

Министерство образования и науки 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»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО РАЙОНА
«ЖК ЯРОСЛАВСКИЙ»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ ВКР

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

А.М. Ершов
«__» _____ 2018 г.

Руководитель проекта
к.ф.-м.н., доцент

В.И. Сафонов
«__» _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

И.В. Скуртова
«__» _____ 2018 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

Д.В. Белик
«__» _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

Н.Ю. Аверина
«__» _____ 2018 г.

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

Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Белик Дмитрия Васильевича

(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжение жилого района «ЖК Ярославский»

утверждена приказом по университету от 04 апреля 2018г. № 580 приложение № 48

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30.05.18

3 Исходные данные к работе

План микрорайона, данные по жилым домам получены на преддипломной
практике. Данные по административным зданиям и дошкольным учреждениям
получены эмпирически.

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

1 План микрорайона генеральный	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения микрорайона	– 1 лист
3 Схема принципиальная электрическая ВРУ	– 1 лист
4 Плакат с расположением внутридомовых сетей	– 1 лист
5 Плакат по релейной защите	– 1 лист
6 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
7 Плакат по технико-экономическому сравнению вариантов	– 1 лист

Всего 7 листов

6 Консультанты по работе (проекту), с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

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

7 Дата выдачи задания « ___ » _____ 2018 г.

Руководитель _____ В.И. Сафонов
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ Д.В. Белик
(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы (проекта)	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
Введение	20.12.18 – 25.02.18	
Технический паспорт проекта	25.02.18 – 30.02.18	
Сравнение передовых отечественных технологий и решений	30.02.18 – 5.03.18	
Расчет электрических нагрузок	5.03.18 – 15.03.18	
Выбор трансформаторных подстанций	15.03.18 – 25.03.18	
Технико-экономическое обоснование системы внутреннего электроснабжения	25.03.18 – 5.04.18	
Расчет токов короткого замыкания	5.04.18 – 10.04.18	
Качество электрической энергии	10.04.18 – 15.05.18	
Устройство и расчет электрических сетей жилого дома №4	15.05.18 – 20.04.18	
Выбор оборудования трансформаторной подстанции	20.04.18 – 30.04.18	
Релейная защита трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ и питающей её кабельной линии	30.04.18 – 5.05.18	
Безопасность жизнедеятельности	5.05.18 – 10.05.18	
Заключение	10.05.18 – 15.05.18	
Библиографический список	15.05.18 – 16.05.18	
Оформление пояснительной записки	16.05.18 – 25.05.18	
Графическая часть	25.05.18 – 30.05.18	

Заведующий кафедрой
ЭССиСЭ

(подпись)

И.М. Кирпичникова
(И.О. Фамилия)

Руководитель работы (проекта)

(подпись)

В.И. Сафонов
(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

Д.В. Белик
(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Белик Д.В. Электроснабжение жилого района «ЖК Ярославский». – Челябинск: ЮУрГУ, П, 2018, 106 с., 32 табл., 24 ил., библиогр. список – 29 наим.

В рамках данной работы разработана система электроснабжения жилого района «ЖК Ярославский».

Предложенная система электроснабжения потребителей позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии. Произведен расчёт электрических нагрузок потребителей, а также рассчитана наружная осветительная сеть. Выбрана рациональная схема внутреннего электроснабжения потребителей по критерию минимума приведенных затрат. Произведен расчет токов короткого замыкания, по результатам которого выбрано электрооборудование распределительных сетей микрорайона, а также произведена проверка термической стойкости кабельных линий. Рассмотрено устройство внутридомовых сетей жилого дома №4: произведен выбор вводно-распределительного устройства, этажных и квартирных щитов, выбраны сечения и способы прокладки групповых линий, линий для питания электродвигателей насосов и лифтов, линий рабочего и аварийного освещения. Выбраны низковольтные защитные аппараты и счетчики учета электрической энергии. Рассмотрен вопрос качества электрической энергии в городских сетях.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ								
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Электроснабжение жилого района «ЖК Ярославский»			Лит.		Лист	Листов		
Разр.		Белик						В	К	Р	3	106	
Пров.		Сафонов						ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»					
Н.контр.		Аверина											
Утв.		Кирпичникова											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	8
1 СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	9
1.1 Преимущества кабелей и изоляцией из сшитого полиэтилена.....	10
1.2 Классификации основных видов повреждений изоляции.....	12
1.3 Особенности испытаний кабельных линий с изоляцией из СПЭ.....	12
Выводы по разделу 1.....	13
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий.....	14
2.2 Расчет нагрузок общественных зданий.....	15
2.3 Расчет наружного освещения микрорайона.....	16
2.3.1 Выбор нормы освещенности.....	16
2.3.2 Светотехнический расчет.....	17
2.3.3 Электротехнический расчет.....	20
Выводы по разделу 2.....	20
3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
3.1 Расчет нагрузок и потерь ТП.....	23
3.2 Расчет центров электрических нагрузок.....	24
Выводы по разделу 3.....	25
4 СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
4.1 Критерии выбора рациональной схемы внутреннего электроснабжения.....	28
4.2 Выбор кабельных линий 10 кВ.....	30
4.2.1 Двухлучевая магистральная схема электроснабжения.....	30
4.2.2 Двойная петлевая схема электроснабжения.....	34

4.3	Технико-экономическое сравнение схем электроснабжения.....	38
	Выводы по разделу 4.....	39
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ		
5.1	Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В.....	41
5.2	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость.....	45
5.3	Расчет токов короткого замыкания до 1000 В	47
	Выводы по разделу 5.....	52
6 УСТРОЙСТВО И РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЖИЛОГО ДОМА №4		
6.1	Выбор электрооборудования линий, питающих квартиры	53
6.2	Выбор линий, питающих лифтовые установки	55
6.3	Выбор линий, питающих электродвигатели насосов.....	57
6.4	Выбор электрооборудования осветительной сети дома	57
6.5	Выбор электрооборудования коммерческих помещений.....	58
6.6	Выбор электрооборудования групповой квартирной сети.....	60
6.7	Система уравнивания потенциалов.....	63
6.8	Выбор ВРУ.....	65
6.9	Выбор оборудования в РУ-0,4 кВ	67
6.10	Выбор приборов учета электроэнергии.....	68
	Выводы по разделу 6.....	68
7 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ		
	Выводы по разделу 7.....	70
8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ		
8.1	Собственные нужды ТП.....	71
8.2	Выбор оборудования в РУ-10 кВ.....	72
	Выводы по разделу 8.....	73

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 10/0,4 КВ И ПИТАЮЩЕЙ ЕЕ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

9.1 Организация защиты ТП1 совмещенной с РП 10 кВ	74
9.2 Расчет защиты вводных автоматических выключателей ТП	76
9.2.1 Защита от перегрузки	77
9.2.2 Селективная токовая отсечка.....	79
9.2.3 Мгновенная токовая отсечка	80
9.3 Защита, установленная на выключателе Q15.....	82
9.3.1 Защита от перегрузки	84
9.3.2 Селективная токовая отсечка.....	87
9.3.3 Мгновенная токовая отсечка	88
9.4 Защита, установленная на секционном выключателе Q12 РП.....	91
9.4.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени	91
9.4.2 Мгновенная токовая отсечка	92
Выводы по разделу 9.....	93
10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
10.1 Планировка и конструктивная часть ТП	94
10.2 Электрозакщитные средства на ТП.....	95
10.3 Система блокировок разъединителей и выключателей	97
10.4 Защита от волн перенапряжения и молниезащита	97
10.5 Пожарная безопасность на ТП.....	98
10.6 Заземляющее устройство ТП	98
10.7 Освещение ТП	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	105

ВВЕДЕНИЕ

Современные темпы и тенденции строительства жилых и коммерческих зданий диктуют новые требования к построению городских электрических сетей. Все чаще на смену привычным десятиэтажным зданиям приходят многоэтажные постройки с числом этаже от шестнадцати и выше, городская агломерация разрастается в ширину, отдаляясь от уже существующих центров питания, потребители электрической энергии внутри квартир увеличиваются в количестве и становятся все более разнообразнее.

Данные аспекты заставляют формировать новую базу данных со статистикой электропотребления, предусматривать электроснабжение на более высоком уровне напряжения, увеличивать мощность и количество трансформаторных подстанций, а также уделять повышенное внимание внутридомовым проводкам и устройствам защиты.

Городские электрические сети предназначены для питания потребителей, расположенных на территории города, и представляют собой совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций. Питание электроприемников Челябинских электросетей осуществляется от ЧГРЭС, ЧТЭЦ-1, ЧТЭЦ-2, ЧТЭЦ-3 и понижающих подстанций Восточная, Западная, Южная, Северная, Аэродромная, Шершнёвская, Сосновская, и др.

Электрические сети подразделяются на электроснабжающие напряжением 35 - 110 кВ и распределительные напряжением 6 - 10 и 0,4 кВ. В ЧГЭС вновь вводимые ТП и РП питаются на напряжении 10 кВ. В ряде мест так же осуществляется перевод на питающее напряжение 10 кВ с напряжения 6 кВ.

Потребители Челябинских электросетей делятся на потребителей жилого и общественного фонда, промышленных потребителей, коммунальных потребителей общегородского значения (водопровод, канализация, электрифицированный транспорт и т.д.), потребителей пригородных районов.

Нагрузка проектируемого жилого комплекса состоит только из жилых и общественных зданий и сооружений и уличного освещения. Основную нагрузку, около 75%, составляют жилые здания.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Объекты электроснабжения – высокоэтажные жилые дома (18 и 22 этажа), общественные здания и сооружения.

2 Основные потребители электроэнергии – освещение внутреннее и уличное, электрические плиты в жилых домах, бытовые электроприборы, электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов.

3 Суммарная установленная мощность электроприемников жилых и общественных зданий – 9,295 МВА.

4 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.

5 Количество ТП – 8, трансформаторы типа ТМГ-1000/10 и ТМГ-630/10. Питание ТП предусматривается по магистральной схеме от подстанции «АМЗ».

6 РУ – 10 кВ ТП укомплектовано камерами РМ – 6 с элегазовыми силовыми выключателями и выключателям нагрузки для отходящих линий, РУ-0,4 кВ укомплектовано шкафами ШРНН-ХВ-12-2000(1600).

7 Сети 10 кВ и 0,4 кВ выполняются кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена, кабели прокладываются на глубине 0,7 м под газонами и тротуарами и на глубине 1,0 м под проездами с защитой трубами.

8 Уличное освещение выполняется светильниками ЖКУ с лампами ДНаТ мощностью 150 и 250 Вт

9 Питание жилых домов осуществляется от вводно-распределительных устройств (ВРУ) с автоматическим вводом резерва (АВР) в вводной панели – ВРУ1-19-90-УХЛ4; распределительная – ВРУ1-44-01УХЛ4.

10 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 4750 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-150/24.

11 Расстояние от микрорайона до питающей ПС «АМЗ» – 1,2 км.

12 Количество, тип и мощность установленных на ПС «АМЗ»: 2×ТРДН-25000/110/10/10 с возможностью регулирования $\pm 16\%$.

13 Грунт: коррозионная активность – низкая, блуждающие токи – отсутствуют, растягивающие усилия – отсутствуют.

14 Ввод в квартиру выполнен трёхфазным.

15 Число часов использования максимума нагрузки 4500 ч/год.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

1 СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

На сегодняшний день наиболее популярным видом изоляции для кабельной продукции является изоляция из сшитого полиэтилена (XLPE). Кабель данного типа пришел на смену кабелю с изоляцией из масло-пропитанной бумаги (БПИ) и поливинилхлоридного (ПВХ) пластика.

Силовой кабель с XLPE изоляцией обладает достаточно хорошими диэлектрическими характеристиками. Данные виды изоляционных материалов отличаются друг от друга. Это связано с тем, что они обладают разным химическим составом и свойствами. Например, ПВХ-пластикат, имеет пониженные диэлектрические характеристики по сравнению с неполярным полиэтиленом или пропитанной бумагой, что может привести к увеличению потерь в изоляции. Однако, ПВХ-пластикат – материал, который не распространяет горение. Отличительной особенностью конструкции силового кабеля с БПИ является наличие металлической оболочки, необходимой для механической защиты изоляции и предотвращения радиального проникновения воды в силовой кабель. Силовой кабель с БПИ и свинцовой оболочкой используется для прокладки в сырых грунтах, а также, при наличии специальных защитных покровов, и под водой. Силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена XLPE используется при прокладке только в каналах или траншеях с установкой дополнительной защиты от повреждения кабеля, поскольку такая конструкция не допускает использование стальных защитных покровов в кабеле.

Однако, кабель с БПИ имеет еще одно преимущество, он производится с броней из стальных лент или проволок, которые защищают кабель от механических повреждений при прокладке или эксплуатации. При этом силовой кабель с БПИ имеет токопроводящие жилы секторной формы, это дает возможность уменьшить габариты изделия, по сравнению с кабелями, имеющими жилы круглой формы.

Но у силового кабеля с БПИ есть один важный недостаток: при прокладке кабелей на вертикальных и крутонаклонных трассах с большой разницей уровней прокладки маслоканифольный состав, пропитывающий бумажную изоляцию, стекает, при этом бумажная изоляция обедняется и преждевременно стареет. Чтобы уменьшить такой эффект используют силовой кабель с нестекающим пропиточным составом. Силовой кабель с полимерной изоляцией (XLPE, ПВХ) такого недостатка не имеет.

Самая главная характеристика изоляционных материалов – это допустимая температура нагрева токопроводящих жил – максимальная температура, под воздействием которой изоляционный материал не теряет своих свойств в течение длительного времени. Чем выше этот показатель, тем выше допустимые токи нагрузки, которые можно пропускать через силовой кабель в течение длительного времени. Длительно допустимая температура нагрева XLPE-изоляции значительно выше, чем у других материалов, применяемых для изоляции силовых кабелей, так как XLPE – это терморезистивный материал.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

1.1 Преимущества кабелей и изоляцией из сшитого полиэтилена

В рамках данной выпускной квалификационной работы в качестве проводников для силовых кабельных сетей на напряжение 0,4 кВ и 10 кВ рассматривались кабели с бумажно-пропитанной изоляцией и кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Кабели с бумажно-пропитанной изоляцией имеют достаточно высокие и стабильные электрические характеристики, но, тем не менее, кабели с данным видом изоляции имеют ряд существенных недостатков. Это – сложный и малопроизводительный процесс изготовления, ограничения при вертикальных прокладках из-за стекания пропиточного состава, сложность монтажа при низких температурах окружающей среды, удорожание конструкции за счет металлической оболочки, которая служит для защиты бумаги от влаги.

Все эти недостатки устраняются при использовании для силовых кабельных сетей изоляции из современных полиолефиновых материалов, подвергаемых вулканизации (поперечной сшивке).

В таблице 1.1 приведены сравнительные характеристики силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и кабелей с бумажно-пропитанной и ПВХ изоляцией на напряжение 1 кВ [1]. На рисунке 1.1 рассмотрена конструкция трехжильного кабеля на напряжение 10 кВ типа АПвПу.

Таблица 1.1 – Сравнительные характеристики кабельных линий

Материал изоляции	Сшитый ПЭ	Бумажно-пропитанная изоляция	ПВХ
Длительно допустимая температура нагрева жил, °С	90	80	70
Допустимая температура нагрева жил в аварийном режиме (6 часов), °С	130	105	80
Предельная допустимая температура жил при КЗ, °С	250	200	160
Допустимые токовые нагрузки в зависимости от сечения жилы	120-125 %	105-110 %	100 %
Относительная диэлектрическая проницаемость, при 20°С	2,3	4,0	4,5
Удельное объемное сопротивление, при 20°С, Ом·см	10^{16}	10^{12}	10^{13}
Тангенс диэлектрических потерь, при 20°С	0,001	0,008	0,01
Минимально допустимая температура прокладки без предварительного подогрева жил, °С	-20	0	-15
Минимальные радиус изгиба (D_H – наружный диаметр кабеля, мм)	$7,5D_H$	$15D_H$	$7,5D_H$
Разница уровней на трассе прокладки, м	–	15	–



- 1 - многопроволочная, уплотненная токопроводящая жила, алюминиевая или медная
- 2 - внутренний экструдированный полупроводящий слой
- 3 - изоляция из сшитого полиэтилена
- 4 - внешний экструдированный полупроводящий слой
- 5 - слой обмотки полупроводящей лентой
- 6 - медный экран
- 7 - экструдированная подушка
- 8 - броня из круглой стальной оцинкованной проволоки
- 9 - наружная оболочка: из полиэтилена (АПвЭКП, ПвЭКП), поливинилхлоридного пластиката (АПвЭКВ, ПвЭКВ), ПВХ пластиката пониженной горючести (АПвЭКВнг, ПвЭКВнг) или ПВХ пластиката пониженной пожароопасности (АПвЭКВнгд, ПвЭКВнгд)

Рисунок 1.1 – Конструкция кабеля 10 кВ с изоляцией из СПЭ

Сравнивая кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с кабелями, где использована бумажно-масляная изоляция (БМИ), как правило, называют несколько следующих преимуществ кабелей с изоляцией из СПЭ [1]:

- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры жилы (допустимые токи нагрузки в зависимости от условий прокладки на 15-30% больше чем у кабелей с БМИ);
- высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании;
- высокие электрические свойства изоляции, низкие диэлектрические потери;
- меньшая масса и габариты кабеля в целом, что облегчает прокладку кабеля как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах;
- высокая влагостойкость, нет необходимости в применении металлической оболочки;
- меньше радиус изгиба;
- возможность прокладки линии на трассах с неограниченной разностью уровней;
- возможность прокладки кабелей при температуре -20°C без предварительного подогрева благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки;
- меньшие расходы на содержание и реконструкцию кабельных линий;
- большие строительные длины;
- более экологичный монтаж и эксплуатация за счет отсутствия свинца, масла, битума.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

11

1.2 Классификации основных видов повреждений изоляции

- повреждения защитной оболочки, вызванные нарушением технологии прокладки (в среднем 70% всех повреждений);
- повреждения основной изоляции, вызванные неправильной эксплуатацией (испытания постоянным напряжением) или естественным старением;
- повреждения защитного экрана кабеля;
- повреждения жилы кабеля;

Самой повреждаемой при прокладке частью кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена является защитная оболочка. Её повреждения не приводят к немедленному выходу кабеля из строя, а ведут к значительному сокращению его ресурса. Если нормативный срок эксплуатации кабеля составляет 25 – 30 лет, то при повреждении оболочки он прослужит не более 2-3х лет.

После прокладки, испытание оболочки проводится после прокладки постоянным напряжением не менее 10 кВ. Это напряжение подается на экран кабеля, не заземленный с обеих сторон, и измеряется ток утечки. Периодичность последующих испытаний защитной оболочки - раз в 3-4 года.

Основная изоляция кабеля СПЭ повреждается при прокладке гораздо реже, но её повреждения, как правило, ведут к быстрому выходу кабеля из строя. Испытание напряжением постоянного тока, которое в течение многих лет применялось для испытаний кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией, оказалось непригодным для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена [1].

1.3 Особенности испытаний кабельных линий с изоляцией из СПЭ

При испытаниях постоянным током, в изоляции из полиэтилена сохраняется остаточная поляризация (объемный заряд), что в последствии приводит к разрушению основной изоляции и выходу кабеля из строя. На рисунке 1.2 изображено развитие пробоя в изоляции из СПЭ.



Рисунок 1.2 – Развитие пробоя

Поэтому для испытаний кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена нужно использовать переменное напряжение, потому что постоянное изменение полярности заряда компенсирует накапливающиеся заряды, разряжая их. Особенно эффективно испытание на синусоидальном напряжении сверхнизкой частоты 0,1 Гц. При таком испытании достигается максимальная скорость развития пробоя.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

Испытание повышенным напряжением сверхнизкой частоты (СНЧ) 0,1 Гц на данный момент является самым распространённым. На рисунке 1.3 приведена схема включения приборов для испытания изоляции.

