие виды работ по электрооборудованию выполняются в соответствии с [15, глава 1.7].

В связи с опасностью для жизни и здоровья людей при выполнении многих видов работ, системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности. Оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или в порядке текущей эксплуатации, является основой таких мероприятий.

Все защитные средства, принятые в эксплуатацию, проходят систематическую проверку и испытания. Согласно приказа Министерства Энергетики РФ от 30 июня

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ

Лист

83

2003 г. №261 «Об утверждении инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» нормы комплектования средствами защиты персонала в РУ выше 1000В должны быть такими, как показано в таблице 8.2. Для РУ ниже 1000В нормы комплектования средствами защиты персонала представлены в таблице 8.3.

Двери помещений РУ-6 и 0,4 кВ, ворота камер трансформаторов должны быть металлическими, закрывающимися на замки. Ключи от электроустановок, а также от распределительных щитов и сборок, находятся у дежурного персонала либо у административно-технического персонала. Ключи пронумерованы, один комплект запасной. Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте оборудования в РУ 6 кВ предусматриваются оперативные блокировки, исключающие возможность:

- включения выключателей нагрузки и разъединители на включенные заземляющие ножи сборных шин;
- включение заземляющих ножей сборных шин на ошиновку, не отделенную разъединителем от ошиновки, находящейся под напряжением.

Таблица 8.2 – Нормы комплектования средствами защиты в РУ выше 1000В

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	2 шт.
Указатель напряжения	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт.
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 шт.
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	По местным условиям
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Таблица 8.3 – Нормы комплектования средствами защиты в РУ ниже 1000В

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	По местным условиям
Указатель напряжения	2 шт.
Изолирующие клещи	1 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические галоши	2 пары
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	По местным условиям
Защитные ограждения, изолирующие накладки, переносные плакаты и знаки безопасности	По местным условиям
Защитные щитки или очки	1 шт.
Переносные заземления	По местным условиям

8.3 Молниезащита ТП

Молниезащита ТП осуществляется в соответствии с ПУЭ [8]. ТП находится в городе Челябинск, где интенсивность грозовой деятельности составляет 40-60 ч в год. Ожидаемое количество поражений молнией в год определим по выражению 8.1:

$$N = ((S + h) \cdot (L + 6h) - 7,7h^2) \cdot n \cdot 10^{-6}; \quad (8.1)$$

где S – ширина объекта, м;

h – высота объекта, м;

L – длина объекта, м;

n – плотность ударов молнии на 1 км² земной поверхности за год.

$$N = ((4,85 + 2,55) \cdot (7,26 + 6 \cdot 2,55) - 7,7 \cdot 2,55^2) \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 4,67 \cdot 10^{-4}.$$

Здания ТП принадлежат по устройству молниезащиты ко II категории.

Для защиты здания ТП от прямых ударов молнии на крыше здания ТП выполняется молниеприемная сетка по периметру крыши с двумя спусками, соединенными с наружным контуром заземления здания ТП. Молниеприёмная сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм, шаг ячеек сетки 6х6 м, узлы сетки соединены с помощью сварки. Спуски молниеприёмной сетки к наружному контуру заземления ТП выполняются круглой сталью диаметром 8 мм. По стене спуски прикреплены через 0,5 м, до высоты 2 м спуски защищены уголком.

8.4 Заземляющее устройство ТП

Для обеспечения нормальной работы и безопасности обслуживания на ТП выполняют заземление: наружный контур заземления, заземляющие проводники, которые прокладывают внутри помещения и по территории ТП. Заземление выполняет функцию рабочего заземления, необходимого по условиям эксплуатации. Для этого все металлоконструкции и металлические части электрооборудования соединяют с заземлением.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 6 и 0,4 кВ, общее сопротивление заземляющего контура должно быть не более 4 Ом при удельном сопротивлении грунта не более 100 Ом·м [8].

Заземляющее устройство выполняется углубленными заземлителями из полосовой стали 4х40, укладываемой на дно котлована по периметру фундамента здания ТП на расстоянии 1000 мм от фундамента, а также вертикальными электродами диаметром 18 мм, длиной 5 м, расположенными вокруг здания ТП и связанными между собой и с углубленным контуром полосовой сталью 4х40. Связь внутреннего контура заземления ТП с наружным контуром выполняется в 2-х местах полосовой сталью.