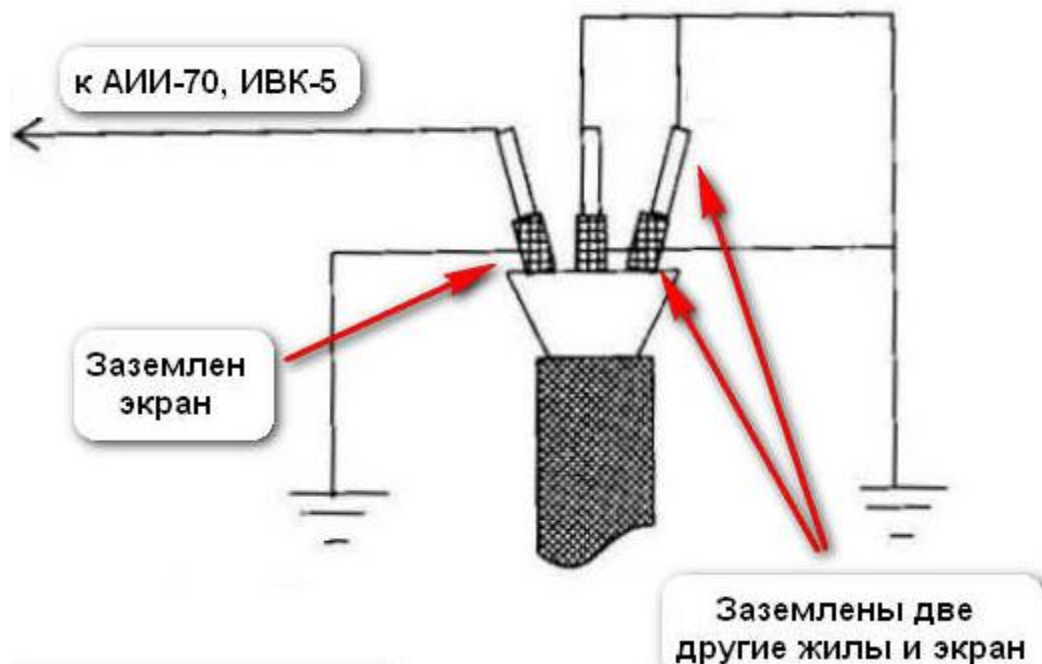


Рисунок 1.3 – Схема включения приборов для испытания изоляции

Причиной использования установок СНЧ, является то, что кабельная линия представляет собой практически идеальную емкостную нагрузку. Понижение частоты, позволяет увеличить емкостное сопротивление кабельной линии, что в свою очередь ведет к снижению мощности и габаритов испытательной установки.

Данные испытания не влияют на ресурс материала изоляции и кабель не теряет своих свойств.

Установка СНЧ подает в кабель постоянное напряжение частотой 0,1 Гц. Испытание производится напряжением, равным $3U_0$ или $6U_n$ согласно российским требованиям. С помощью применения напряжения прямоугольной формы дефектные места в кабелях с ПЭ, ПВХ а также с бумажно-масляной изоляцией быстро приводятся в состояние пробоя, без ненужной дополнительной нагрузки на кабельную изоляцию [1].

Выводы по разделу 1

В данном разделе был проведен обзор технических характеристик различных видов изоляции кабельных линий. По результатам сравнения, в рамках выпускной квалификационной работы, для монтажа кабельных линий был принят кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжении 0,4 и 10 кВ.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

13

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

В основу расчета положено «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» СП 31-110-2003 [2] и «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.15-94 [3].

Верное определение расчетных нагрузок является важным этапом выбора системы электроснабжения (СЭС), т.к. в зависимости от них устанавливаются параметры всех элементов системы. Целью расчета электрических нагрузок является определение числа и мощности трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ. В формировании электрических нагрузок жилых домов участвуют как силовые электроприемники (электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов, электрические плиты) так и осветительная нагрузка.

Приведем методику расчета нагрузки.

Согласно [2, п. 6.2], определим расчетную электрическую нагрузку квартир, приведенную к вводу жилого дома по формуле (2.1):

$$P_{\text{КВ}} = P_{\text{КВ.УД}} \cdot n, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{КВ.УД}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, принимаемая в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии, а также зависящая от типа электроплит, устанавливаемых в квартире [2, табл. 6.1], кВт/кв;

n – количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Согласно [2, п. 6.10], расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), определяется по формуле (2.2):

$$P_{\text{Р.Ж.Д}} = P_{\text{КВ}} + 0,9 \cdot P_{\text{С}}, \quad (2.2)$$

где $P_{\text{С}}$ – расчетная нагрузка силовых электроприемников, определяется по формуле (2.3):

$$P_{\text{С}} = P_{\text{Р.ЛИФТ}} + P_{\text{Р..СТУ}}, \quad (2.3)$$

где $P_{\text{Р.ЛИФТ}}$ – нагрузка лифтовых установок, определяемая по формуле (2.4)

$P_{\text{Р..СТУ}}$ – нагрузка санитарно-технических устройств, определяемая по выражению (2.5):

$$P_{\text{Р.ЛИФТ}} = K_{\text{С.Л}} \cdot \sum_{i=1}^{n_i} P_{\text{ni.ЛИФТ}}, \quad (2.4)$$

где $K_{\text{С.Л}}$ – коэффициент спроса, определяемый в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий [2, табл.6.4];

n_i – число установок, питаемых линией;

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

$P_{ni.ЛИФТ}$ – установленная мощность электродвигателя i -го лифта, кВт.

$$P_{P.СТУ} = K_{C.СТУ} \cdot \sum_{i=1}^{n_i} P_{ni.СТУ}, \quad (2.5)$$

где $K_{C.СТУ}$ – коэффициент спроса для электродвигателей санитарно-технических устройств [2, табл. 6.9];

$P_{ni.СТУ}$ – установленная мощность электродвигателя санитарно-технического устройства, кВт.

Расчетную реактивную мощность жилого дома определим по выражению (2.6):

$$Q_{P.Ж.Д} = P_{КВ} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{КВ} + 0,9 \cdot (P_{P.ЛИФТ} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ЛИФТ} + P_{P.СТУ} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{СТУ}), \quad (2.6)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{КВ}$ – тангенс φ для квартир, определяется исходя из коэффициента мощности [2, табл. 6.12];

$\operatorname{tg}\varphi_{ЛИФТ}$ – тангенс φ для электродвигателей лифтовых установок;

$\operatorname{tg}\varphi_{СТУ}$ – тангенс φ для электродвигателей санитарно-технических устройств.

Согласным данным с преддипломной практики, в домах «ЖК Ярославский» устанавливаются электродвигатели с параметрами, приведенными в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры электродвигателей

Назначение	$P_{уст}$, кВт	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Пассажирский лифт	9,5	0,65	1,17
Грузовой лифт	16,0	0,65	1,17
Насосное оборудование	15,0	0,80	0,75

2.2 Расчет нагрузок общественных зданий

Согласно [2, п. 6.32], ориентировочные расчеты электрических нагрузок общественных зданий (помещений) допускается выполнять по укрупненным удельным электрическим нагрузкам. По формуле (2.7) определим расчетную нагрузку общественного здания:

$$P_{ОБЩ} = P_{уд.ОБЩ} \cdot m, \quad (2.7)$$

где $P_{уд.ОБЩ}$ – удельная нагрузка, зависящая от характера деятельности общественного здания [2, табл. 6.14], кВт/м² либо кВт/место;

m – площадь общественного здания или его вместимость, м² либо количество мест.

Расчетная реактивная мощность общественного здания определяется по формуле (2.8):

$$Q_{\text{ОБЩ}} = P_{\text{ОБЩ}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ОБЩ}}, \quad (2.8)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{ОБЩ}}$ – тангенс φ для общественных зданий, определяется исходя из коэффициента мощности [2, табл.6.12].

Согласно [2, п. 6.31], расчетную нагрузку питающей линии (ТП) при смешанном питании потребителей различного назначения (жилых домов и общественных зданий или помещений), определяют по формуле (2.9) .

$$P_p = P_{\text{зд,МАКС}} + K_1 \cdot P_1 + K_2 \cdot P_2 + \dots + K_n \cdot P_n, \quad (2.9)$$

где $P_{\text{зд,МАКС}}$ – наибольшая из нагрузок зданий, питаемых линией (ТП), кВт;

$K_1..K_2$ – коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) и жилых домов (квартир и силовых электроприемников) в наибольшей расчетной нагрузке, принимаемые согласно [2, табл. 6.13];

$P_1..P_2$ – расчетные нагрузки всех зданий, кроме здания, имеющего наибольшую нагрузку, питаемых линией (ТП), кВт.

2.3 Расчет наружного освещения микрорайона

2.3.1 Выбор нормы освещенности

Нормы освещенности улиц, дорог и площадей селитебных зон принимаются согласно классификации улично-дорожной сети. В соответствии с [4, табл. 14], дорожную сеть микрорайона описывается классом В2 – жилая застройка в центре города.

Освещение улиц, дорог и площадей с регулярным транспортным движением в городских поселениях проектируется исходя из норм средней яркости покрытий, а освещение непроезжих частей территории микрорайона исходя из норм средней горизонтальной освещенности [4, табл. 15].

Выбранные значения нормируемых величин сведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Нормированные величины освещаемых объектов

Освещаемый объект	Средняя яркость покрытия, кд/м ²	Средняя горизонтальная освещенность, лк
Дороги и магистрали	0,6	10
Проезды территорий микрорайона	0,6	10
Тротуары	0,4	6

Осветительные приборы наружного освещения могут устанавливаться на специально предназначенных для такого освещения опорах, а также на опорах воздушных линий до 1 кВ, опорах контактной сети электрифицированного транспорта, стенах зданий и сооружений, а также могут быть подвешены на тросах, укрепленных на стенах зданий и опорах [5, п. 6.3.2].

Опоры установок уличного освещения площадей, улиц, дорог должны располагаться на расстоянии не менее 1 метра от лицевой грани бордюра до внешней поверхности цоколя опоры на магистральных улицах и дорогах с интенсивным движением транспорта и не менее 0,6 метра на других улицах и площадях [5, п. 6.3.8].

В качестве источников света широкое распространение получили светильники с натриевыми лампами высокого давления (ДНаТ). Натриевые лампы высокого давления являются энергоэкономическими высокоэффективными источниками света, предназначенными для внешнего освещения.

В проекте выбрана односторонняя схема расположения светильников по одному светильнику на опоре.

2.3.2 Светотехнический расчет

Условия расчета:

– освещаемая полоса шириной 5 м состоит из проезжей части шириной 3,5 м и тротуара шириной 1,5 м;

– вдоль полосы установлены светильники типа ЖКУ11-250-001 с лампами ДНаТ.

Определяем расстояние между опорами (шаг светильников) по формуле (2.10) [6, п. 9.2]:

$$D = \frac{\Phi_{\text{л}} \cdot U_{\text{л}} \cdot N}{\pi \cdot L_{\text{ср}} \cdot K_3 \cdot b}, \quad (2.10)$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток лампы в светильниках, установленных на опорах, лм;

$U_{\text{л}}$ – коэффициент использования светового потока по яркости покрытия;

N – число светильников на одной опоре, шт.;

$L_{\text{ср}}$ – средняя яркость покрытия, кд/м²;

$K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса для данного вида ламп [6, с. 210];

b – ширина освещаемой полосы, м.

Согласно [6, с. 211], коэффициент использования светового потока зависящий от расположения светильника над освещаемой полосой определяется по формуле (2.11):

$$U_{\text{л}} = U_1 + U_2, \quad (2.11)$$

где U_1 и U_2 – являются функциями b/h [6, табл. 9.5].

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

Высота установки светильника h выбирается из условия ограничения слепящего действия установки наружного освещения.

Согласно [6, п. 9.2], для светильников с защитным углом до 15° выбираем минимально допустимую высоту установки в зависимости от типа ламп. В таблице 2.3 приведены минимальные допустимые высоты для установки светильников. В данной работе применены светильники завода изготовителя «Ардатовский светотехнический завод» [7].

Таблица 2.3 – Выбор высоты установки светильников

Тип лампы в светильнике	Световой поток лампы, лм.	Минимально допустимая высота установки, м.
ДНаТ-150 Вт	14000	8,0
ДНаТ-250 Вт	28000	9,0

Согласно [6, табл. 9.5], принимаем:

$$U_1 = f\left(\frac{1,5}{8}\right) = 0,003;$$

$$U_2 = f\left(\frac{3,5}{8}\right) = 0,013;$$

$$U_L = 0,003 + 0,013 = 0,016.$$

По формуле (2.9) находим:

$$D = \frac{14000 \cdot 0,016 \cdot 1}{3,14 \cdot 0,4 \cdot 1,5 \cdot 5} = 24 \text{ м.}$$

Проверим величину средней горизонтальной освещённости при $D = 24$ м. Согласно [6, п. 9.2], при установленной нормами величине средней горизонтальной освещённости шаг светильников определяется по формуле (2.12):

$$D = \frac{\Phi_{\text{л}} \cdot U_{\text{Е}} \cdot N}{E_{\text{ср}} \cdot K_3 \cdot b}, \quad (2.12)$$

где $U_{\text{Е}}$ – коэффициент использования светового потока по освещённости;

$E_{\text{ср}}$ – средняя горизонтальная освещённость, лк.;

b – ширина тротуара.

Определяем коэффициент использования светового потока по выражению (2.13):

$$U_{\text{Е}} = U_1 - U_2. \quad (2.13)$$

Согласно [6, табл. 9.6], принимаем:

$$U_1 = f\left(\frac{4,5}{8}\right) = 0,169;$$

$$U_2 = f\left(\frac{3}{8}\right) = 0,15;$$

$$U_E = 0,169 - 0,15 = 0,019.$$

Таким образом, согласно формуле (2.12):

$$E = \frac{14000 \cdot 0,019 \cdot 1}{24 \cdot 1,5 \cdot 1,5} = 5 \text{ лк.}$$

Средняя горизонтальная освещённость тротуара при шаге светильников 24 метра не удовлетворяет требованиям установленных норм.

Уменьшим данное расстояние до 20 метров и произведем перерасчет:

$$E = \frac{14000 \cdot 0,019 \cdot 1}{20 \cdot 1,5 \cdot 1,5} = 6 \text{ лк.}$$

Средняя горизонтальная освещённость тротуара при шаге светильников 20 метров удовлетворяет требованиям установленных норм.

Согласно [6], отношение шага светильников к высоте их подвеса на улицах и дорогах всех категорий должно быть не более 5:1 при одностороннем размещении светильников, т.е.:

$$\frac{D}{h} \leq \frac{5}{1}.$$

Проверим выполнение данного условия:

$$\frac{20}{8} < \frac{5}{1}.$$

Условие выполняется.

Окончательно для освещения проездов территорий микрорайона принимаем к установке одностороннюю схему расположения светильников с лампами типа ДНаТ-150 при шаге 20 метров.

В соответствии с [6, п. 9.2], число светильников, используемых при освещении больших площадей не проезжих территорий, определяется по формуле (2.14):

$$N = \frac{E_{CP} \cdot S \cdot K_3}{U_E \cdot \Phi_{Л}}, \quad (2.14)$$

где $S = 13534$ – площадь не проезжих частей микрорайона, согласно генеральному плану, m^2 .

Результаты расчета числа установок наружного освещения приведены в таблице 2.4. Для включения дуговых ламп используется специальная пускорегулирующая аппаратура.

Таблица 2.4 – Результаты расчета числа установок наружного освещения

Освещаемый объект	Средняя горизонтальная освещенность	Площадь территории/общая протяженность дорог, м ² и м	Тип лампы	Число светильников, шт.
Не проезжая территория	6	13534	ДНаТ-150	400
Дороги и проезды	10	2050	ДНаТ-250	82

2.3.3 Электротехнический расчет

В таблице 2.5 приведены характеристики используемых в работе светильников [7].

Таблица 2.5 – Характеристики светильников

Тип светильника	Тип лампы в светильнике	Световой поток лампы, лм.	Коэффициент мощности	Высота установки, м	Степень защиты
ЖКУ11-150-001	ДНаТ-150 Вт	14000	0,85	4–12	IP54
ЖКУ11-250-001	ДНаТ-250 Вт	28000			

Согласно [8], данный светильник имеет защиту от проникновения внешних твердых предметов и пыли внутрь защитной оболочки, а также защищен он вредного в результате проникновения воды при сплошном обрызгивании.

Расчетная активная мощность осветительной установки определяется по формуле (2.15):

$$P_{\text{осв}} = K_C \cdot N \cdot P_{\text{л}}, \quad (2.15)$$

где $K_C = 1$ – коэффициент спроса для расчёта сети наружного освещения, принимаемый согласно [5, п. 6.3.39];

$P_{\text{л}}$ – номинальная активная мощность одной лампы, кВт.

Результаты расчёта электрических нагрузок жилых и общественных зданий, осветительных нагрузок сведены в таблицу 2.6.

Выводы по разделу 2

В данном разделе был произведен расчет электрических нагрузок жилых и общественных зданий. Кроме того была рассчитана система наружного освещения микрорайона и прилегающих дорог.

Таблица 2.6

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		21

Продолжение таблицы 2.6

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

3.1 Расчет нагрузок и потерь ТП

Согласно [2, табл. 5.1], основные электроприемники жилых и общественных зданий, входящие в состав жилого района «ЖК Ярославский», относятся ко II категории надежности электроснабжения, также присутствуют электроприемники I категории. В данную группу входят: противопожарные устройства (пожарные насосы, системы подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре), лифты, аварийное освещение, огни светового ограждения. Автоматический ввод резерва для данной категории электроприемников предусмотрен на стороне 0,38 кВ на вводной панели вводно-распределительного устройства (ВРУ) дома, согласно [3, п. 4.1.3 и 4.3.8].

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников и перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического восстановления питания [3, п. 4.1.10]. Электроприемники II категории надежности электроснабжения рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания [3, п. 4.1.11].

Согласно [2, п. 5.11] и [3, п. 4.4.3] в ТП рекомендуется устанавливать силовые масляные трансформаторы со схемами соединения обмоток «треугольник – звезда». Режим работы нейтрали сети до 1 кВ – глухозаземленная (TN-C-S) [5, п. 1.7.57]. Оптимальная мощность трансформаторов, для районов высокоэтажной застройки, является 2×630 кВА. Учитывая современные тенденции развития городских электрических сетей, рост числа и мощности внутриквартирных электроприемников, а также накопленный проектными организациями опыт, примем к установке на ТП трансформаторы типа 2×ТМГ-1000/10 и 2×ТМГ-630/10 со схемой соединения обмоток Δ/У. Каталожные параметры трансформаторов приведены в таблице 3.1 [9].

Таблица 3.1 – Параметры трансформаторов ТМГ

S _{Т.НОМ} , кВА	ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт	U _{кз} , %	i _{хх} , %	U _{ВН} /U _{НН}
630	7,6	1,05	5,5	2	10/0,4
1000	10,2	1,55	5,5	2	

Распределительный пункт (РП) совмещенный с ТП расположен максимально близко к центру питания (ЦП). Шины 10 кВ РП выполнены с автоматическим вводом резерва (АВР) [3, п. 6.1.3].

Для определения нагрузки ТП закрепляем за ними расположенные рядом жилые жомы и общественные здания, с учетом участия объектов электроснабжения в максимуме нагрузки, используя информацию из таблицы 2.6 и выражение (2.9). Электрическую нагрузку наружного освещения равномерно распределим между всеми ТП.

Компенсация реактивной мощности, для потребителей жилых и общественных зданий, как правило, не требуется [2, п. 6.33].

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		23

Расчетные коэффициенты загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы будут рассчитываться по формуле (3.1):

$$K_{3.H} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{n \cdot S_{T.HOM}}. \quad (3.1)$$

За аварийный режим работы примем отказ одного из силовых трансформаторов, установленных на ТП. Тогда расчетный коэффициент загрузки будет определяться по выражению (3.2):

$$K_{3.A} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{(n - 1) \cdot S_{T.HOM}}. \quad (3.2)$$

Потери мощности в трансформаторах определим по выражениям (3.3) и (3.4):

$$\Delta P_T = (\Delta P_{XX} + K_{3.H}^2 \cdot \Delta P_{K3}) \cdot n; \quad (3.3)$$

$$\Delta P_T = \left(K_{3.H}^2 \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_{T.HOM} + \frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{T.HOM} \right) \cdot n. \quad (3.4)$$

Потери напряжения в трансформаторе определим согласно выражению (3.5):

$$\Delta U = \frac{r_T \cdot P_P + x_T \cdot Q_P}{n \cdot (U_{HOM}^2)} \cdot 100, \quad (3.5)$$

где r_T и x_T – активное и реактивное сопротивление трансформатора, определяемые по формулам (3.6) и (3.7) соответственно:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{HOM}^2}{S_{T.HOM}^2}; \quad (3.6)$$

$$x_T = \frac{U_{K3} \cdot U_{HOM}^2}{100 \cdot S_{T.HOM}}. \quad (3.7)$$

3.2 Расчет центров электрических нагрузок

Центры электрических нагрузок (ЦЭН) принято считать центрами потребления электрической энергии. ТП следует располагать как можно ближе к ЦЭН, с учетом особенностей рельефа и наличием поблизости коммуникаций, дорог и строений – это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления

электрической энергии, что ведет к уменьшению потерь на передачу энергии, а также сократить протяженность распределительной сети низкого напряжения.

Координаты ЦЭН, абсцисса и ордината, находятся соответственно по выражениям (3.8) и (3.9):

$$x_0 = \frac{\sum_1^i (P_{Pi} \cdot x_i)}{\sum_1^i P_{Pi}}; \quad (3.8)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^i (P_{Pi} \cdot y_i)}{\sum_1^i P_{Pi}}, \quad (3.9)$$

где P_{Pi} – расчетная активная нагрузка i -го здания, кВт;

x_i – абсцисса ЦЭН i -го здания, м;

y_i – ордината ЦЭН i -го здания, м.

Результаты расчетов нагрузок ТП и ЦЭН сведены в таблицу 3.2.

Выводы по разделу 3

В данном разделе к установке в двухтрансформаторных подстанциях 10/0,4 были приняты трансформаторы типа ТМГ-1000/10 и ТМГ-630/10 со схемой соединения обмоток Δ/Y , определены координаты для рационального размещения ТП. Также был выбран режим работы нейтрали электрической сети до 1 кВ – глухозаземленная (TN-C-S).

Таблица 3.2

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

Продолжение таблицы 3.2

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

4 СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Под рациональной системой электроснабжения микрорайона, в общем случае, подразумевают схему сочетающую в себе минимум капитальных затрат на ее реализацию, минимум потерь электроэнергии, удобство эксплуатации, а также соответствие необходимым требованиям надежности. Выбор рациональной схемы электроснабжения микрорайона основан на [2] и [10].

4.1 Критерии выбора рациональной схемы внутреннего электроснабжения

Под системой внутреннего электроснабжения жилого района понимают совокупность электрических подстанций, распределительных пунктов, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий и электроприемников, которые обеспечивают качественное и надежное электроснабжение коммунально-бытовых электроприемников жилых и общественных зданий, промышленных и транспортных потребителей электроэнергии, расположенных в черте города, а также в прилегающей к нему зоне.

Распределение электрической энергии от источника питания осуществляется на напряжении 6-10-20 кВ. Для вновь проектируемых и реконструируемых энергообъектов напряжение 6 кВ, как правило, не должно применяться. Напряжение 10 кВ является основным для вновь строящихся и реконструируемых энергообъектов. В ближайшие перспективные периоды при проектировании систем электроснабжения наиболее предпочтительным является напряжение 20 кВ. Его применение обусловлено стремительным ростом нагрузок и отдалением источников питания от конечного потребителя.

Принцип выполнения городской электрической сети выбирается применительно к основной массе электроприемников рассматриваемого района города. Согласно [2] при этом выполняются следующие требования:

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

– нагрузка РП на расчетный срок должна составлять на шинах 10 кВ не менее 12 МВт;

– РП 10 кВ следует, как правило, выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаиморезервируемым линиям, подключенным к разным секциям шин, на секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР.

В городских сетях принято использовать следующие схемы:

- петлевая;
- двойная петлевая;
- двойная сквозная магистраль;
- двулучевая магистраль.

Отмечаются две разновидности петлевых сетей. Первая представляет собой сеть напряжением 0,38 кВ с распределительными линиями одностороннего питания в сочетании с петлевыми линиями 6-10 кВ. Петлевой линией называется линия, в которой возможно двойное питание. Эта линия может работать по разомкнутой схеме (разрыв осуществляется в точке расчетного потокоузла мощности). Резерв трансформаторной мощности не предусматривается. Схема предназначена для питания потребителей III категории надежности электроснабжения.

Вторая разновидность петлевых схем представляет собой сеть 0,38 кВ с петлевыми линиями в сочетании с сетью 6-10 кВ также с петлевыми линиями. Схема предусматривает возможность двустороннего питания ТП по сети 6-10 кВ и вводов, присоединяемых к петлевым линиям напряжением 0,38 кВ. Мощность трансформаторов в ТП выбирается с резервом на случай питания потребителей, присоединяемых к петлевым линиям 0,38 кВ при отключении одного из трансформаторов, работающего в узле сети. Схема рекомендуется для электроснабжения электроприемников II и III категорий [10].

По мере роста требований к надежности электроснабжения потребителей в сетях стали предусматриваться возможности более глубокого резервирования. Например, петлевые схемы предусматривают ввод резервных элементов действиями дежурного персонала. Двухлучевые схемы электроснабжения с двумя питающими линиями, подключенными на разные секции шин РП или ЦП с устройством АВР, лишены данного недостатка, так как в случае аварии на одной из линий ввод резерва произойдет автоматически на РП или питающей микрорайон подстанции. Выполнение петлевых и магистральных схем двухлучевыми существенно повышает надежность электроснабжения.

Целесообразность принятия той или иной схемы обосновывается технико-экономическим сравнением.

На рисунке 4.1 и 4.2 представлены принципиальные двухлучевая магистральная и двойная петлевая схемы электроснабжения микрорайона.

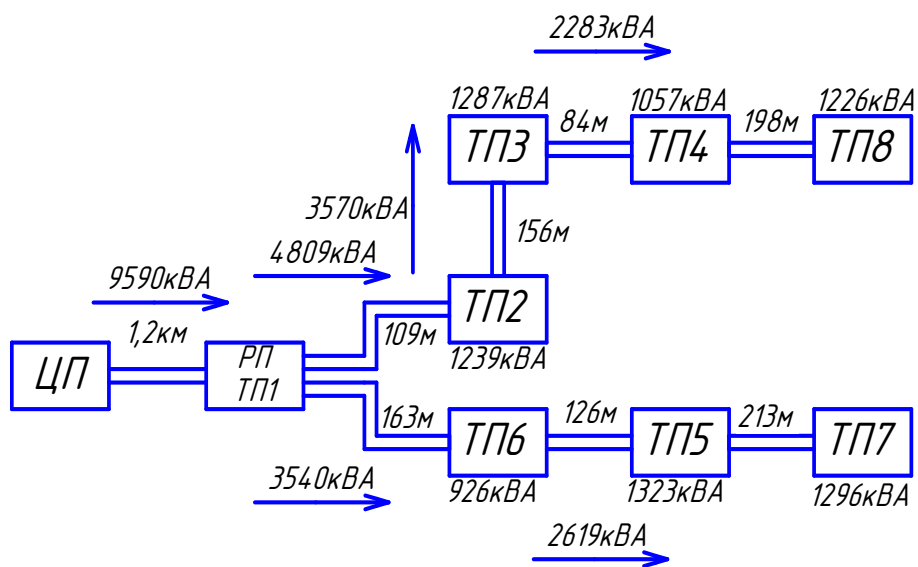


Рисунок 4.1 – Принципиальная двухлучевая магистральная схема

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

29

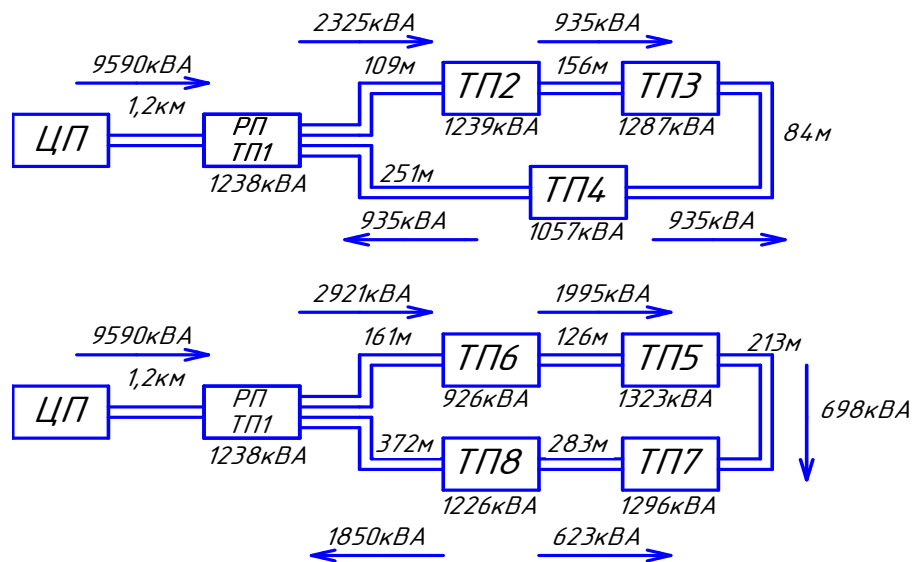


Рисунок 4.2 – Принципиальная двойная петлевая схема

4.2 Выбор кабельных линий 10 кВ

Выбор кабельных линий осуществляется по экономической плотности тока, которая устанавливает оптимальное соотношение между затратами цветного металла и потерями электроэнергии в линии. Выбранный кабель проверяется по допустимой потере напряжения и термической стойкости токам короткого замыкания (КЗ).

Согласно материалу, изложенному в пункте 1, для питания потребителей и распределения электрической энергии выберем кабель с изоляцией из сшитого (вулканизированного полиэтилена) завода изготовителя ОАО «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ КОЛЬЧУГИНСКИЙ ЗАВОД» [1]. В связи с отсутствием в справочной и нормативной литературе данных об экономической плотности тока для кабелей с изоляцией из СПЭ в рамках данного проекта примем экономическую плотность тока как для кабелей с БПИ и проводов с резиновой и ПВХ изоляцией с жилами из алюминия равной $1,4 \text{ А/мм}^2$ [5, табл. 1.3.36].

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10(6) кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок) [3].

4.2.1 Двухлучевая магистральная схема электроснабжения

Городские электрические сети напряжением 6–10 кВ характерны тем, что в любом из микрорайонов могут оказаться потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Для электроснабжения больших городов (500 тыс. человек и более) применяют так называемую двухлучевую схему, которая предусматривает питание двухтрансформаторных ТП по двум кабельным линиям (лучам), подклю-

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

30

ченным к разным независимым источникам питания – к двум секциям сборных шин ПС или РП [11].

Произведем расчет для кабельной линии, питающей РП. Остальные кабельные линии рассчитаем аналогично. По условиям прокладки КЛ: в земле без наличия растягивающих усилий, при отсутствии блуждающих токов, с низкой коррозионной активностью используем кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из полиэтилена увеличенной толщины АПвПу.

Расчетный ток i -ой кабельной линии в нормальном режиме определяется по выражению (4.1), где в данном случае в качестве расчетной нагрузки принимается суммарная нагрузка питаемых ТП с учетом коэффициента участия $K_y = 0,8$ [3, табл. 2.4.1]:

$$I_{Pi} = \frac{K_y \cdot S_{Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n}, \quad (4.1)$$

где S_{Pi} – расчетная полная нагрузка КЛ, кВА;

U_{Hi} – номинальное напряжение сети, кВ;

n – количество кабелей.

В данном случае в качестве расчетной нагрузки принимается суммарная нагрузка питаемых ТП:

$$I_P = \frac{0,8 \cdot 9590}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4} = 105,49 \text{ А.}$$

Сечение i -ой кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока, согласно выражению (4.2):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_P}{j_{\text{э}}}. \quad (4.2)$$

где $j_{\text{э}} = 1,4$ – экономическая плотность тока, А/мм².

По выражению (4.2) получим:

$$F_{\text{э}} = \frac{105,49}{1,4} = 75,35 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение кабеля, 2АПвПу-3×70.

Для выбранного кабеля определяем длительно допустимый ток с учетом условий прокладки по выражению (4.3):

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{Пi}} \cdot K_{\text{Ти}} \cdot I_{\text{допi}} \geq I_{Pi}, \quad (4.3)$$

где $K_{\text{Пi}} = 0,9$ – поправочный коэффициент на число параллельно проложенных кабелей в одной траншее, для двух кабелей при расстоянии между ними в свету 100 мм;

$K_T = 0,97$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, которая равна $+20^\circ\text{C}$;

$I_{\text{ДОП}} = 193$ – длительно допустимый ток для выбранного кабеля, А.

$$I_{\text{ДОП}} = 168,50 \text{ А} \geq 105,49 \text{ А}.$$

Выборное сечение проверяется в аварийном режиме, которым считается повреждение одной из взаиморезервируемых кабельных линий, по выражению (4.4):

$$I_{\text{АВ}} = K_{\text{АВ}i} \cdot I_{\text{ДОП}i} \geq 2 \cdot I_P, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{АВ}i} = 1,17$ – коэффициент перегрузки кабеля, для кабеля в земле.

$$I_{\text{АВ}} = 197,13 \text{ А} \geq 210,99 \text{ А}.$$

Выборный кабель 2АПвПу-3×70 не проходит проверку по длительно допустимому току в аварийном режиме. Для решения данной проблемы необходимо увеличить сечение кабельной линии до следующего стандартного и заново произвести проверку. Расчет производится аналогично.

По результатам последующих расчетов примем кабель 2АПвПу-3×150.

Проверим выбранное сечение по допустимой потере напряжения по формуле (4.5):

$$\Delta U_i = \frac{P_{Pi} \cdot r_{0i} \cdot \frac{l_i}{1000} + Q_{Pi} \cdot x_0 \cdot \frac{l_i}{1000}}{n \cdot U_{\text{НОМ}i}^2}, \quad (4.5)$$

где $r_{0i} = 0,20$ – удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

$x_{0i} = 0,079$ – удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом/км;

l_i – длина i -ой кабельной линии, м.

Длина КЛ1 от ПС «АМЗ» до РП составляет 1200 м. Тогда по выражению (4.5):

$$\Delta U_i = \frac{7060 \cdot 0,20 \cdot \frac{1200}{1000} + 3020 \cdot 0,079 \cdot \frac{1200}{1000}}{4 \cdot 10,5^2} = 0,45 \text{ \%}.$$

Для дальнейших технико-экономических расчетов необходимо определить величину потерь мощности в кабельных линиях. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников. Потери мощности определяются формулой (4.6):

$$\Delta P_i = 3 \cdot I_{Pi}^2 \cdot r_{0i} \cdot n \cdot \frac{l_i}{1000}. \quad (4.6)$$

По выражению (4.6) получим:

$$\Delta P_i = 3 \cdot 105,49^2 \cdot 0,20 \cdot 4 \cdot \frac{1200}{1000} = 32,05 \text{ кВт.}$$

Для остальных кабельных линий расчет производится аналогично.

Проверка кабельных линий на термическую стойкость изложена в главе 5.

На рисунке 4.3 представлена двухлучевая магистральная схема электроснабжения

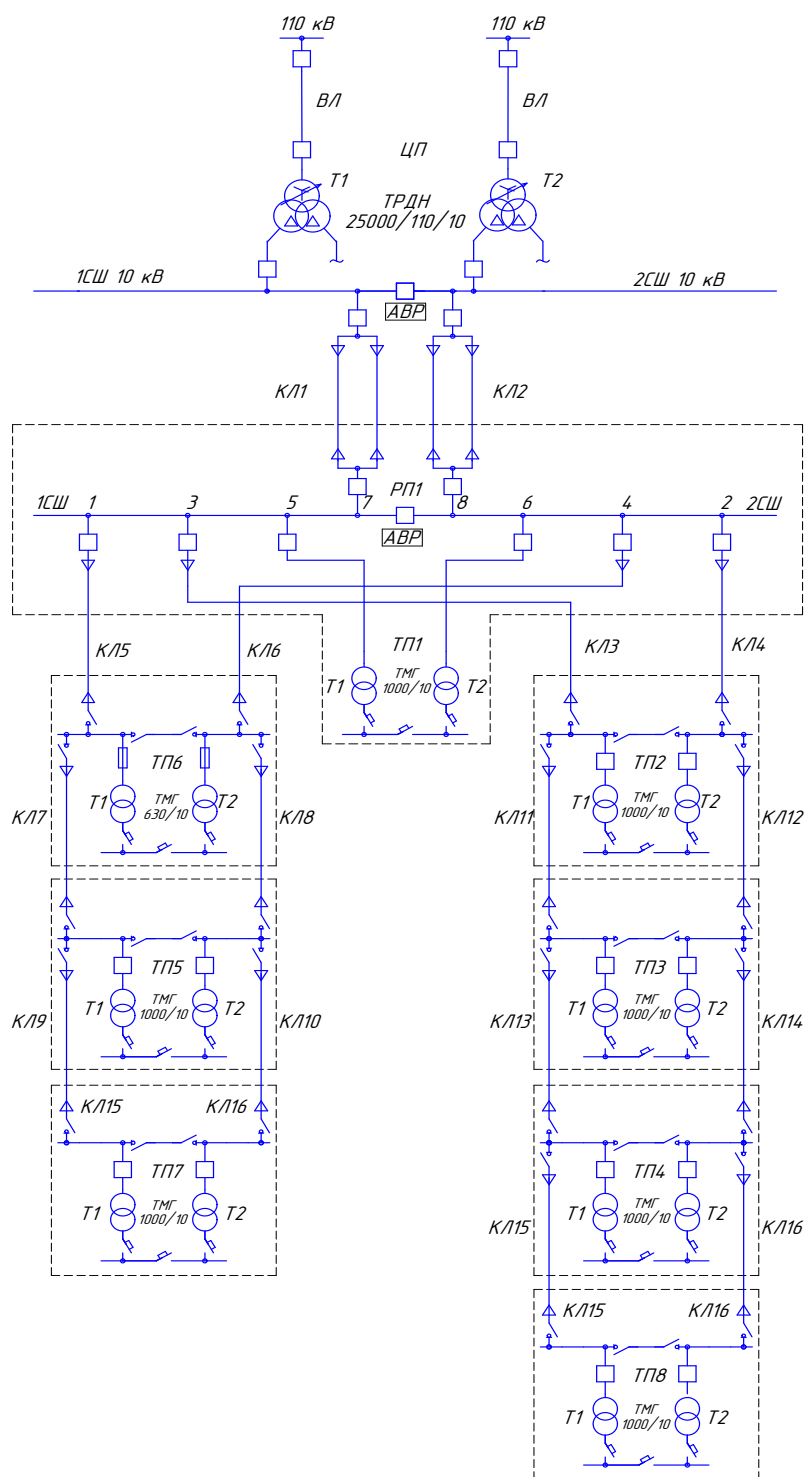


Рисунок 4.3 – Двухлучевая магистральная схема электроснабжения

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

33

4.2.2 Двойная петлевая схема электроснабжения

При определении расчетной мощности кабельных линий для данного варианта схемы необходимо найти точку потокораздела. Так как в схеме осуществляется замкнутый режим работы сети, то потокораспределение будет естественным и определится значением нагрузки отдельных потребителей. Принимая во внимание схожесть графиков электрических нагрузок, можно допустить, что место разделения потоков мощности (точка потокораздела) будет фиксированным. Расчет потоков мощности на участках сети производится приближенно без учета потерь в линии. На рисунке 4.2 представлена расчетная схема двойной петлевой распределительной сети 10 кВ.

Кольцевую сеть необходимо разрезать по пункту питания (в данном случае РП1 совмещенная с ТП1) и представить в виде линии с двусторонним питанием с узлами А и В по концам. Разобьем распределительную сеть на два кольца, ввиду большой мощности питания потребителей.