В качестве магистралей заземления используются все опорные металлоконструкции. Для этой цели все опорные металлоконструкции в местах стыков и в торцах должны быть соединены электросваркой между собой полосовой сталью сечением 4х25 мм.

Сопротивление одного вертикального электрода определяется по формуле 8.2:

$$R_{зв} = \frac{\rho}{l}; \quad (8.2)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
 l – длина электрода, $l = 5 \text{ м}$.

$$R_{зв} = \frac{100}{5} = 20 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей определяется по формуле 8.3:

$$R_{зв} = \frac{R_з}{n \cdot \eta_в} = \frac{20}{6 \cdot 0,65} = 5,13 \text{ Ом}; \quad (8.3)$$

где $n = 6$ – число вертикальных электродов;

$\eta_в$ – коэффициент использования вертикальных электродов заземлителя. Он учитывает увеличение сопротивления заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов. Определяется отношением расстояния между вертикальными электродами к их длине: $a/l = 0,93$, по таблице выбираем ближайшее значение $\eta_в = 0,65$ [9].

									Листм
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Сопротивление растекания горизонтально проложенной полосы, связывающей вертикальные электроды между собой определяется по формуле 8.4:

$$R_{зг} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (8.4)$$

где $l = 32,2 + 65 = 97,2$ м – длина электрода;

$b = 0,04$ м – ширина полосового электрода;

$t = 0,3$ м – глубина заложения.

$$R_{зг} = \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 97,2} \ln \frac{2 \cdot 97,2^2}{0,04 \cdot 0,3} = 2,34 \text{ Ом.}$$

Экранирование полосы горизонтальными электродами, которое учитывается коэффициентом использования горизонтального заземлителя $\eta_r = 0,4$ [9], определяемый аналогично η_b , находится по формуле 8.5:

$$R_{згд} = \frac{R_{зг}}{\eta_r}; \quad (8.5)$$

$$R_{згд} = \frac{2,34}{0,4} = 5,85 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление растекания заземлителя рассчитывается по формуле 8.6:

$$R_з = \frac{R_{зв} \cdot R_{згд}}{R_{зв} + R_{згд}}; \quad (8.6)$$

$$R_з = \frac{5,13 \cdot 5,85}{5,13 + 5,85} = 2,73 \text{ Ом.}$$

Согласно ПУЭ [8, пункт 7.2.60] сопротивление растекания заземлителя в сетях до 1 кВ не должно превышать 4 Ом. Это условие выполняется: $R_з = 2,73 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$. Следовательно, выбранные заземлители приемем к установке.

8.5 Система пожаротушения и сигнализации ТП

Согласно РД 34.03.350-98 помещения РУ 6 и 0,4 кВ относятся к категории В4 пожаро- и взрывоопасности, так как в помещениях установлены вакуумные выключатели. Трансформаторные камеры с масломполненными трансформаторами относятся к категории В1 пожаро- и взрывоопасности, из-за наличия в них горючих масел [16, п. 14, 16].

Согласно СП5.13130.2009 (приложение А, таблица А.4) в ТП 6/0,4 кВ автоматические системы пожаротушения и пожарной сигнализации не предусматриваются.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Для предупреждения возникновения пожара на трансформаторных подстанциях предусматриваются следующие технические решения и мероприятия:

- здание ТП и камеры трансформаторов собственных нужд выполнены по II степени огнестойкости;
- перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негоряемых материалов;
- фундаменты под трансформаторами выполнены из негоряемых материалов;
- силовые трансформаторы мощностью 630 кВА и более оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение;
- электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не нагружаются выше допустимых пределов, а при КЗ имеют достаточную термическую стойкость.

Согласно Правилам противопожарного режима в РФ, ТП должна оснащаться пожарным щитом комплектации ЩП-Е, так как категория пожара относится к категории Е (пожар в электроустановках).