Расчет потоков мощности на головных участках сети ведется по выражениям (4.7) и (4.8):

$$S_{Ai} = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}}, \quad (4.7)$$

$$S_{Bi} = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iA}}{l_{AB}}, \quad (4.8)$$

где S_i – нагрузка i -го головного участка, кВА;

l_{iB} – длина всех участков от i -го узла до точки питания А(В), м;

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

Проверка расчетов производится по формуле (4.9):

$$S_{Ai} + S_{Bi} = \sum_{i=1}^k S_i. \quad (4.9)$$

Потокораспределения на остальных участках сети находятся по первому закону Кирхгофа. Результаты расчета кольцевой сети сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Определение потоков мощности для кольцевой сети

Кольцо 1						
Нагрузка	Р _р , кВА	Q _р , кВар	L, м	Направление	Р _р , кВА	Q _р , кВар
РП1 - ТП2	1150,0	461,75	109	SA1	2013,30	823,32
ТП2 - ТП3	1190,0	490,74	156	S12	863,17	361,57
ТП3 - ТП4	974,5	409,86	84	S23	-326,83	-129,17
ТП4 - РП1	-	-	251	S31	1301,20	539,03
Проверка	3314,5	1362,35		Проверка	3314,50	1362,35

Продолжение таблицы 4.1

Кольцо 2						
РП1 - ТП6	846,8	375,11	161	SA1	2672,00	1182,00
ТП6 - ТП5	1200,0	557,90	126	S12	1825,00	806,60
ТП5 - ТП7	1200,0	491,46	213	S23	652,00	248,70
ТП7 - ТП8	1120,0	499,63	283	S34	-574,97	-242,00
ТП8 - РП1	-	-	372	S41	1695,00	742,00
Проверка	4367,0	1924,38		Проверка	4367,00	1924,38

Наиболее тяжелый режим в данной схеме возникает при обрыве одной из питающих линий первого кольца от РП1 до ТП2, от РП1 до ТП6 и второго кольца от РП до ТП1, от РП до ТП8. Таким образом, для проверки сечений кабелей по условиям утяжеленного режима необходимо определить токи и соответствующие им сечения для обоих случаев. Результаты расчетов представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет утяжеленного режима сети

Начало – конец	Обрыв по концу Б		Обрыв по концу А		I _{AB} , А
	S _p , кВА	I _p , А	S _p , кВА	I _p , А	
Кольцо 1					
РП1 - ТП2	3580	103,45	-	-	206,90
ТП2- ТП3	2340	67,78	1240,00	35,77	142,90
ТП3 - ТП4	1060	30,52	2650,00	76,62	153,24
ТП4 - РП1	-	-	3580,00	103,45	206,90
Кольцо 2					
РП1 - ТП6	4770	137,75	-	-	275,50
ТП6 - ТП5	3850	111,00	926,13	26,73	222,00
ТП5 - ТП7	2520	72,83	2250,00	64,39	145,66
ТП7 - ТП8	1230	35,40	3550,00	102,35	204,70
ТП8 - РП1	-	-	4770,00	137,75	275,50

Выбор сечений кабельных линий ведется по наибольшей мощности, которая возникает при обрыве кольца. На рисунке 4.4 представлена двойная петлевая схема электроснабжения

Результаты выбора кабельных линий приведены в таблицах 4.3 и 4.4.

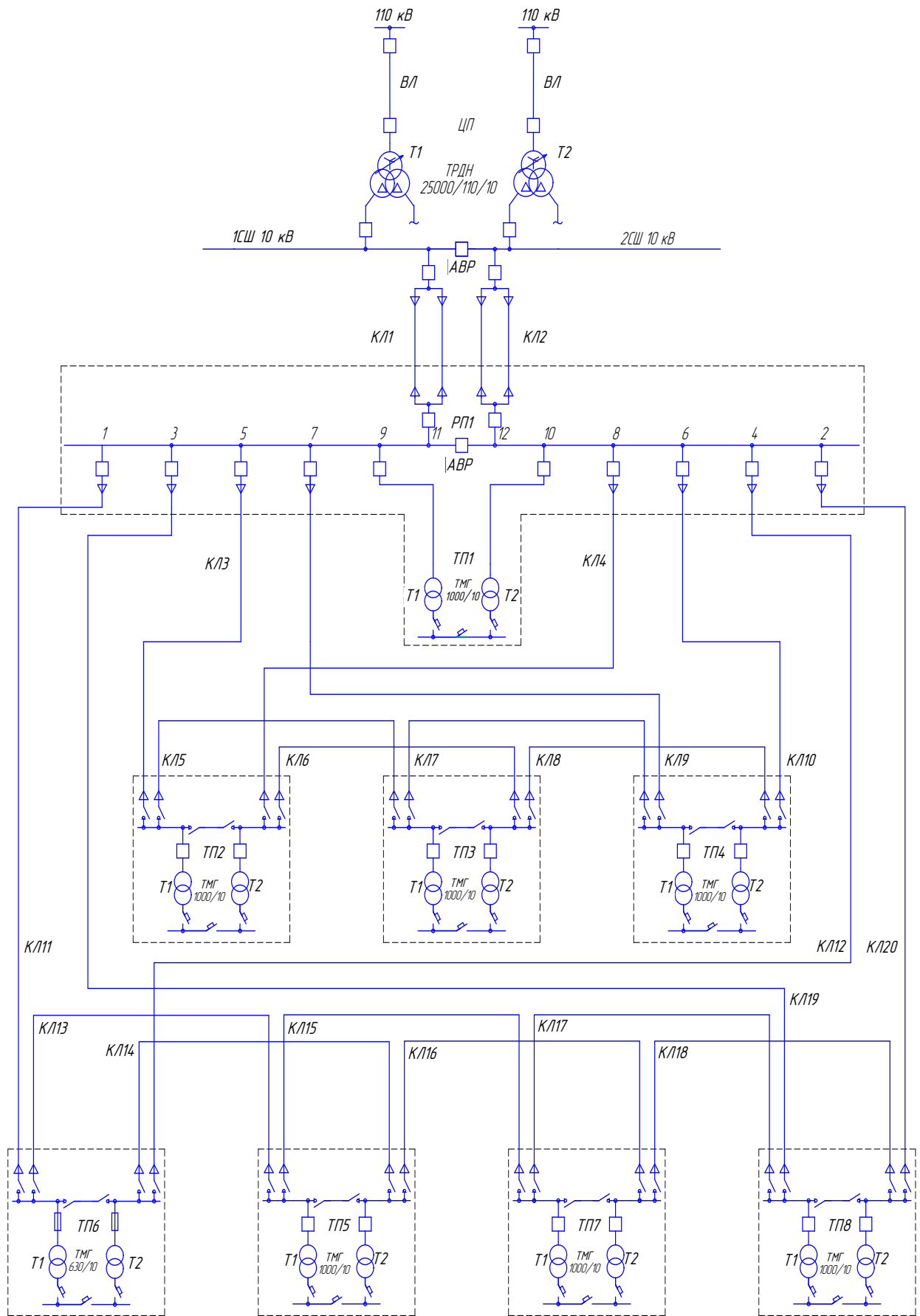


Рисунок 4.4 – Двойная петлевая схема электроснабжения

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

36

Таблица 4.3 и 4.4

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

4.3 Технико-экономическое сравнение схем электроснабжения

Для каждого варианта схемы существуют особенности расчета нагрузки, рассмотренные ниже. Для питания ТП наиболее рациональными являются кольцевая и магистральные схемы, удовлетворяющие требованиям надежности. В кольцевой схеме при двустороннем питании потребителей линия имеет 100%-ный резерв пропускной способности, для того чтобы в наиболее тяжелом аварийном режиме (повреждение одного из головных участков линии) обеспечивалось питание всех потребителей. В местах присоединения ответвлений к линии установлены выключатели. В этом случае повреждение любого элемента одного ответвления приведет к отключению этого ответвления, сохранив тем самым питание остальных присоединений. Для выбора наиболее рациональной схемы электроснабжения используют технико-экономическое сравнение.

Технико-экономическое сравнение магистральной и кольцевой схем внутреннего электроснабжения сводится к достижению наименьшей стоимости передачи электрической энергии по сети. Также следует стремиться к снижению капитальных затрат на ее сооружение. С целью выполнения данных требований следует стремиться к минимуму приведенных затрат.

Приведенные затраты по каждому варианту определяются по формуле (4.10):

$$З = E_H \cdot K + I_H, \quad (4.10)$$

где $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент приведения, для КЛ 10 кВ [12, табл. 2.23];

K – капитальные вложения по варианту;

I_H – ежегодные издержки, которые определяются по формуле (4.11):

$$I_H = I_A + I_{II} + I_{\text{Э}}, \quad (4.11)$$

где I_A – амортизационные отчисления;

I_{II} – стоимость потерь электроэнергии на передачу;

$I_{\text{Э}}$ – эксплуатационные расходы.

Амортизационные отчисления определяются по выражению (4.12):

$$I_A = E_A \cdot K, \quad (4.12)$$

где $E_A = 0,03$ – годовая норма амортизации для КЛ 10 кВ [12, табл. 2.23].

Эксплуатационные расходы определяются по выражению (4.13):

$$I_{\text{Э}} = E_{T,P} \cdot K, \quad (4.13)$$

где $E_{T,P} = 0,015$ – нормативные отчисления на текущий ремонт [12, табл. 2.23].

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

Стоимость потерь электроэнергии определяется по выражению (4.14):

$$I_{\Pi} = m \cdot \sum_{i=0}^n \Delta P_{\text{КЛ}i}, \quad (4.14)$$

где $\Delta P_{\text{КЛ}i}$ – величина среднегодовых потерь электроэнергии в кабельных линиях;
 m – стоимость потерь 1 кВт электроэнергии, определяется по формуле (4.15):

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-3} \right) \cdot \tau, \quad (4.15)$$

где $\alpha = 1901,21$ – основная ставка тарифа на электроэнергию за II полугодие 2017 года, р/кВт·мес [13];

$\beta = 1,471$ – дополнительная ставка тарифа на электроэнергию II полугодие 2017 года, р/кВт·ч;

$T_M = 4500$ – годовое число использования получасового максимума активной нагрузки;

τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемых в соответствии с формулой (4.16):

$$\tau = \left(\frac{T_M}{10^4} + 0,124 \right)^2 \cdot 8760. \quad (4.16)$$

Следует отметить, что для технико-экономического сравнения двух вариантов схем электроснабжения будут учитываться капитальные затраты только на отличающееся оборудование, то есть на кабельную продукцию и на коммутационные аппараты отходящих линий на РП и ТП.

Полученные результаты сведены в таблицу 4.5.

По итогам технико-экономического сравнения выбираем двулучевую магистральную систему электроснабжения, так как она имеет меньшие затраты и меньшие потери электрической энергии.

Выводы по разделу 4

В данном разделе были рассмотрены различные схемные решения электроснабжения микрорайона, приведен пример выбора кабельной линии, обоснован выбор схемы электроснабжения микрорайона.

Таблица 4.5

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		40

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для правильной настройки уставок релейной защиты, а также для выбора оборудования и проверки КЛ на термическую стойкость, производится расчет токов короткого замыкания (КЗ) по методике изложенной в [14]. На рисунке 5.1 приведена схема сети.

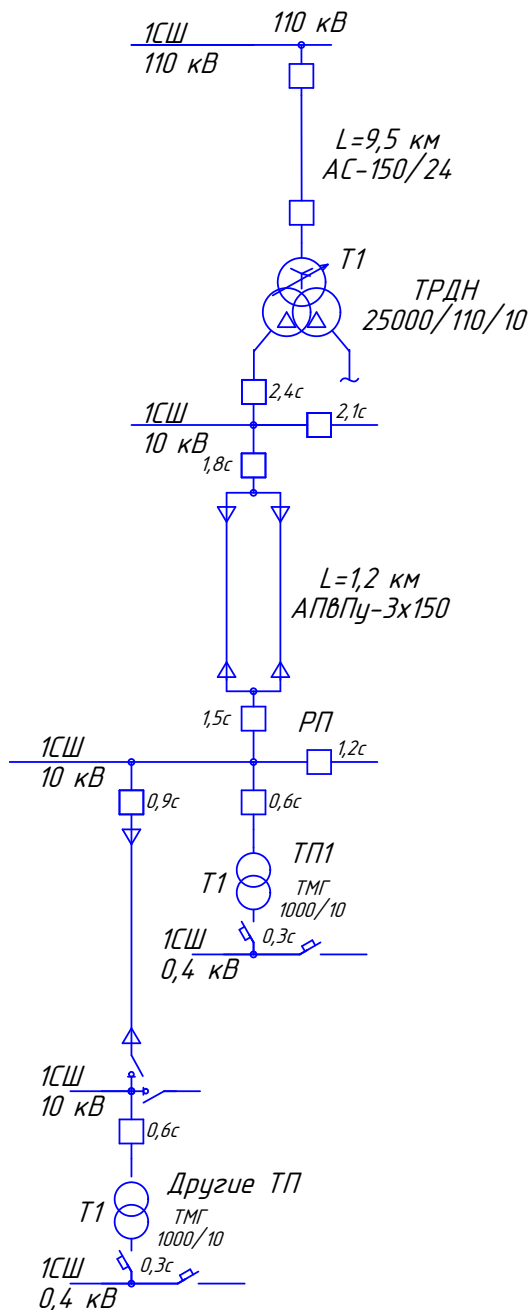


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема электрической сети

5.1 Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В

Согласно исходным данным, собранным на преддипломной практике:
– удаленность энергосистемы от ЦП составляет 9,5 км;

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

41

– мощность короткого замыкания на шинах энергосистемы составляет:
 $S_{К.МАКС} = 4750$ МВА, $S_{К.МИН} = 3600$ МВА;

– воздушная линия 110 кВ соединяющая энергосистему и ЦП выполнена проводом АС-150/24 с погонными параметрами [12, табл. 3.8]: $x_0 = 0,24$ Ом/км;

– на ЦП установлен трансформатор ТРДН 25000/110/10 регулирование $\pm 16\%$ с параметрами [12, табл. 2.58]: $u_{К.СР} = 10,5$ %; $u_{К.МИН} = 10,44$ %; $u_{К.МАКС} = 11,34$ %;

– удаленность ЦП от РП1 составляет 1,2 км.

Рассчитаем параметры схемы замещения сети. Для этого зададимся базисной мощностью $S_B = 1000$ МВА.

Определим сопротивление энергосистемы по формуле (5.1) и (5.2):

– в максимальном режиме работы:

$$X_{С.МАКС} = \frac{S_B}{S_{К.МАКС}}; \quad (5.1)$$

– в минимальном режиме работы:

$$X_{С.МИН} = \frac{S_B}{S_{К.МИН}}. \quad (5.2)$$

Соответственно, по выражениям (5.1) и (5.2) получим:

$$X_{С.МАКС} = \frac{1000 \cdot 10^6}{4750 \cdot 10^6} = 0,210;$$

$$X_{С.МИН} = \frac{1000 \cdot 10^6}{3600 \cdot 10^6} = 0,278.$$

Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ по формуле (5.3):

$$X_{ВЛ.МАКС} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{СР1}^2}. \quad (5.3)$$

где $U_{СР1} = 115 \cdot 10^3$ – напряжение ступени передачи, В;

$$X_{ВЛ.МАКС} = 0,42 \cdot 9,5 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,302.$$

Определим сопротивление трансформатора ТРДН-25000/110/10. Так как данный трансформатор имеет расщепленную вторичную обмотку, то рассчитаем его общее сопротивление как сумму сопротивлений обмоток высокой и низкой стороны по формулам (5.4) и (5.5):

$$X_{Т1} = \frac{u_{К.СР} \cdot S_B}{100 \cdot S_{Т.НОМ}}, \quad (5.4)$$

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42

$$X_{Т1.ОБЩ} = 0,125 \cdot X_{Т1} + 1,75 \cdot X_{Т1}. \quad (5.5)$$

Соответственно, по формулам (5.4) и (5.5) получим:

$$X_{Т1} = \frac{10,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 4,2;$$

$$X_{Т1.ОБЩ} = 0,125 \cdot 4,2 + 1,75 \cdot 4,2 = 7,88.$$

Трансформатор имеет функцию регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) со ступенями $\pm 16\%$, поэтому рассчитаем сопротивление при максимальном и минимальном положении РПН по выражениям (5.6) и (5.7):

– в максимальном режиме работы:

$$X_{Т1.МАКС} = \frac{u_{К.МАКС} \cdot S_{Б} \cdot (1 + \Delta U_{РПН})^2}{100 \cdot S_{Т.НОМ}}; \quad (5.6)$$

– в минимальном режиме работы:

$$X_{Т1.МИН} = \frac{u_{К.МИН} \cdot S_{Б} \cdot (1 - \Delta U_{РПН})^2}{100 \cdot S_{Т.НОМ}}; \quad (5.7)$$

Соответственно, по выражениям (5.6) и (5.7) получим:

$$X_{Т1.МАКС} = \frac{11,34 \cdot 1000 \cdot 10^6 \cdot (1 + 0,16)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 6,1;$$

$$X_{Т1.МИН} = \frac{11,34 \cdot 1000 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,16)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 2,95.$$

Рассчитаем сопротивление питающих кабельных линий от ЦП до РП по формулам (5.8) и (5.9):

– в максимальном режиме работы:

$$X_{КЛ1.МАКС} = \frac{x_{0.КЛ} \cdot L \cdot S_{Б}}{n \cdot U_{СР2}^2}, \quad (5.8)$$

где $x_{0.КЛ} = 0,079$ – удельное индуктивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L = 1,2$ – удаленность ЦП от РП1, км;

$n = 2$ – количество параллельно включенных КЛ;

$U_{СР2} = 10,5 \cdot 10^3$ – напряжение ступени передачи, В.

$$X_{КЛ1.МАКС} = \frac{0,079 \cdot 1,2 \cdot 1000 \cdot 10^6}{2 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,419.$$

– в минимальном режиме работы:

$$X_{\text{КЛ.МИН}} = \frac{X_{0.\text{КЛ}} \cdot L \cdot S_{\text{Б}}}{(n-1) \cdot U_{\text{СР2}}^2}. \quad (5.9)$$

По выражению (5.9) получим:

$$X_{\text{КЛ.МИН}} = \frac{0,079 \cdot 1,2 \cdot 1000 \cdot 10^6}{1 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,838.$$

Зная параметры элементов схемы замещения изобразим ее на рисунке 5.2.

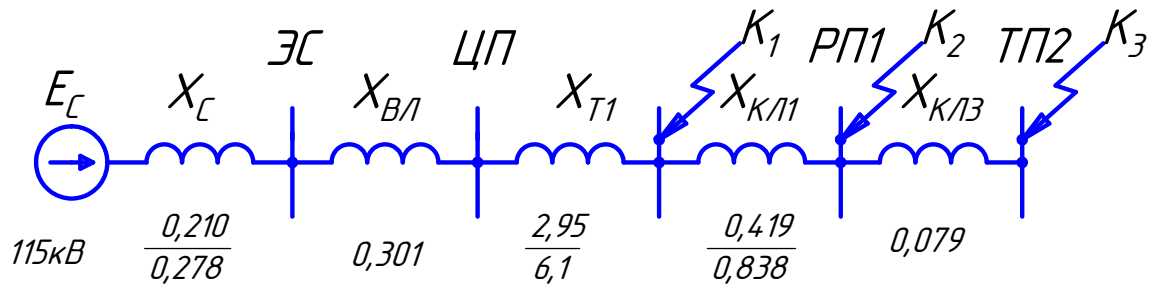


Рисунок 5.2 – Схема замещения сети выше 1000 В

Рассчитаем ток трехфазного КЗ по формуле (5.10) в точке К1:

$$I_{\text{К1.МАКС}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР1}} \cdot (X_{\text{С.МАКС}} + X_{\text{ВЛ}} + X_{\text{Т1.МИН}})}. \quad (5.10)$$

По формуле (5.10) получим:

$$I_{\text{К1.МАКС}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (0,210 + 0,301 + 2,95)} = 9,11 \cdot 10^3 \text{ А.}$$

В точке К1 ударный ток КЗ рассчитывается по формуле (5.11):

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К1}}, \quad (5.11)$$

где $K_{\text{уд}} = 1,1$ – ударный коэффициент. Значение $K_{\text{уд}}$ на шинах РП примем равным 1,1 а для остальных точек сети 1 [2, п 12.4].

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 9,11 \cdot 10^3 = 14,17 \cdot 10^3 \text{ А.}$$

В остальных точках энергосистемы ток КЗ рассчитывается аналогично.

Результаты расчетов токов КЗ в сети выше 1000 В сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов КЗ в сети выше 1000 В

Параметр сети	Место точек расчета короткого замыкания		
	К1	К2	К3
Максимальный ток трехфазного КЗ, кА	9,11	8,50	8,40
Максимальная мощность КЗ, МВА	165,48	154,40	152,59
Минимальный ток двухфазного КЗ, кА	4,57	4,27	4,24
Минимальная мощность КЗ, МВА	95,97	89,67	89,04
Ударный ток, кА	14,17	13,22	11,88

5.2 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость

В основу расчетов положена методика проверки кабелей на термическую стойкость токам короткого замыкания [15].

Проверка кабеля на термическую стойкость сводится к сравнению фактического теплового импульса формирующегося в сечении кабеля с допустимым, а также сравнению расчетной температуры жилы кабеля после КЗ с максимально допустимой каталожной температурой.

В качестве примера, проведем проверку на термическую стойкость КЛ1, выполненную кабелем 2АПвПу-3×150.

Определим допустимый тепловой импульс по формуле (5.12):

$$W_{к,доп} = I_{доп.кз}^2 \cdot t, \quad (5.12)$$

где $I_{доп.кз} = 14,2$ – допустимый ток односекундного короткого замыкания для кабеля 2АПвПу-3×150 [3], кА;

$t = 1$ – время протекания тока КЗ, с.

$$W_{к,доп} = 14,2^2 \cdot 1 = 201,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Определим расчетный тепловой импульс по формуле (5.13):

$$W_{к,расч} = I_{кл.макс}^2 \cdot t_{экв}, \quad (5.13)$$

где $t_{экв}$ – эквивалентное время протекания тока КЗ определяется по формуле (5.14):

$$t_{экв} = T_A \cdot \left[1 - e^{-\left(\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_A} \right)} \right] + t_{откл}, \quad (5.14)$$

где $T_A = 0,12$ – постоянная времени [5, табл. 2.45], с;

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ, определяемое по формуле (5.15):

$$t_{откл} = t_{мин.защ} + t_{срабвыкл} + \Delta t, \quad (5.15)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

где $t_{\text{МИН.ЗАЩ}} = 0,01$ – время обнаружения защитой КЗ, с;

$t_{\text{СРАБВЫКЛ}} = 0,05$ – время от срабатывания выключателя до гашения электрической дуги, с;

$\Delta t = 1,8$ – уставка по времени необходимая для обеспечения заданной селективности между системами автоматики, для выключателя Q9, с.

Соответственно, по формулам (5.15) и (5.14), получим:

$$t_{\text{ОТКЛ}} = 0,01 + 0,05 + 1,8 = 1,86 \text{ с};$$

$$t_{\text{ЭКВ}} = 0,12 \cdot \left[1 - 2,71^{-\left(\frac{2 \cdot 1,86}{0,12}\right)} \right] + 1,86 = 1,98 \text{ с}.$$

По выражению (5.13) определим расчетный тепловой импульс:

$$W_{\text{К,РАСЧ}} = 9,11^2 \cdot 1,98 = 164,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранное сечение КЛ1 удовлетворяет условию $W_{\text{К,ДОП}} > W_{\text{К,РАСЧ}}$.

Определим начальную температуру кабеля до начала КЗ по выражению (5.16):

$$\Theta_{\text{НАЧ}} = \Theta_{\text{Р}} + (\Theta_{\text{АА}} - \Theta_{\text{ОКР}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{АВ}}}{I_{\text{ДД}}} \right)^2, \quad (5.16)$$

где $\Theta_{\text{Р}} = 25$ – расчетная температура окружающей среды, °С;

$\Theta_{\text{АА}} = 90$ – длительно допустимая температура жилы, °С;

$\Theta_{\text{ОКР}} = 20$ – расчетная температура окружающей среды, °С;

$I_{\text{АВ}} = 211$ – ток в аварийном режиме КЛ, А;

$I_{\text{ДД}} = 306,42$ – расчетный длительно допустимый ток КЛ, А.

Согласно выражению (5.16), получим:

$$\Theta_{\text{НАЧ}} = 25 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{211}{306,42} \right)^2 = 58,19 \text{ °С}.$$

Определим температуру кабеля в конце КЗ по выражению (5.17):

$$\Theta_{\text{КОНЕЦ}} = a \cdot (e^K - 1) + \Theta_{\text{НАЧ}} \cdot e^K, \quad (5.17)$$

где $a = 228$ – величина обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления [6], °С;

K – определяется по формуле (5.18):

$$K = \frac{W \cdot W_{\text{К,РАСЧ}}}{S^2}, \quad (5.18)$$

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		46

где $\nu = 45,65$ – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы. равная для алюминия [20], $\text{мм}^{-4}/(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;
 $S = 150$ – сечение КЛ, мм^2 .

Соответственно по выражениям (5.18) и (5.17):

$$k = \frac{45,65 \cdot 164,32}{150^2} = 0,333;$$
$$\Theta_{\text{КОНЕЦ}} = 228 \cdot (2,71^{0,333} - 1) + 58,19 \cdot 2,71^{0,333} = 171,44 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Полученное значение сравнивается с максимально допустимым значением температуры, указанном в каталоге завода изготовителя кабеля.

Для КЛ1 $\Theta_{\text{ДОП}} = 250 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Выбранное сечение КЛ1 удовлетворяет условию $\Theta_{\text{КОНЕЦ}} > \Theta_{\text{ДОП}}$.

Для остальных КЛ расчет производится аналогично. Результаты выбора сечений КЛ были представлены в таблицах 4.3 и 4.4.

5.3 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В

Для оценки чувствительности максимальных токовых защит трансформаторов при КЗ за трансформатором, т. е. в зоне резервирования, а также расчета защиты самих сетей напряжением 380 В производят расчеты токов трехфазных, двухфазных или однофазных КЗ на землю.

При расчете токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ необходимо учитывать ряд факторов, которые не имеют практического значения в установках напряжением более 1 кВ, а именно:

- 1 Активное и индуктивное сопротивления трансформаторов 6–10/0,4 кВ.
- 2 Схему соединения обмоток Δ/Y_N , Y/Y_N и Y/Z_N трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ.
- 3 Активные и индуктивные сопротивления воздушных и кабельных линий напряжением до 1 кВ и их изменение при нагреве токами КЗ.
- 4 Активное сопротивление дуги R_d в месте КЗ.
- 5 Активные и индуктивные сопротивления элементов электрической цепи, включая сопротивления катушек автоматических выключателей, трансформаторов тока и др.
- 6 Активные сопротивления контактов и контактных соединений между последовательно включенными элементами сети, например между кабелем и автоматическим выключателем, между контактами предохранителя и трансформатора тока и пр.

Схема соединения обмоток силовых трансформаторов оказывает влияние на распределение токов нулевой последовательности и, следовательно, на величины индуктивных и активных сопротивлений трансформатора.

В трансформаторах со схемой соединения обмоток Δ/Y_N токи нулевой последовательности со стороны НН, трансформируясь на сторону ВН, замыкаются в обмотке соединенной по схеме треугольника и сопротивления трансформатора

значительно снижаются. При этом значение тока в месте однофазного КЗ за трансформатором практически равно току трехфазного КЗ [11].

Рассмотрим в качестве примера расчет сети от РП1 до угловой секции жилого дома №4. На рисунке 5.3 представлена принципиальная схема электрической сети до 1000 В.

Исходные данные:

Трансформатор Т5: тип ТМГ-1000/10, схема соединения обмоток Δ/Y_H , напряжение короткого замыкания $U_K = 5,5 \%$; потери короткого замыкания $\Delta P_K = 10,2$ кВт; ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$, схема соединения обмоток Δ/Y_H [8].

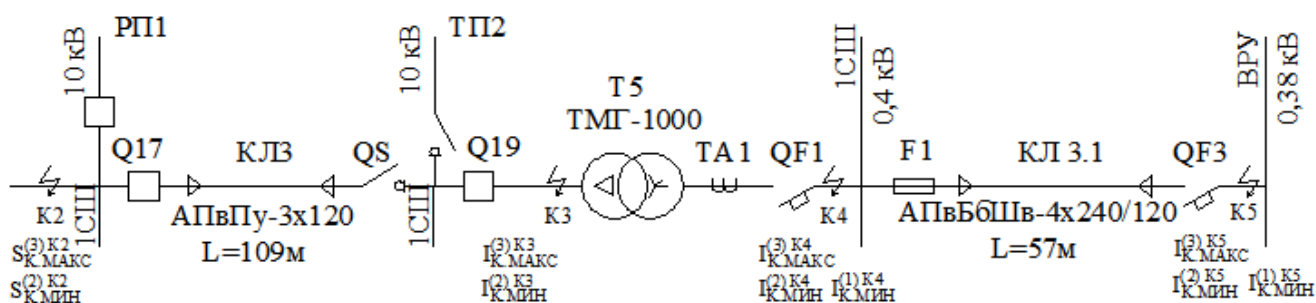


Рисунок 5.3 – Принципиальная схема сети до 1000 В

Определим сопротивление энергосистемы на стороне 0,4 кВ по выражениям (5.19) и (5.20).

В максимальном режиме:

$$X_{C.МАКС} = \frac{U_{CP3}^2}{S_{K3.МАКС}}, \quad (5.19)$$

где $U_{CP3} = 0,4 \cdot 10^3$ – напряжение ступени передачи, В.

По выражению (5.19) получим:

$$X_{C.МАКС} = \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{152,29 \cdot 10^6} = 1,05 \text{ мОм.}$$

В минимальном режиме:

$$X_{C.МИН} = \frac{U_{CP3}^2}{S_{K3.МИН}}. \quad (5.20)$$

По выражению (5.20) получим:

$$X_{C.МИН} = \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{89,04 \cdot 10^6} = 1,78 \text{ мОм.}$$

Сопротивление трансформатора ТМГ-1000/10 кВА для схемы соединения обмоток Δ/Y_H : $R_{IT3} = 1,9$ мОм, $X_{IT3} = 8,6$ мОм [11, табл. П1.1].

Сопротивления включения токовых катушек расцепителей и переходные сопротивления подвижных контактов автоматических выключателей сведем в таблицу 5.2 [11, табл. П1.6.2]:

Таблица 5.2 – Сопротивления подвижных контактов автоматических выключателей

Аппарат	Номинальный ток, А	Активное сопротивление, мОм	Реактивное сопротивление, мОм
QF1	2500	0,13	0,07
QF3	400	0,65	0,17

Активное и индуктивное сопротивления трансформаторов тока примем равными нулю, вследствие их малости. Активное сопротивление заземляющей дуги [11, табл. П1.7]:

- на вводах 10 кВ трансформатора – $R_{д.к3} = 5$ мОм;
- на шинах РУ-0,4 кВ – $R_{д.к4} = 6$ мОм;

Определим сопротивление контура КЗ для прямой последовательности в максимальном режиме по выражениям (5.21) и (5.22).

Точка К4

- активное сопротивление:

$$R_{1.К4} = R_{IT3} + R_{QF1} + R_{д.к3} + R_{д.к4}; \quad (5.21)$$

- реактивное:

$$X_{1.К4} = X_{С.МАКС} + X_{IT3} + X_{QF1}. \quad (5.22)$$

Соответственно по выражениям (5.21) и (5.22), получим:

$$R_{1.К4} = 1,9 + 0,13 + 5 + 6 = 13,03 \text{ мОм};$$

$$X_{1.К4} = 1,05 + 8,6 + 0,07 = 9,72 \text{ мОм}.$$

Найдем полное сопротивление цепи по формуле (5.23):

$$Z_{1.К4} = \sqrt{R_{1.К4}^2 + X_{1.К4}^2}. \quad (5.23)$$

По выражению (5.23) получим:

$$Z_{1.К4} = \sqrt{13,03^2 + 9,72^2} = 16,26 \text{ мОм}.$$

Определим значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К4 по выражению (5.24):

$$I_{К.МАКС}^{К4} = \frac{U_{СР3}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1.К4}}. \quad (5.24)$$

Подставим численные значения в формулу (5.24):

$$I_{K.МАКС}^{K4} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 16,26 \cdot 10^{-3}} = 14,21 \text{ кА.}$$

Рассчитаем сопротивления в точке К5. Активное сопротивление:

$$R_{1.K5} = R_{1.K4} + R_{КЛЗ.1} + R_{QF3}, \quad (5.25)$$

где $R_{КЛЗ.1}$ – активное сопротивление кабельной линии от ТП2 до ВРУ, определяется по формуле (5.26):

$$R_{КЛЗ.1} = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (5.26)$$

где $r_0 = 0,12$ – удельное активное сопротивление кабеля АПвБбШв-4×240/120, Ом/км;
 $l = 0,057$ – длина кабельной линии, км;
 $n = 2$ – количество параллельно проложенных кабелей.

Соответственно по выражениям (5.26) и (5.25), получим:

$$R_{КЛЗ.1} = \frac{0,12 \cdot 0,057}{2} = 3,42 \text{ мОм};$$

$$R_{1.K5} = 13,03 + 3,42 + 0,65 = 17,1 \text{ мОм.}$$

Реактивное сопротивление определим по формуле (5.27):

$$X_{1.K5} = X_{1.K4} + X_{КЛЗ.1} + X_{QF3}, \quad (5.27)$$

где $X_{КЛЗ.1}$ – индуктивное сопротивление кабельной линии от ТП2 до ВРУ, определяется по формуле (5.28):

$$X_{КЛЗ.1} = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (5.28)$$

где $x_0 = 0,058$ – удельное активное сопротивление кабеля АПвБбШв-4×240/120, Ом/км.

Соответственно по выражениям (5.28) и (5.27), получим:

$$X_{КЛЗ.1} = \frac{0,058 \cdot 0,057}{2} = 1,65 \text{ мОм};$$

$$X_{1.K5} = 9,72 + 1,65 + 0,17 = 11,54 \text{ мОм.}$$

Найдем полное сопротивление цепи по формуле (5.23):

$$Z_1 = \sqrt{17,1^2 + 11,54^2} = 20,63 \text{ мОм.}$$

Определив параметры схемы замещения, изобразим её на рисунке 5.4.

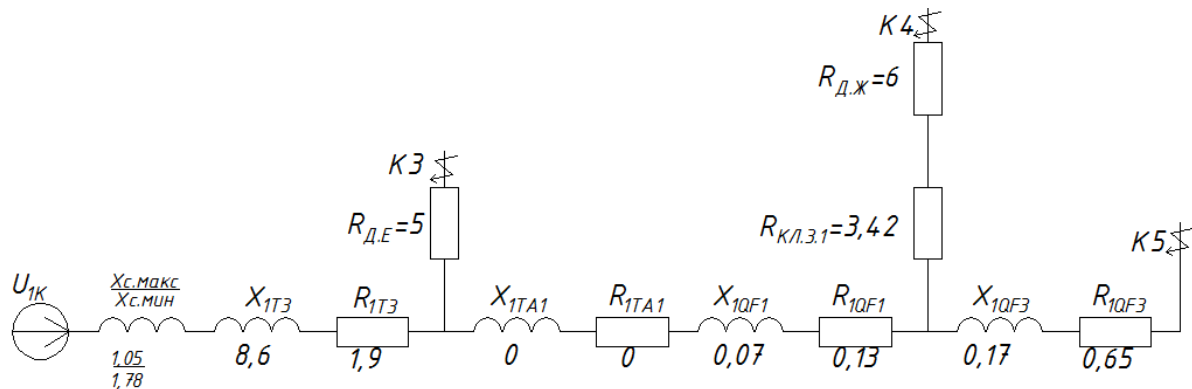


Рисунок 5.4 – Схема замещения сети до 1000 В

Определим значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К5 по формуле (5.29):

$$I_{К.МАКС}^{К5} = \frac{U_{СРЗ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1.К5}}. \quad (5.29)$$

Подставим численные значения в формулу (5.29):

$$I_{К.МАКС}^{К5} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20,63 \cdot 10^{-3}} = 11,19 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитаем сопротивление контура КЗ для прямой последовательности в минимальном режиме и определим периодическую составляющую ток КЗ по формуле (5.30):

$$I_{К.МИН}^{Кi} = \frac{U_{СРЗ}}{2 \cdot Z_{1.Ки}}. \quad (5.30)$$

Для выбора оборудования кроме установившегося тока КЗ необходимо знать ещё и ударный ток КЗ, определяемый по формуле (5.11). Ударный ток – это наибольшее мгновенное значение силы тока в электрической цепи при возникновении короткого замыкания, которая достигается примерно через половину периода после возникновения короткого замыкания.

Значение K_{γ} на РП примем равным 1,1, для остальных точек сети 1 [1, п 12.4]. Результаты расчетов сведем в итоговую таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Результат расчетов токов КЗ

Параметр сети	Место точек расчета короткого замыкания				
	К1	К2	К3	К4	К5
Максимальный ток трехфазного КЗ, кА	9,11	8,50	8,40	14,21	11,19
Максимальная мощность КЗ, МВА	165,48	154,40	152,59	9,84	7,75

Продолжение таблицы 5.3

Минимальный ток двухфазного КЗ, кА	4,57	4,27	4,24	11,97	8,05
Минимальная мощность КЗ, МВА	95,97	89,67	89,04	8,29	5,57
Ударный ток, кА	14,17	13,22	11,88	20,09	15,83

Выводы по разделу 5

В данном разделе были рассчитаны токи КЗ в сети до и выше 1000 В, а также произведена проверка кабельных линий на термическую стойкость. По результатам проверки кабельных линий, было уточнено их окончательное сечение.

6 УСТРОЙСТВО И РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЖИЛОГО ДОМА №4

Рассмотрим распределение электрической энергии внутри угловой секции 22-х этажного жилого дома №4, принадлежащее ко II категории по надежности электроснабжения [2, табл. 5.1].

В подвальном этаже здания устанавливается вводно-распределительное устройство (ВРУ) для присоединения внутренних электрических сетей здания к внешним питающим линиям, а также для распределения электрической энергии внутри здания и защиты отходящих линий от перегрузок и КЗ.

От общедомового ВРУ получают питание:

- вертикальные питающие магистрали (стояки);
- электродвигатели силового оборудования (насосы, лифты);
- линии рабочего и аварийного освещения;
- коммерческие помещения, расположенные внутри данного жилого дома.

Питание электроприемников здания и встроенных коммерческих помещений осуществляется АПвББШв-4×240/120. В ТП2 10/0,4 данные линии защищаются плавкими вставками.

6.1 Выбор электрооборудования линий, питающих квартиры

К питающим горизонтальным линиям, отходящим от ВРУ, подключаются стояки.

Определим расчетную нагрузку на стояк. При количестве квартир $n = 126$, присоединенных к стояку, выбираем $P_{уд} = 1,46$ кВт/кв [2, табл. 6.1]. Тогда расчетная нагрузка на один стояк определяется по выражению (6.1):

$$P_{СТ} = n \cdot P_{уд} \quad (6.1)$$

По выражению (6.1) получим:

$$P_{СТ} = 126 \cdot 1,46 = 183,96 \text{ кВт.}$$

Расчетный ток в стояке определяется выражением (6.2):

$$I_{СТ.МАКС} = \frac{P_{СТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Л} \cdot \cos \varphi}, \quad (6.2)$$

где $U_{Л} = 0,38$ – линейное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi = 0,98$ – коэффициент мощности для квартир с эл. плитами.

$$I_{СТ.МАКС} = \frac{183,96}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 285,2 \text{ А.}$$

Нагрузка каждой питающей линии, отходящей от ВРУ, не должна превышать 250 А. При превышении нагрузки стояка 250 А стояк следует выполнить состоящим из двух линий [2, п. 7.5 и 7.6].

С учетом данного требования, закрепим за первым стояком 66 квартир (2-12 этажи) с $P_{уд} = 1,67$ кВт/кв, за вторым стояком 60 квартир с $P_{уд} = 1,7$ кВт/кв и определим нагрузку каждого стояка по выражению (6.1):

$$P_{СТ1} = 66 \cdot 1,67 = 110,2 \text{ кВт};$$

$$P_{СТ1} = 60 \cdot 1,7 = 102 \text{ кВт}.$$

Определим ток в каждом стояке по выражению (6.2):

$$I_{СТ.МАКС1} = \frac{110,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 170,9 \text{ А};$$

$$I_{СТ.МАКС2} = \frac{102}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 158,2 \text{ А}.$$

Для защиты отходящих линий стояков устанавливаем в ВРУ дома предохранители ПН2- $\frac{250}{200}$ [16]. Проверим выбор типогабаритов предохранителей и номинальные токи их плавких вставок по условию (6.3):

$$I_{НОМПЛ} \geq I_{СТ.МАКС} \cdot \quad (6.3)$$

Проверим выполнение условия (6.3):

$$200 \text{ А} \geq 170,9 \text{ А};$$

$$200 \text{ А} \geq 158,2 \text{ А}.$$

Условие выполняется, следовательно предохранители выбраны верно.

По току нагрузки и из условий нагрева выбираем сечение проводов для стояков, проложенных в каналах (тип прокладки В2) и выполненных проводами марки ППГнг(А)–НФ $5 \times 70 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током нагрузки $I_{дд} = 168 \text{ А}$ [17, табл В.52.2]. Проверим выбранное сечение проводника по условию (6.4):

$$I_{ДОП} \geq I_{СТ.МАКС} \cdot \quad (6.4)$$

Проверим выполнение условия (6.4):

$$168 \text{ А} \leq 170,9 \text{ А};$$

$$168 \text{ А} \geq 158,2 \text{ А}.$$

Условие не выполняется.

Принимая во внимание допустимую погрешность инженерных расчетов и стремительный рост количества разнообразных электроприемников квартир – следует увеличить сечение вертикальных стояков на 1 ступень для обеспечения запаса. Окончательно принимаем для каждого стояка ППГнг(А)–НФ $5 \times 95 \text{ мм}^2$ с $I_{дд} = 201 \text{ А}$. Произведем расчет потери напряжения во внутрименовых сетях, без учета индуктивного сопротивления проводов.