Комплектация щита ЩП-Е:

- Щит пожарный закрытый – 1 шт.;
- Крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
- Комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комплект;
- Противопожарное полотно – 1 шт.;
- Лопата совковая – 1 шт.;
- Ящик с песком 0,5 м³ – 1 шт.;
- Огнетушитель ОУ-5 – 1 шт.



Рисунок 8.2 – Исполнение ЩП-Е закрытого типа

8.6 Освещение ТП

В ТП должно быть предусмотрено рабочее освещение на напряжение 220 В и ремонтное освещение на напряжение 36 В. Питание сети электроосвещения принято от группового щитка, который через переключатель ПКП может быть подключен к первой или второй секции шин щита 0,4 кВ. Переключатель и

						Лист
					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

групповой щиток устанавливаются на стене РУ-0,4 кВ. Питание ремонтного освещения предусматривается через понижающий трансформатор 220/36 В.

Площадь помещения РУ 6 кВ и РУ 0,4 кВ составляет $S=11,7 \text{ м}^2$, площадь каждой камеры трансформаторов $S=5,87 \text{ м}^2$. Высота равна $h=2,5 \text{ м}$. Согласно СП52.13330.2011 нормы освещенности в РУ $E_n = 100 \text{ лк}$, а в камере трансформатора – $E_n = 50 \text{ лк}$.

Определяем количество светильников для помещений по формуле:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot K_n}{h \cdot F_p \cdot \eta}; \quad (8.7)$$

где $K_3 = 1,4$ – коэффициент запаса, учитывающий потерю света от загрязнения;
 $K_n = 1,5$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади;

$\eta = 0,9$ – КПД светильника ДПП03-7-003;

$F_p = 469 \text{ лм}$ – световой поток светильника ДПП03-7-003.

Для помещений РУ 6 кВ и РУ 0,4 кВ количество светильников равняется:

$$N = \frac{100 \cdot 11,7 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3,4 \cdot 479 \cdot 0,9} = 2,3.$$

Принимаем к установке в РУ 6 кВ и РУ 0,4 кВ по 2 светильника ДПП03-07-003 соответственно.

Для помещений с трансформаторами:

$$N = \frac{50 \cdot 7,3 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3,4 \cdot 469 \cdot 0,9} = 0,6.$$

В каждом помещении с трансформатором устанавливаем по 1 светильнику ДПП03-7-003.

Выводы по разделу 8

В данном разделе была выполнена планировка ТП, рассмотрены средства индивидуальной защиты для персонала, находящегося в ТП, рассчитаны заземляющее устройство, молниезащита, рассмотрены вопросы пожарной безопасности, а также рассчитано внутреннее освещение ТП.

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

9 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

9.1 Результаты технико-экономического сравнения вариантов

В разделе 5.4 было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внутреннего электроснабжения (кольцевой и двухлучевой).

На основе приведенных затрат была выбрана двухкольцевая схема электроснабжения, как наиболее экономичная.

Два варианта были сравнены в разделе 5.4, результаты этого сравнения сведем в таблицу 9.1.

Приведенные затраты были рассчитаны по формуле 5.19:

$$Z = E_n \cdot K + I_n \rightarrow \min.$$

Таблица 9.1 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов

Вариант	Капитальные затраты К, тыс.руб	Ежегодные издержки I_n , тыс. руб/ год	Приведенные затраты Z, тыс.руб/год
Кольцевая	6587,75	1063,81	1854,34
Двухлучевая	11755,5	1189,72	2600,38

Экономический эффект вычисляется по формуле 9.1:

$$\mathcal{E} = Z_2 - Z_1; \quad (9.1)$$

$$\mathcal{E} = 2600,38 - 1854,34 = 746,04 \text{ тыс. руб/ год.}$$

Таким образом, вариант питания по кольцевой схеме экономичней, чем по двухлучевой. Для дальнейшего анализа выбираем кольцевую схему электроснабжения.

9.2 Модель SWOT – анализ вариантов схем электроснабжения

Основная проблема при формировании СЭС микрорайона это размер капитальных затрат на оборудование, строительство, монтаж. Снижение затрат является важнейшей целью любой организации, ведь получение прибыли и есть её смысл. Поэтому поиск более экономичного варианта должен решаться ещё на раннем этапе проектирования, но он не должен идти в ущерб надежности электроснабжения потребителя.