Потеря напряжения определяется по выражению (6.5):

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		54

$$\Delta U = \frac{P \cdot \rho \cdot L}{U_{л}^2 \cdot F} \cdot 100, \quad (6.5)$$

где L – расчетная длина проводов; м;

$\rho = 0,018$ – удельное сопротивление материала жилы провода, для меди, Ом·мм²/м;

F – сечение проводника; мм².

Произведем расчет падения напряжения в вертикальном стояке, идущем от ВРУ до этажного щита последнего этажа.

Примем длину стояка равной $L = 2,8 \cdot 21 = 58,8$ м, расстояние от ВРУ до вертикального стояка 5 м. Тогда по формуле (6.5):

$$\Delta U_{\text{стояк}} = \frac{110,2 \cdot 10^3 \cdot 0,018 \cdot (58,8 + 5)}{(0,38 \cdot 10^3)^2 \cdot 95} \cdot 100 = 0,9 \text{ \%}.$$

Рассчитаем горизонтальную питающую линию от вертикального стояка до этажного щита.

Так как на одном этаже располагается 6 квартир, примем $P_{уд} = 5,1$ кВт/кв [2, табл. 6.1]. Тогда нагрузка горизонтального участка будет равна:

$$P_{\text{ст.г}} = 6 \cdot 5,1 = 30,6 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{ст.г.макс}} = \frac{30,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 47,4 \text{ А}.$$

По току нагрузки и из условий нагрева выбираем сечение проводов для горизонтальных стояков, проложенных в трубе в стене (тип прокладки А2) и выполненных проводами марки ППГнг(А)–НФ 5×25 мм² с длительно допустимым током нагрузки $I_{дд} = 75$ А [17, табл В.52.2].

Для защиты горизонтального стояка и отходящих от него линий к квартирам, в этажном щите установим автоматический выключатель ВА47-29 3Р 63А с характеристикой срабатывания типа В [19].

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{75}{63} = 1,19 \geq 1.$$

Условие выполняется.

По формуле (6.5) произведем расчет падения напряжения на горизонтальном участке (от вертикального стояка до этажного щита), приняв длину участка равной $L = 5$ м.

$$\Delta U_{\text{стояк.г}} = \frac{30,6 \cdot 10^3 \cdot 0,018 \cdot 5}{(0,38 \cdot 10^3)^2 \cdot 25} \cdot 100 = 0,001 \text{ \%}.$$

6.2 Выбор линий, питающих лифтовые установки

В выбранном здании находятся два лифта: грузовой и пассажирский с $P_{\text{уст.дв}}$ (установленная мощность электродвигателей) 16 и 9,5 кВт соответственно.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		55

Расчетная нагрузка для кабеля, питающего одну лифтовую установку определяется по формуле (6.6):

$$P_{\text{МАКС.ЛИФТ}} = K_C \cdot P_{\text{УСТ.ДВ}}, \quad (6.6)$$

где $K_C = 0,9$ – коэффициент спроса, зависящий от количества лифтовых установок и этажности здания [2, табл. 6.4].

По формуле (6.6) получим:

$$P_{\text{МАКС.ЛИФТ1}} = 0,9 \cdot 16 = 14,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{МАКС.ЛИФТ2}} = 0,9 \cdot 9,5 = 8,55 \text{ кВт}.$$

Расчетный ток кабельных линий, питающих лифтовые установки определяется по выражению (6.2):

$$I_{\text{ПИТ.ЛИФТ1}} = \frac{14,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65} = 33,66 \text{ А};$$

$$I_{\text{ПИТ.ЛИФТ2}} = \frac{8,55}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65} = 19,98 \text{ А}.$$

По току нагрузки и из условий нагрева для проводников проложенных в каналах (тип прокладки В2) для грузового лифта выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–FRHF $5 \times 4 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током $I_{\text{ДД}} = 32 \text{ А}$ [17, табл В.52.2].

Для пассажирского лифта принимаем ППГнг(А)–FRHF $5 \times 4 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током $I_{\text{ДД}} = 32 \text{ А}$.

Во избежание снижения напряжения в пусковых режимах ниже 15%, примем сечение проводников для обоих лифтов ППГнг(А)–FRHF $5 \times 10 \text{ мм}^2$ [2, п. 7.23] с длительно допустимым током $I_{\text{ДД}} = 69 \text{ А}$.

Рассчитаем токи плавких вставок для защиты электродвигателей лифтов по выражению (6.7):

$$I_{\text{ПЛ.ВСТ}} \geq \frac{I_{\text{ПУСК.ДВ}}}{2,5}, \quad (6.7)$$

где $I_{\text{ПУСК.ДВ}}$ – пусковой ток электродвигателя, определяемый по формуле (6.8):

$$I_{\text{ПУСК}} = 5 \cdot I_{\text{ПИТ.ЛИФТ}}. \quad (6.8)$$

Согласно выражениям (6.7) и (6.8):

$$I_{\text{ПЛ.ВСТ1}} \geq \frac{5 \cdot 33,66}{2,5} = 67,32 \text{ А}.$$

$$I_{\text{ПЛ.ВСТ2}} \geq \frac{5 \cdot 19,98}{2,5} = 39,96 \text{ А}.$$

По условию (6.7) для защиты грузового лифта выбираем для установки в ВРУ предохранитель типа ПН2- $\frac{100}{80}$, для защиты пассажирского лифта ПН2- $\frac{100}{50}$.

6.3 Выбор линий, питающих электродвигатели насосов

В выбранном здании находится один насос с установленной мощностью электродвигателя 15 кВт. Расчетная нагрузка для кабеля, питающего электродвигатель насоса определяется по выражению (6.6):

$$P_{\text{МАКС.НАСОС}} = 1 \cdot 15 \text{ кВт.}$$

Расчетный ток линий определим по выражению (6.2):

$$I_{\text{ПИТ.НАСОС}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 28,48 \text{ А.}$$

По току нагрузки и из условий нагрева для проводников проложенных в каналах (тип прокладки В2) для питания электродвигателя насоса выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–FRHF 5×4 мм² с длительно допустимым током нагрузки $I_{\text{ДД}} = 32 \text{ А}$ [17, табл В.52.2].

Во избежание снижения напряжения в пусковых режимах ниже 15%, примем ППГнг(А)–FRHF 5×10 мм², с длительно допустимым током $I_{\text{ДД}} = 69 \text{ А}$.

Рассчитаем ток плавкой вставки по выражениям (6.8) и (6.7):

$$I_{\text{ПУСК.НАСОС}} = 5 \cdot 28,48 = 142,4 \text{ А;}$$

$$I_{\text{ПЛ.ВСТ}} \geq \frac{142,4}{2,5} = 59,96 \text{ А.}$$

Примем к установке ПН2- $\frac{100}{63}$.

6.4 Выбор электрооборудования осветительной сети дома

Согласно [18], при отсутствии данных о количестве осветительных приборов, установленных в тамбурах и на лестничных площадках, расчет их суммарной мощности (SUMP) допускается производить по формуле (6.9):

$$SUMP = \text{Дельтар} \cdot \text{SUMF}, \quad (6.9)$$

где Дельтар = 0,01 – удельная мощность освещения тамбуров и лестничных площадок, кВт/м²;

SUMF = 1000 – суммарная площадь лестничных площадок и тамбуров, м².

$$SUMP = 0,01 \cdot 1000 = 10 \text{ кВт.}$$

По выражению (6.2) рассчитаем ток линии, питающей внутридомовое освещение:

$$I_{\text{ОСВ.ДОМ}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 0,95} = 27,65 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		57

По току нагрузки и из условий нагрева для линии, питающей освещение общедомового назначения, выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–НФ 5×10 мм² с длительно допустимым током нагрузки I_{дд} = 43 А (проводники проложены скрыто в трубе в стене – А2) [17, табл. 52.2].

По условию (6.3) для защиты линии рабочего освещения выбираем предохранитель типа ПН2- $\frac{100}{40}$ [16].

Под аварийное освещение выделим 10% светильников от общего числа внутридомового освещения. Тогда, по выражению (6.2), расчетная нагрузка на линию составит:

$$I_{\text{осв.дом}} = \frac{0,1 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 0,95} = 2,76 \text{ А.}$$

Выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–FRHF 5×1,5 мм² с длительно допустимым током нагрузки I_{дд} = 16,5 А (проводники проложены в лотках – В2) [17, табл. 52.2].

Выберем автоматический выключатель ВА47-29 3Р 5А с характеристикой срабатывания типа В.

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{16,5}{5} = 3,3 \geq 1.$$

Условие выполняется.

6.5 Выбор электрооборудования коммерческих помещений

На первом этаже выбранного жилого дома располагаются продуктовый магазин с расчетной мощностью 51,6 кВт, cosφ = 0,85, который относится ко II надежности электроснабжения. Для потребителей, расположенных внутри жилых зданий и не относящихся к потребителям общедомового назначения, необходима установка отдельного ВРУ [2, п. 7.4]. Питание ВРУ магазина будет осуществляться от общедомового ВРУ.

Расчетный ток питающего магазин кабеля определяется по выражению (6.2):

$$I_{\text{ком.п}} = \frac{51,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85} = 92,2 \text{ А.}$$

По току нагрузки и из условий нагрева для вводной линии выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–НФ 5×50 мм² с длительно допустимым током нагрузки I_{дд} = 133 А (тип прокладки В2) [17, табл. 52.2].

Для защиты отходящей линии в ВРУ дома установим и проверим по условию (6.3) предохранитель типа ПН2- $\frac{250}{125}$ [16]:

$$125 \text{ А} \geq 92,2 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно предохранитель выбран верно.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		58

Непосредственно в ВРУ потребителя установим вводной автоматический выключатель ВА88-32 3Р 125А с характеристикой срабатывания типа В [19].

Произведем расчет падения напряжения на участке от внутридомового ВРУ до ВРУ коммерческого помещения. Примем длину участка равной $L = 15$ м. Подставим численные значения в формулу (6.5):

$$\Delta U_{\text{стойк}} = \frac{51,6 \cdot 10^3 \cdot 0,018 \cdot 15}{(0,38 \cdot 10^3)^2 \cdot 50} \cdot 100 = 0,002 \text{ \%}.$$

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{133}{125} = 1,1 \geq 1.$$

Условие выполняется.

Результаты расчетов сведём таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Электротехническая ведомость внутридомового ВРУ

Линия	Расчётные величины		Проводка			L, м	ΔU , %	Защитные аппараты		Место уст. защ. аппарата
	P_p , кВт	I_p , А	Способ прокладки	Марка и сечение	$I_{\text{дд}}$, А			тип	$I_{\text{уст}}$, А	
Ввод в ВРУ	243,9	$\frac{187,0}{374,0}$	в траншее	АПВБ6Шв 4x240/120	410	57	0,72	ВА88-32 3Р 400А	–	ТП2, ВРУ
Стойк 1	110,2	170,9	в лотке (в трубе) тип В2	ППГнг(А)-HF 5x95	201,0	64	0,90	ПН-2-250	200	ВРУ
Стойк 2	102,0	158,2	в лотке (в трубе) тип В2	ППГнг(А)-HF 5x95	201,0	32	0,40	ПН-2-250	200	ВРУ
Горизонтальный стойк	30,6	46,5	скрытый тип А2	ППГнг(А)-HF 5x25	75,0	5	0,0001	ВА47-29 3Р 63А	63	ЩЭ
Лифт 1 (грузовой)	14,4	33,7	в лотке (в трубе) тип В2	ППГнг(А)-FRHF 5x10	69,0	70	0,001	ПН-2-100	80	ВРУ
Лифт 2 (пассажирский)	8,6	20,0	в лотке (в трубе) тип В2	ППГнг(А)-FRHF 5x10	69,0	70	0,001	ПН-2-100	50	ВРУ
Насос	15	28,5	в лотке (в трубе) тип В2	ППГнг(А)-FRHF 5x10	52,0	10	0,001	ПН-2-100	63	ВРУ
Внутридомовое освещение	10	27,7	скрытый тип А2	ППГнг(А)-HF 5x10	43,0	–	–	ПН-2-100	40	ВРУ
Аварийное освещение	1	2,8	в лотке (в трубе) тип В2	ППГнг(А)-FRHF 5x1,5	16,5	–	–	ВА47-29 3Р 5А	5	–
Встроенные помещения	51,6	92,2	в лотке (в трубе)	ППГнг(А)-HF 5x50	133,0	15	0,002	ПН-2-250	125	ВРУ

В нишах электропанелей на этажах устанавливаются металлоконструкции щитов с вводным автоматическим выключателем ВА47-29 63А В [19]. На рисунке 6.1 представлена принципиальная схема этажного щита.

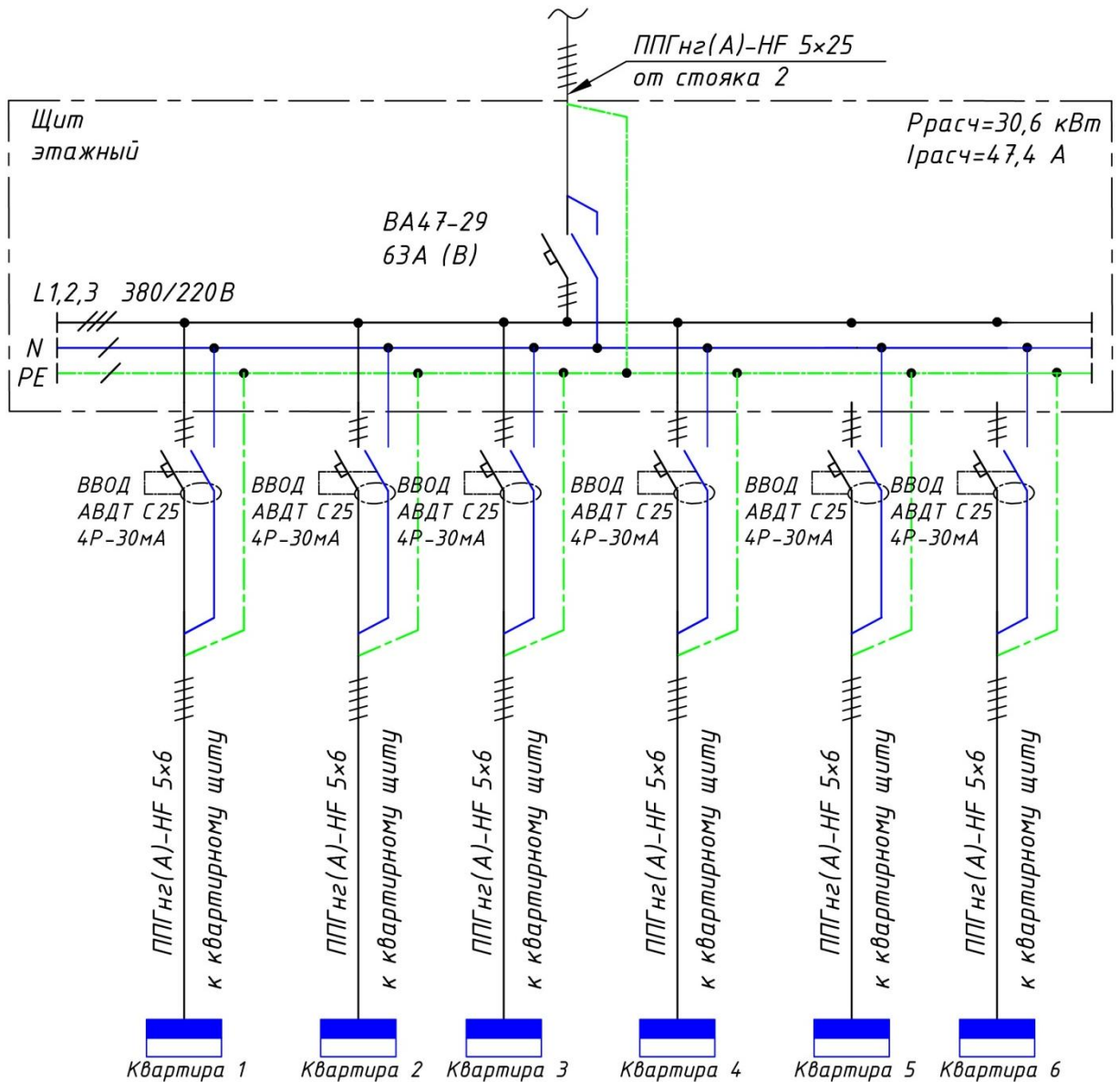


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема этажного щита

6.6 Выбор электрооборудования групповой квартирной сети

В квартирах жилых домов рекомендуется предусматривать отдельные линии для питания штепсельных розеток жилых комнат, освещения, штепсельных розеток электрических плит. Так как в современных строящихся жилых домах все чаще используются трёхфазные электроприемники (индукционные плиты, электроплиты), примем трехфазный ввод.

Удельная электрическая нагрузка для одной квартиры с электрической плитой мощностью 8,5 кВт составляет 10 кВт [2, табл. 6.1].

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

60

По выражению (6.2) определим расчетный ток линии от этажного щита до квартирного:

$$I_{\text{ВВ.КВ}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 15,5 \text{ А.}$$

По току нагрузки и из условий нагрева для вводной линии выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–НФ 5×6 мм² с длительно допустимым током нагрузки $I_{\text{дд}} = 32 \text{ А}$ (проводники проложены скрыто в трубе в стене – А2) [17, табл. 52.2].

В качестве вводного защитного аппарата выберем дифференциальный автомат АВДТ С25 4Р 30мА, совмещающий в себе функции отключения токов КЗ, токов перегрузки и отключения токов утечки, устанавливаемый в этажном щите.

Для коммутации рабочих токов и для создания видимого разрыва при ремонтных мероприятиях на вводе в квартирный щит устанавливаем выключатель нагрузки ВН-32-4Р-20А. Тип квартирного щита ЩРН-П-24 [19].

Произведем расчет падения напряжения на участке от этажного щита до квартирного. Примем длину участка равной $L = 8 \text{ м}$. По формуле (6.5):

$$\Delta U_{\text{СТОЯК}} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,018 \cdot 8}{(0,38 \cdot 10^3)^2 \cdot 6} \cdot 100 = 0,002 \text{ \%}.$$

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{32}{25} = 1,28 \geq 1.$$

По выражению (6.2) определим расчетный ток линии:

$$I_{\text{ОСВ}} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 0,98} = 2,7 \text{ А.}$$

По току нагрузки и из условий нагрева для группы освещения выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–НФ 3×2,5 мм² с длительно допустимым током нагрузки $I_{\text{дд}} = 18,5 \text{ А}$ (проводники проложены скрыто в трубе в стене – А2) [17, табл. 52.2].

Для защиты осветительной группы выберем автоматический выключатель ВА47-29 1Р 5А с характеристикой срабатывания типа В. Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{18,5}{5} = 3,7 \geq 1.$$

По выражению (6.2) определим расчётный ток для линии, питающей группу розеток:

$$I_{\text{РОЗ}} = \frac{3,5}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 0,98} = 9,4 \text{ А.}$$

По току нагрузки и из условий нагрева для розеточной группы выбираем сечение и марку проводника ППГнг(А)–НФ 3×2,5 мм² с длительно допустимым током нагрузки $I_{\text{дд}} = 18,5 \text{ А}$ (проводники проложены скрыто в трубе в стене – А2) [17, табл. 52.2].

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		61

Для защиты розеточной группы выберем автоматический выключатель ВА47-29 1P 16А с характеристикой срабатывания типа В.

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{18,5}{16} = 1,1 \geq 1.$$

По выражению (6.2) определим расчётный ток для линии, питающей штепсельную розетку электрической плиты:

$$I_{\text{пл}} = \frac{8,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 13,2 \text{ А.}$$

В качестве проводника выберем ППГнг(А)-НФ 5×2,5 мм² с длительно допустимым током нагрузки I_{дд} = 18,5 А (проводники проложены скрыто в трубе в стене – А2) [17, табл. 52.2].

Для защиты штепсельной розетки электрической плиты выберем автоматический выключатель ВА47-29 3P 16А с характеристикой срабатывания типа В.

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

$$K_3 = \frac{19,5}{16} = 1,1 \geq 1.$$

На рисунке 6.2 представлена схема внутридомовых сетей.

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.2.