Модель SWOT используется для качественного анализа вариантов технических решений, сравниваемых в экономической части ВКР. Кроме того, она необходима для углубления результатов предыдущего анализа и определения долгосрочного направления повышения энергетической эффективности объектов.

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ				

Сравнительный анализ вариантов осуществляется методом SWOT. Для этого составляются матрицы, в квадрантах которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, а также возможности (O) и угрозы (T) внешней среды при их реализации.

Далее представлены два варианта SWOT – анализа для проекта системы электроснабжения микрорайона:

- для кольцевой схемы (таблица 9.2);
- для двухлучевой схемы (таблица 9.3).

Таблица 9.2 – SWOT – анализ кольцевой схемы внутреннего электроснабжения

<p>S:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Меньше капитальные затраты и издержки на эксплуатацию линии 2. Выше надежность электроснабжения системы, т.к. подача напряжения потребителю с разных концов магистрали. 	<p>W:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Сложный выбор и настройка трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце; 2. Выше потери активной мощности; 3. Больше ущерб для оборудования при аварийных ситуациях
<p>O:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность ввода резервной цепи при обрыве одной из питающих ТП. 	<p>T:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. При увеличении потребляемой мощности необходимо увеличение сечения КЛ; 2. При расширении сети необходим пересчет потоков мощности и точки потокораздела.

Таблица 9.3 – SWOT – анализ двухлучевой схемы внутреннего электроснабжения

<p>S:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Надежна в эксплуатации 2. Обладает быстродействием (переключение производится за 0,2–0,3 с) 3. Меньше потери мощности в кабелях 	<p>W:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Большие капитальные затраты; 2. Меньше надежность электроснабжения; 3. Менее эффективно используется пропускная способность КЛ.
<p>O:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность расширения; 2. Возможность увеличения потребляемой мощности без замены КЛ. 	<p>T:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Угроза потери питания ТП при обрыве одной цепи.

9.4 Модель поля сил реализации проекта

Модель поля сил реализации проекта, представленная на рисунке 9.2, строится для оценки воздействия на проект движущими и сдерживающими силами.



Рисунок 9.2 – Модель поля сил реализации проекта

Движущие силы:

1) Имеет сильное влияние, так как является одним из основополагающих факторов при выборе схемы электроснабжения;

2) Имеет сильное влияние, так как является важной с точки зрения обеспечения потребителей электроэнергией, также при надежной схеме электроснабжения уменьшаются убытки от недопоставки электроэнергии.

Сдерживающие силы:

1) Имеет среднее влияние, так как происходит быстрый износ кабельных линий;

2) Имеет слабое влияние, так как данная задача решается путем повышения квалификации обслуживающего персонала;

3) Имеет среднее влияние, так как появляются дополнительные затраты на покупку нового оборудования, следовательно, уменьшается срок окупаемости.

9.5 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

При формулировании работ следует использовать формулировки целей по принципам SMART (см. рисунок 9.1), мероприятия из модели дисбаланса сил (см.

Таблица 9.4 – План-график Ганта

№ работы	Работы по проекту	Продолжительность 2018-2019 г., мес.									
		Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
1	Расчет нагрузок потребителей (15 дней)	■									
2	Расчет и размещение ТП на генплане (10 дней)	■									
3	Расчет и размещение КЛ (12 дней)	■	■								
4	Расчет внутридомовой сети (8 дней)		■								
5	Выбор электрооборудования (18 дней)		■	■							
6	Выбор наиболее экономичного электрооборудования из доступных (10 дней)			■							
7	Выбор наиболее экономичного из нескольких вариантов электроснабжения (12 дней)			■	■						
8	Раздел РЗиА (20 дней)					■					
9	Раздел БЖД (20 дней)					■	■				
10	Разработка Экономики (20 дней)							■			
11	Графическая часть (45 дней)							■	■	■	
12	Оформление проекта (20 дней)									■	■
13	Сдача проекта (3 дня)										■

Вывод по разделу 9

В данном разделе были проведены расчеты затрат на проектирование двух схем внутреннего электроснабжения, SWOT анализы, построено дерево целей проекта, модель поля сил реализации проекта, приведен план-график Ганта по реализации проекта. В результате чего была доказана выгодность кольцевой схемы внутреннего электроснабжения по сравнению с двухлучевой схемой.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических нагрузок жилых и общественных зданий, рассчитано наружное освещение микрорайона.

Выбрана двухкольцевая схема внутреннего электроснабжения на основе технико-экономического сравнения.

Была определена мощность и количество трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ с учетом характеристик и категории потребителей

Были рассчитаны кабельные линии на 6 кВ и на 0,4 кВ.

Рассчитаны токи КЗ на сторонах низкого и высокого напряжения ТП, а также на шинах ВРУ.

Выбрано электрооборудование ячеек РП, ТП, внутридомовой сети.

В разделе релейной защиты была рассмотрена и рассчитана защита распределительного пункта 6 кВ.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассчитано искусственное заземление ТП и ее молниезащита, а также расписаны основные мероприятия и оборудование, необходимые для безопасной работы персонала.

В экономической части был обоснован выбор двухкольцевой схемы электроснабжения методом SWOT-анализа, было построено дерево целей проекта, модель поля сил реализации проекта, а также план-график Ганта.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 35 с.
- 2 СП 256.1325800.2016. Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий правила проектирования и монтажа. – М.: Минстрой России, 2016. – 125 с.
- 3 СП 52.133302016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, 2016. – 107 с.
- 4 Уральский завод трансформаторных технологий (Дата обращения 08.04.2019) – http://uztt.ru/transformatoryi_silovyye_tipa_tmz.
- 5 Комиссарова, Е.Д. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – 72 с.
- 6 Кабели бронированные 6 кВ (Дата обращения 03.05.19) – https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvp_kamkabel/.
- 7 Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д. Л. Файбисовича и др. М: Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 376 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.– Изд-во ДЕАН, 2008, 704с
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 10 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: Изд-во «Холдинг МРСК», 2012. – 71 с.
- 11 Кабели низковольтные (Дата обращения 17.05.19) – <https://cable.ru/cable/group-avvg.php>.
- 12 Гайсаров Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.
- 13 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.
- 14 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. – 4-е изд. перераб. и доп. – М: Высш. шк., 2006. – 639 с.
- 15 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Изд-во «НЦ ЭНАС», 2003. – 269 с.
- 16 РД 34.03.350-98. Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России" с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности. М.: Изд-во «Альвис», 2013. – 18 с.
- 17 Каталог продукции «Камеры сборные одностороннего обслуживания типа КСО2 (298)» завода электротехнических изделий «Ставропольский». – Ставрополь: Изд-во ООО «ЗЭИ Ставропольский», 2018. – 25 с.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

18 Каталог электротехнической продукции «Озерского завода энергоустановок». – Озерск: Изд-во ООО «ОЗЭУ», 2019. – 43 с.

19 Каталог «Автоматические выключатели и выключатели нагрузки для передачи мощности в сетях низкого напряжения Masterpact NT и NW». – 75 с.

20 Каталог продукции «Элтехника» КРУ серии «Волга». – СПб: Изд-во ОАО «ПО Элтехника», 2019. – 104 с

21 Каталог электротехнической продукции завода КЭАЗ. – Курск: Изд-во ОАО «КЭАЗ», 2018. – 577 с.

22 Типовой проект «Блочные комплектные трансформаторные подстанции, распределительные и соединительные пункты» завода ООО «ЭлЭнерго». – М: Изд-во ООО «ЭлЭнерго», 2018. – 88 с.

23 Типовой проект «Блочная комплектная трансформаторная подстанция в бетонной оболочке напряжением 10(6)/0,4 кВ мощностью 100-1250 кВА» завода ООО «Энергомашсервис». – Волжский: Изд-во ООО «Энергомашсервис», 2018. – 50 с.

24 Каталог «Вводно-распределительных устройств серии ВРУ1 и ВРУ3» торгово-производственной компании «ТРИАЛ». – Новосибирск; Изд-во «ТРИАЛ», 2017. – 22 с.

					13.03.02.2019.121.00.00 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		