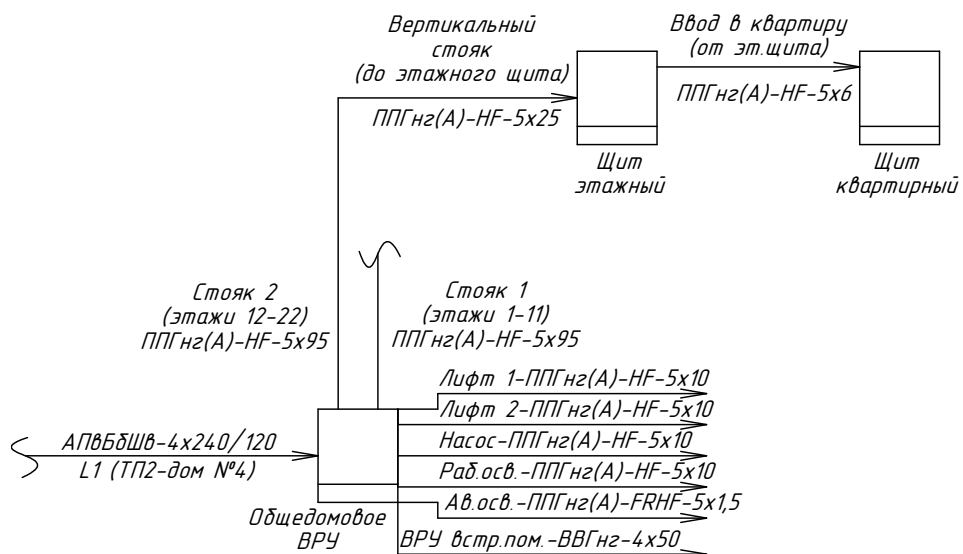


Рисунок 6.2 – Схема внутридомовых сетей жилого дома №4

Таблица 6.2 – Электротехническая ведомость квартиры

Группа	Расчётные величины		Проводка			L, м	ΔU, %	Защитные аппараты		Примечания
	P _p , кВт	I _p , А	Способ прокладки	Марка и сечение	I _{дд} , А			тип	I _{уст} , А	
Освещение квартиры	1	2,7	скрытый тип А2	ППГнг(А)-НФ 3×2,5	18,5	25	0,001	ВА47-29 1P 5А.	5	L1,N,PE

Продолжение таблицы 6.2

Розеточная группа	3,5	9,4	скрытый тип А2	ППГнг(А)-НФ 3×2,5	18,5	35	0,006	ВА47-29 1P 16А.	16	L2,N,PE
Штепсельная розетка эл.плиты	8,5	13,2	скрытый тип А2	ППГнг(А)-НФ 5×2,5	18,5	20	0,008	ВА47-29 3P 16А.	16	3L,N,PE
Итого квартира	10	15,5	скрытый тип А2	ППГнг(А)-НФ 5×6	32	8	0,002	ВН-32 4P-20А	20	—

Принципиальная схема квартирного щита представлена на рисунке 6.3

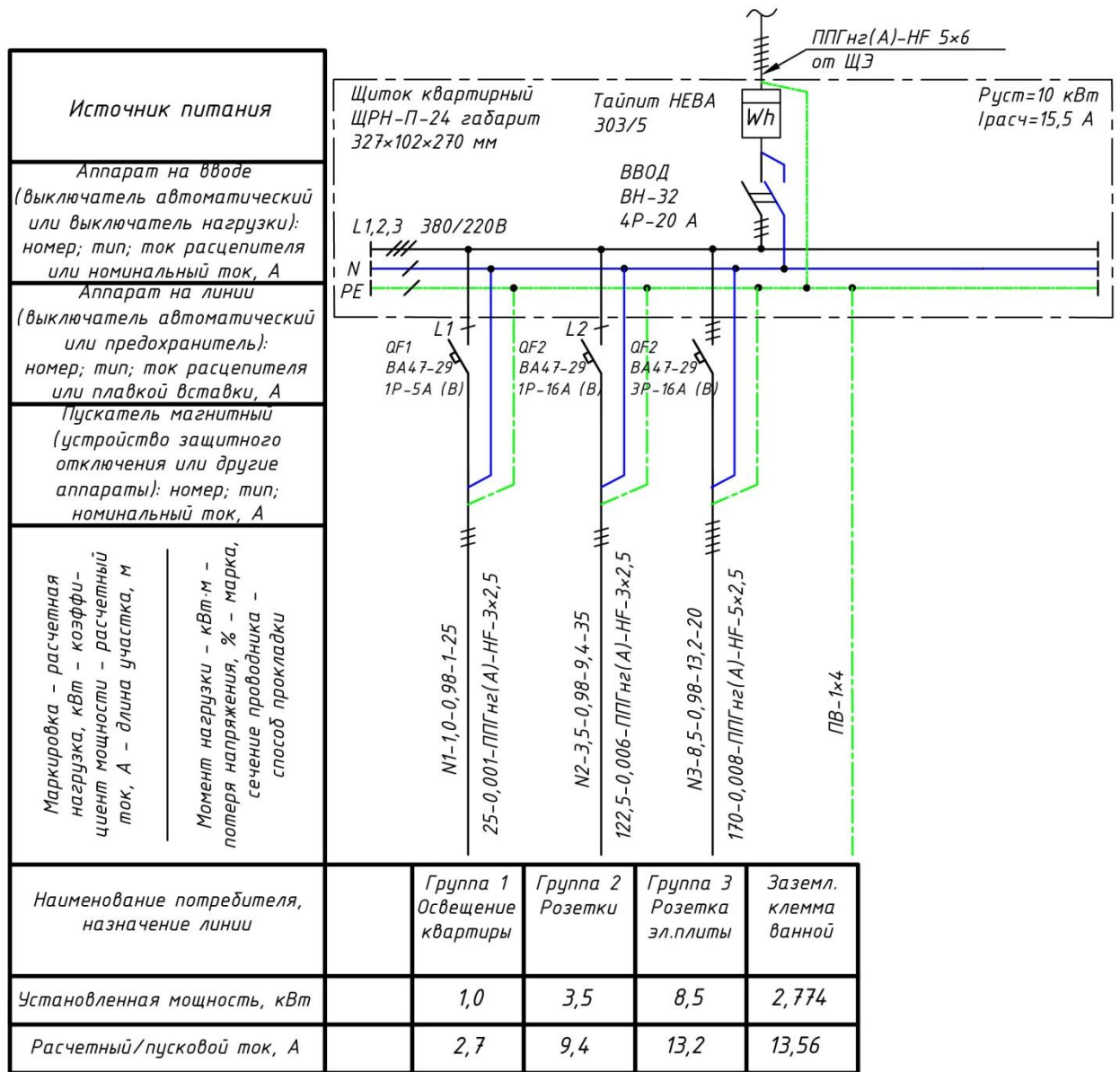


Рисунок 6.3 – Принципиальная схема квартирного щита

6.7 Система уравнивания потенциалов

Проектом предусматривается главная система уравнивания потенциалов. В качестве главной шины заземления (ГЗШ) принята медная шина МТ 4×40 мм, ко-

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

63

торая располагается рядом с ВРУ. С ГЗШ соединяются все металлические конструкции здания:

- кабельные лотки;
- металлические воздуховоды вентиляции и кондиционирования;
- металлические трубы входящие в здание (трубы горячего и холодного водоснабжения, а также трубы канализации);
- металлические конструкции лифтовых шахт, а также ГЗШ машинного отделения лифтов;
- РЕ шины этажных, квартирных и технологических щитов а также РЕ шины ВРУ.

Кроме этого в ваннных комнатах предусматриваются дополнительные системы уравнивания потенциалов (Рисунок 6.4): под раковиной устанавливается коробка уравнивания потенциалов пластмассовая КУП. В ней располагается шинка с зажимами.

Вводная клемма КУП запитывается от РЕ-шины (заземляющая клемма ванной см. Рисунок 6.2) квартирного щитка проводом ПВ-1×4 скрыто в штрабе под штукатуркой. К шинке проводом ПВ-1×2,5 скрыто подключаются трубы горячего водоснабжения (ГВС), холодного водоснабжения (ХВС), канализации, ванная или душевая кабина. Также обязательному заземлению подлежит корпус стиральной машины. Крепление к трубам осуществляется хомутами под болт.

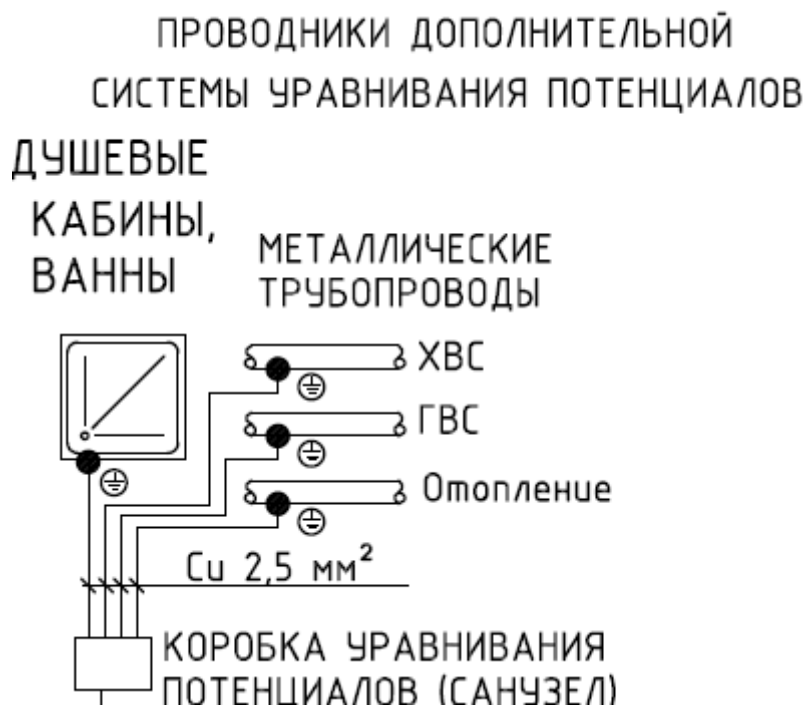


Рисунок 6.4 – Система уравнивания потенциалов в ванной комнате

На основании произведенных расчетов, произведем выбор низковольтного оборудования установленного в ВРУ и в ячейке РШНН в РУ-0,4 кВ ТП2.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

64

6.8 Выбор ВРУ

Для учета и распределения электрической энергии внутри углового подъезда жилого дома №4 по результатам таблицы 6.2 выбираем вводную панель ВРУ с АВР – ВРУ1-19-90-УХЛ4 и распределительную [20]. В выбранном ВРУ, на вводе в распределительной панели ВРУ устанавливаются выключатель и разъединитель. Для защиты отходящих присоединений используются предохранители.

Выбор параметров вводного устройства определяется расчетными значениями токов в нормальном режиме, послеаварийном, а также стойкостью токам КЗ [12].

В выбранной вводной панели ВРУ1-19-90 УХЛ4 установлен автоматический выключатель ВА88-37 ЗР 400А с параметрами [19]:

1. $U_{НОМ} = 400 \text{ В}$;
2. $I_{НОМ} = 400 \text{ А}$;
3. $I_{CU} = 34 \text{ кА}$;
4. $f_{сети} = 50 \text{ Гц}$.

Используя данные глав 4 и 5, произведем проверку данного выключателя и отобразим ее результаты в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Проверка вводного выключателя ВРУ

Параметр	Параметр сети	ВА88-37
$U_{НОМ}, \text{ В}$	380	400
$I_{РАБ} / I_{НОМ}, \text{ А}$	187	400
$I_{АВ} / I_{НОМ}, \text{ А}$	374	400
$f_{сети}, \text{ Гц}$	50	50
$I_{уд} / I_{CU}, \text{ кА}$	15	35

Произведем проверку распределительной панели ВРУ1-44-01 УХЛ4, в которой для защиты отходящих линий применяется плавкая вставка типа ПН-2-250 (2 штуки) и ПН-2-100 (7 штук) с параметрами [16]:

- 1 $U_{НОМ} = 380/220 \text{ В}$;
- 2 $I_{НОМ} = 31.5 - 630 \text{ А}$;
- 3 $I_{CU} = 100 \text{ кА}$;
- 4 $f_{сети} = 50 \text{ Гц}$.

Результаты проверки отобразим в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Проверка предохранителей отходящих линий в ВРУ

Параметр	Параметр сети	ПН-2
$U_{НОМ}, \text{ В}$	380/220	380/220
$I_{РАБ} / I_{НОМ}, \text{ А}$	31,5 – 630	31,5 – 200
$f_{сети}, \text{ Гц}$	50	50
$I_{уд} / I_{CU}, \text{ кА}$	15,83	100

Для учета потребления электроэнергии на внутридомовые нужды (освещение, питание лифтов и насосов) внутри ВРУ устанавливается счетчик электроэнергии, получающий сигнал от трансформатора тока. Трансформаторы тока

предназначены для уменьшения первичного тока до величины, необходимой для работы измерительных приборов и реле.

Трансформаторы тока выбираются [12]:

– по номинальному напряжению установки $U_{РАБ} \leq U_{НОМ}$;

– по току $I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$, $I_{АВ} \leq I_{НОМ}$;

– по классу точности не более 0,5 [5, табл. 1.5.16].

– по нагрузке в нормальном и максимальном режиме [5, табл. 1.5.17].

Примем к установке трансформатор тока Т-0,66-0,5S-400/5. Параметры трансформатора тока [21]:

1 $U_{НОМ} = 660$ В;

2 $I_{НОМ1} = 400$ А;

3 $I_{НОМ2} = 5$ А;

4 $f_{сети} = 50-60$ Гц;

5 Класс точности 0,5S.

Рассчитаем нагрузку трансформатора тока (ТТ) в максимальном режиме работы по выражению (6.8):

$$I_{2.МАХ} = \frac{I_{АВ}}{K_U} \geq 0,4 \cdot I_2, \quad (6.8)$$

где $K_U = 80$ – коэффициент трансформации ТТ;

$I_2 = 5$ – вторичный ток ТТ, А.

$$I_{2.МАХ} = \frac{374}{80} = 4,68 \geq 2 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Рассчитаем нагрузку трансформатора тока (ТТ) в минимальном режиме работы по выражению (6.9).

$$I_{2.МІН} = \frac{I_{РАБ}}{K_U} \geq 0,05 \cdot I_2. \quad (6.9)$$

По выражению (6.9) получим:

$$I_{2.МІН} = \frac{187}{80} = 2,33 \geq 0,25 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Результаты проверки остальных параметров ТТ сведем в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Проверка трансформатора тока

Параметр	Параметр сети	Т-0,66
$U_{НОМ}$, В	400	660
$I_{РАБ} / I_{НОМ1}$, А	187	400
$I_{АВ} / I_{НОМ1}$, А	374	400
$f_{сети}$, Гц	50	50-60

6.9 Выбор оборудования в РУ-0,4 кВ

В распределительных шкафах низкого напряжения (ШРН) в качестве вводного коммутационного аппарата могут применяться автоматические выключатели. Выберем автоматический выключатель фирмы Schneider Electric, Masterpact NW25 с номинальным током $I_n = 2500$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – $I_{cu} = 65$ кА. Для управления вводными выключателями и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [22, с. 22–25].

1 $U_{НОМ} = 380-440$ В;

2 $I_{НОМ} = 2500$ А;

3 $I_{CU} = 65$ кА;

4 $f_{сети} = 50$ Гц.

Результаты проверки отобразим в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Проверка вводного выключателя 0,4 кВ

Параметр	Параметр сети	Masterpact NW25
$U_{НОМ}$, В	400	380-440
$I_{РАБ} / I_{НОМ}$, А	1155	2500
$I_{АВ} / I_{НОМ}$, А	2309	2500
$f_{сети}$, Гц	50	50
$I_{уд} / I_{CU}$, кА	20,09	65

Для работы автоматического выключателя с микропроцессорным расцепителем, в качестве измерительного органа необходима установка ТТ в три фазы. Примем к установке трансформатор тока ТШП-0,66-III-0,5-2500/5. Параметры трансформатора тока [21]:

1 $U_{НОМ} = 660$ В;

2 $I_{НОМ1} = 2500$ А;

3 $I_{НОМ2} = 5$ А;

4 $f_{сети} = 50-60$ Гц;

5 Класс точности 0,5.

Произведем проверку выбранного ТТ по методике изложенной выше. Результаты проверки параметров ТТ сведем в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Проверка трансформатора тока

Параметр	Параметр сети	T-0,66
$U_{НОМ}$, В	400	660
$I_{РАБ} / I_{НОМ1}$, А	1155	2500
$I_{АВ} / I_{НОМ1}$, А	2309	2500
$f_{сети}$, Гц	50	50-60

Для коммутации рабочих токов отходящих линий (не менее 200 циклов пол нагрузкой), а также в качестве секционного аппарата, используются выключатели нагрузки серии «ШЛЮЗ». Данные аппараты обеспечивают эффективную защиту

кабелей и оборудования за счет использования предохранителей ППН 3(39) с номинальными токами плавких вставок до 630 А.

Параметры выключателей нагрузки:

1 $U_{НОМ} = 690 \text{ В};$

2 $I_{НОМ} \leq 630 \text{ А};$

3 $I_{CU} = 50 \text{ кА};$

4 $f_{сети} = 50 \text{ Гц}.$

Результаты проверки отобразим в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Проверка выключателей нагрузки

Параметр	Параметр сети	ВНП- «ШЛЮЗ»
$U_{НОМ}, \text{ В}$	400	690
$I_{РАБ} / I_{НОМ}, \text{ А}$	187	400
$I_{АВ} / I_{НОМ}, \text{ А}$	374	400
$f_{сети}, \text{ Гц}$	50	50
$I_{уд} / I_{CU}, \text{ кА}$	20,09	50

6.10 Выбор приборов учета электроэнергии

Для контроля показаний счетчиков коммерческого учета (на отходящих линиях) в ТП в РУ-0,4 кВ и РУ-10 кВ на стенах устанавливаются счетчики для контрольного учета активной и реактивной электроэнергии и мощности Меркурий 230 ART-01 (03) PQRSIDN. Они работают в трехфазных 3-х и 4-х проводных сетях переменного тока частотой 50 Гц через измерительные трансформаторы классом точности 0,5S-1,0 или непосредственно с возможностью тарифного учёта по зонам суток, учёта потерь и передачи измерений и накопленной информации об энергопотреблении по цифровым интерфейсным каналам.

Для коммерческого учета электроэнергии на общедомовые нужды в ВРУ дома установлен счетчик 230 ART-03 PQRSIDN (класс точности 0,5).

Для индивидуального учета потребления электрической энергии в квартирных щитках установлен счетчик Тайпит НЕВА 303/5 0,5T0 (класс точности 0,5S), учитывающий чисто активную энергию.

Выводы по разделу 6

В данном разделе произведен расчет внутрисетевых сетей жилого дома №4, выбраны проводники для данных сетей, защитные аппараты устанавливаемые в квартирах, ВРУ дома и ячейке РУ-0,4 кВ. Также рассмотрено устройство системы уравнивания потенциалов. Выбраны трансформаторы тока и счетчики электрической энергии.

7 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В городских электрических сетях качество электрической энергии в основном определяется бесперебойностью электроснабжения, а также величиной напряжения.

Надежность электроснабжения обеспечивается за счет резервирования питания на разных ступенях системы, за счет применения устройств противоаварийной защиты и автоматики, позволяющей автоматически выводить из работы поврежденные участки сети и осуществлять питание по резервным линиям.

Величина напряжения в часы максимума энергосистемы, когда к сети подключено максимальное количество потребителей не должна снижаться ниже 5%. В часы минимума энергосистемы, когда большинство потребителей не подключено к сети, значения напряжения не должно превышать 10% [3, п. 5.2.2].

Снижение величины номинального напряжения ниже установленных норм ведет к ухудшения качества работы электроприемников (электрические двигатели насосов, компрессоров коммерческого оборудования затормаживаются и выходят из строя, ухудшается работа осветительных установок, в частности газоразрядных ламп). Превышение номинального значения напряжения выше 10% может привести к перегоранию ламп накаливания и ускоренному старению изоляции электротехнического оборудования и проводников, а также к выходу из строя элементов силовой электроники и вычислительной техники.

В связи с отсутствием данных о потреблении электрической энергии в часы максимума и минимума нагрузок примем, что расчеты производились для максимума энергосистемы.

Сведем рассчитанные ранее значения падения напряжения в элементах СЭС в таблицу 7.1 и определим падение напряжения до наиболее удаленного потребителя жилого дома №4.

Таблица 7.1 – Падение напряжения

Участок СЭС	Элемент СЭС	Падение напряжения в максимальном режиме, %	Напряжение, кВ
Шины 10 кВ ЦП	–	–	10,50
Шины 10 кВ ЦП- Шины 10 кВ РП1	2×(АПвПу-3×150)	0,45	10,45
Шины 10 кВ РП1- Шины 10 кВ ТП2	АПвПу-3×120	0,07	10,44
ТП2	ТМГ 1000/10	1,86	0,41
Шины 0,4 кВ ТП2- Внутридомовое ВРУ	АПвБбШв- 4×240/120	0,61	0,407
Внутридомовое ВРУ- Этажный щит	ВВГнг(LS) 5×95	0,9	0,403
Горизонтальн. стояк- Этажный щит	ВВГнг(LS) 5×25	0,0001	0,395

Продолжение таблицы 7.1

Этажный щит- Квартирный щит	ВВГнг(LS) 5×6	0,002	0,227
Квартирный щит- Розеточная группа	ВВГнг(LS) 5×2,5	0,46	0,226
Итого:		4,35	0,226

Расчетное падение напряжение меньше предельно допустимого в максимальном режиме работы. На рисунке 7.1 падение напряжение представлено графически.

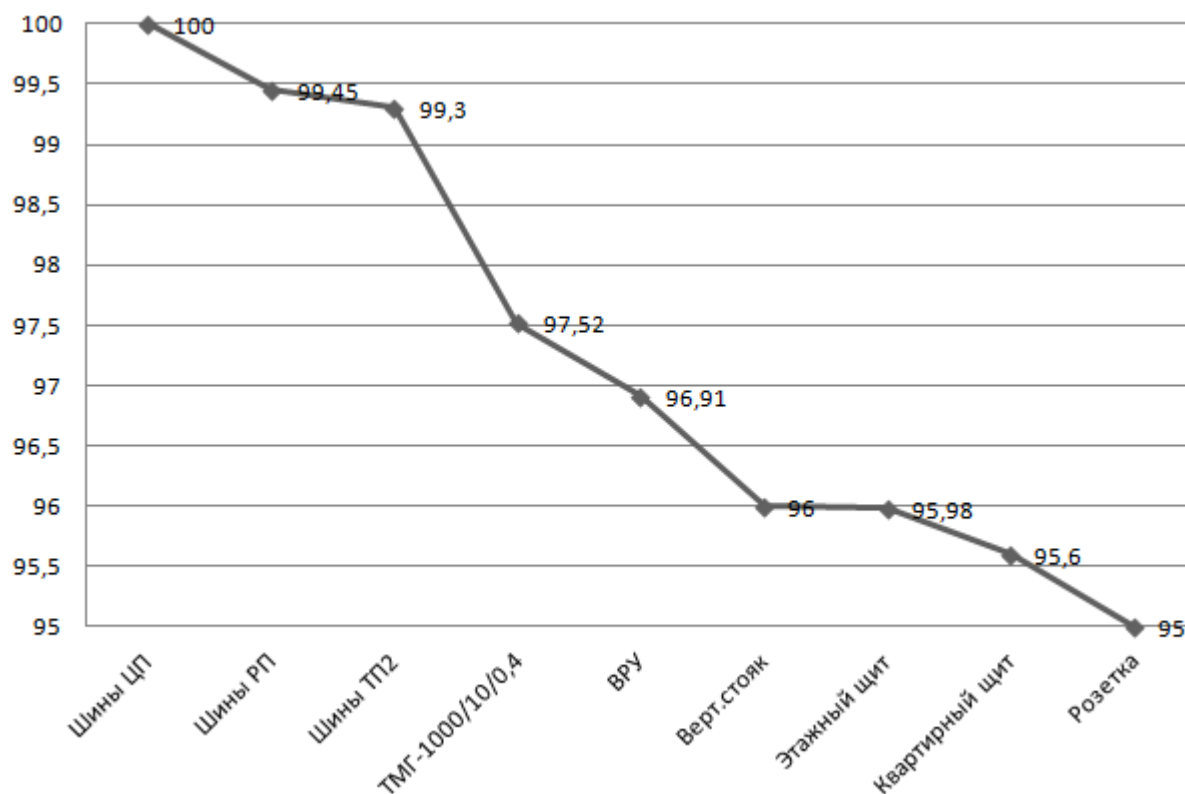


Рисунок 7.1 – Эмпора падений напряжения

Выводы по разделу 7

В данном разделе произведен анализ качества электроэнергии для характерных потребителей микрорайона. Величина напряжения соответствует нормативным значениям.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

В рамках данной работы, в качестве проектируемых ТП 10/0,4 кВ принята двухтрансформаторная блочная комплектная трансформаторная подстанция (2КТБП-(630)1000/10) серии «Абонент» завода изготовителя «Трансформер-Урал» [9]. Подстанция 2КТБП состоит из шести модулей-блоков в комплекте с двумя металлическими маслосборниками. Надземная часть КТПБ состоит из устанавливаемых на кабельный подвал железобетонных блоков. Заземление подстанции - общее для напряжения 10 кВ и 0,4 кВ. Заземление корпусов оборудования КТПБ производится гибким голым медным многопроволочным проводом типа МГ-25 и МГ-50 путем присоединения к внутреннему контуру заземления. Внутренний контур заземления выполняется из полосовой стали сечением 40х4 мм. Полоса внутреннего контура заземления КТПБ жестко связывается с внешним контуром, который в рамках данного проекта не разрабатывается. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом в любое время года.

Защита блочной трансформаторной подстанции от прямых ударов молнии не требуется, так как металлическая арматура каркасов железобетонных модулей имеет жесткую связь с внутренним и внешним контуром заземления [9].

Данные подстанции поставляются без АВР, с распределительными шкафами низкого напряжения (РШНН) на 12 присоединений на стороне НН, ячейки РМ-6 с элегазовыми выключателями и выключателями нагрузки на стороне ВН.

8.1 Собственные нужды ТП

Для питания собственных нужд в каждом отсеке РУ-0,4 кВ предусмотрен щит собственных нужд (ЩСН), который запитывается от РШНН.

ЩСН обеспечивает:

- освещение и обогрев отсеков РУ и освещение отсеков силовых трансформаторов;
- освещение, обогрев и питание вторичных цепей ячеек РМ-6.

ЩСН имеет встроенный АВР-0,4 кВ и получает питание от двух вводов.

Отсеки БКТП оснащены светильниками с лампами накаливания напряжением 36В 50Гц, которые питаются от понижающего трансформатора 220/36 В, установленного в ЩСН.

На дверце ЩСН установлены штепсельные розетки 36 В 50 Гц для питания переносных низковольтных светильников и 220 В 50 Гц для питания электроприборов.

Для обеспечения безопасности персонала в цепи питания розеток установлено устройство защитного отключения (УЗО).

Для предотвращения образования росы и обеспечения нормальных условий работы оборудования в отсеках РУ установлены электрические обогреватели, работающие в автоматическом режиме.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		71

8.2 Выбор оборудования в РУ-10 кВ

На стороне ВН устанавливаются ячейки вводные и трансформаторные, а также ячейки отходящих линий RM-6 NE (без возможности расширения) конфигурации ПДИ). Расшифруем данную конфигурацию:

- 1 I – выключатель нагрузки для вводной линии от РП1;
- 2 I – выключатель нагрузки для отходящей линии к ТПЗ;
- 3 D – силовой элегазовый выключатель для защиты трансформатора;
- 4 I – секционный выключатель нагрузки.

Выбор оборудования производится [12]:

- по номинальному напряжению установки $U_{РАБ} \leq U_{НОМ}$;
- по току $I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$, $I_{АВ} \leq I_{НОМ}$;
- по электродинамической стойкости $i_y \leq I_{CU}$;
- по термической стойкости $B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$.

Результаты проверки оборудования сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Проверка коммутационной аппаратуры 10 кВ

	Параметр	Параметр сети	RM-6 (функция I)
	Вводной выключатель нагрузки	$U_{НОМ}$, кВ	6-10
$I_{РАБ} / I_{НОМ1}$, А		138	400
$I_{АВ} / I_{НОМ1}$, А		277	400
$I_{уд} / I_{CU}$, кА		–	–
$B_K / I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА·с		211,7	441
$f_{сети}$, Гц		50	50-60
	Параметр	Параметр сети	RM-6 (функция I)
	Выключатель нагрузки отходящей линии	$U_{НОМ}$, кВ	6-10
$I_{РАБ} / I_{НОМ1}$, А		103	400
$I_{АВ} / I_{НОМ1}$, А		206	400
$I_{уд} / I_{CU}$, кА		–	–
$B_K / I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА·с		211,7	441
$f_{сети}$, Гц		50	50-60
	Параметр	Параметр сети	RM-6 (функция D)
	Силовой выключатель	$U_{НОМ}$, кВ	6-10
$I_{РАБ} / I_{НОМ1}$, А		50	200
$I_{АВ} / I_{НОМ1}$, А		121,93	200
$I_{уд} / I_{CU}$, кА		11,88	21
$B_K / I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА·с		211,7	441
$f_{сети}$, Гц		50	50-60
	Параметр	Параметр сети	RM-6 (функция I)
	Секционный выключатель нагрузки	$U_{НОМ}$, кВ	6-10
$I_{РАБ} / I_{НОМ1}$, А		96,6	200
$I_{АВ} / I_{НОМ1}$, А		193,9	200
$I_{уд} / I_{CU}$, кА		–	–
$B_K / I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА·с		211,7	441
$f_{сети}$, Гц		50	50-60

Все условия выполняются, следовательно оборудование выбрано верно.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

72

Выводы по разделу 8

В данном разделе была выбрана ТП 10/0,4 для получения и распределения электроэнергии внутри микрорайона, выбрано оборудования в ячейке РУ-10 кВ, а также рассмотрено оборудования для собственных нужно ТП, которое поставляется комплектно.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		73

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 10/0,4 КВ И ПИТАЮЩЕЙ ЕЕ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

9.1 Организация защиты ТП1 совмещенной с РП 10 кВ

На рисунке 9.1 приведена принципиальная схема фрагмента сети.

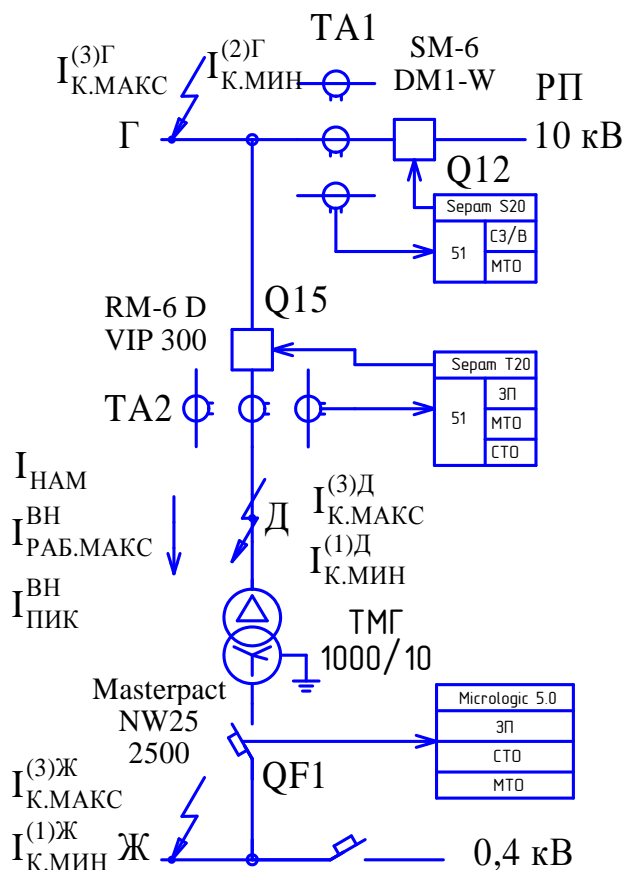


Рисунок 9.1 – Защита ТП совмещенного с РП

Одной из отличительной особенностью городских электрических сетей является высокая стоимость земельных участков и их насыщенность различными коммуникациями: водоснабжение, тепловые, газовые и канализационные магистрали, линии оптоволоконной связи и интернет, а также уже имеющиеся кабельные линии.

Все виды канализаций имеют свои охранные зоны и ограничения на совместную прокладку с другими видами линейных объектов строительства.

Совмещение трансформаторных подстанций и распределительных пунктов позволяет не только избежать возможных проблем описанных выше, но и снизить капитальные затраты на электрооборудование ТП и кабельные линии.

Расчет защит был произведен в курсовой работе по дисциплине «Управление режимами работы систем электроснабжения».

В рассматриваемой схеме, по заданию преподавателя, необходимо рассчитать защиты выключателей QF1, Q15, Q12.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

74

Для расчёта релейной защиты заданного участка необходимо знать следующие токи КЗ:

– на стороне НН трансформатора в точке Ж:

$$I_{К.МАКС}^{(3)Ж} = 19,619 \text{ кА}, I_{К.МИН}^{(1)Ж} = 7,811 \text{ кА};$$

– на стороне ВН трансформатора (в конце питающей линии) в точке Д:

$$I_{К.МАКС}^{(3)Д} = 6,6 \text{ кА}, I_{К.МИН}^{(2)Д} = 2,8 \text{ кА};$$

– в начале линии или сборных шинах РП в точке Г:

$$I_{К.МАКС}^{(3)Г} = 6,8 \text{ кА}, I_{К.МИН}^{(2)Г} = 2,85 \text{ кА}.$$

Трансформаторная подстанция напряжением 10/0,4 кВ питается по кабельным линиям. По линии протекают рабочий максимальный и пиковый токи, равные токам на стороне ВН трансформатора, определяемые по выражению (9.1):

$$I_{РАБМАКС}^{ВН} = K_{3.П} \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (9.1)$$

где $K_{3.П} = 1,6$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме;

$S_{Т.НОМ} = 1000 \cdot 10^3$ – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$U_{ВН} = 10 \cdot 10^3$ – напряжение высокой стороны трансформатора, В.

$$I_{РАБМАКС}^{ВН} = 1,6 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 92,48 \text{ А}.$$

Пиковый ток определим по выражению (9.2):

$$I_{ПИК} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБМАКС}^{ВН}, \quad (9.2)$$

где $K_{СЗП} = 2,5$ – коэффициент самозапуска.

$$I_{ПИК} = 2,5 \cdot 92,48 = 230,96 \text{ А}.$$

При включении трансформатора может появляться бросок тока намагничивания, определяемый по формуле (9.3):

$$I_{НАМ} = \frac{3 \cdot I_{РАБМАКС}^{ВН}}{K_{3.П}}. \quad (9.3)$$

По формуле (9.3) получим:

$$I_{НАМ} = \frac{3 \cdot 92,48}{1,6} = 173,4 \text{ А}.$$

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		75

9.2 Расчет защиты вводных автоматических выключателей ТП

Номинальный ток вводных автоматических выключателей QF1 и QF2 должен быть равным или больше тока, протекающего по ним рабочего максимального тока:

$$I_{QF1.H} \geq K_{з.п} \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}},$$

где $U_{НН} = 0,4 \cdot 10^3$ – напряжение низкой стороны трансформатора, В.

$$I_{QF1.H} \geq 1,6 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 2309 \text{ А.}$$

По каталогу [22, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW25 с номинальным током $I_n = 2500$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 65$ кА. Для управления вводными выключателями и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [22, с. 22–25]. Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока Micrologic 5.0 приведены на рисунке 9.2 [22, с. 25 и 122].

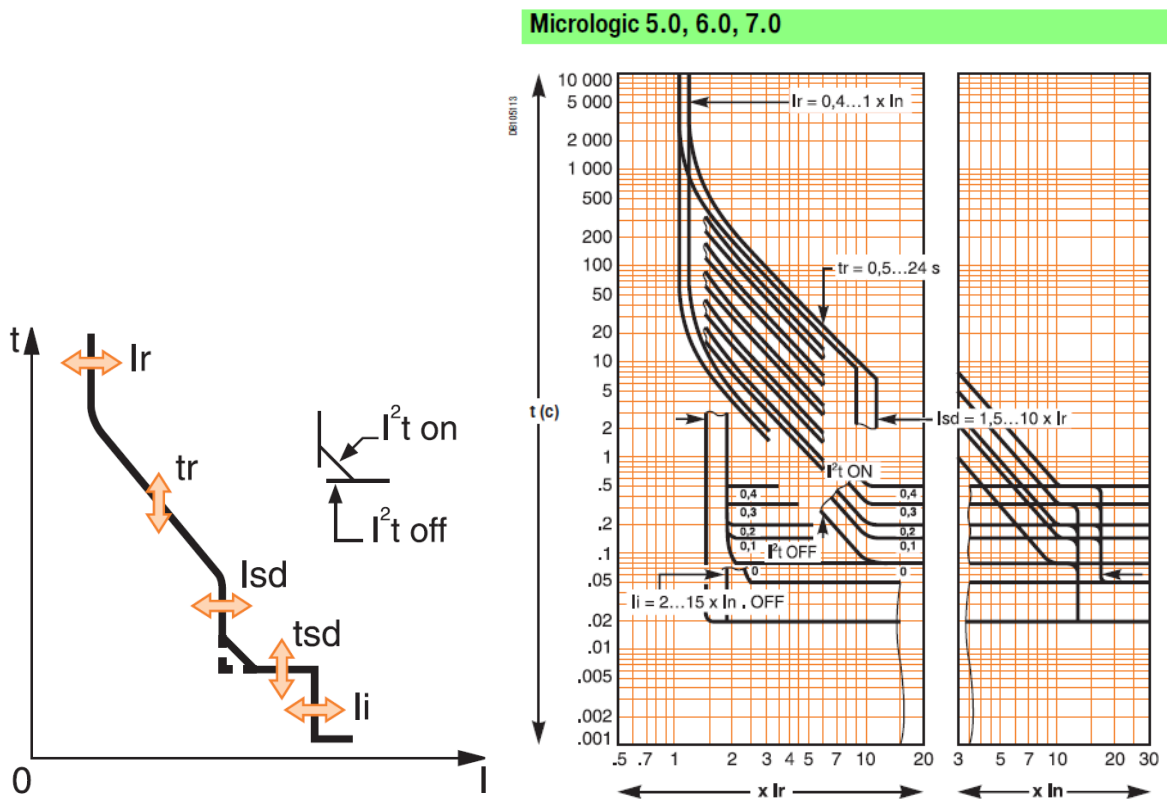


Рисунок 9.2 – Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока управления и защиты Micrologic 5.0

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

76

Блок Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_t .

Расчет параметров защитных время-токовых характеристик блока Micrologic 5.0 вводного выключателя QF1 – все каталожные параметры защит приведены в [22, с. 22–25].

9.2.1 Защита от перегрузки

Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1:

$$I_{r,QF1} \geq I_{РАБМАКС,QF1}.$$

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{QF1.N} = I_n = 2500$ А.

Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$ и регулируются с помощью переключателя I_r на его передней панели (Рисунок 9.3).

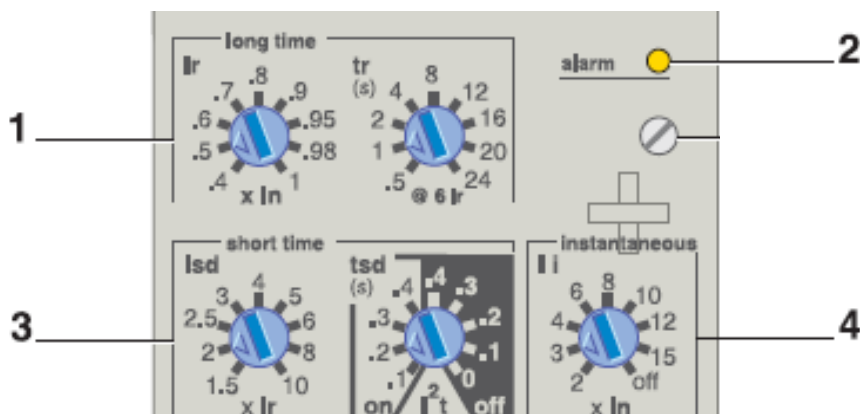


Рисунок 9.3 – Фрагмент передней панели Micrologic 5.0

- 1 – Переключатель уставок защиты от перегрузки;
- 2 – Световой индикатор перегрузки;
- 3 – переключатель уставок селективной токовой отсечки;
- 4 – переключатель уставок мгновенной токовой отсечки;

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение:

$$\frac{I_{r,QF1}}{I_{QF1.N}} = \frac{2309,41}{2500} = 0,923.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_r/I_n = 0,95$ – этому соответствует 7-е положение переключателя 1 (Рисунок 9.3). Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{r.QF1} = 0,95 \cdot 2500 = 2375 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки будут определяться выражениями (9.4) и (9.5):

$$I_{nd.QF1} = 1,05 \cdot I_{r.QF1}; \quad (9.4)$$

$$I_{d.QF1} = 1,2 \cdot I_{r.QF1}. \quad (9.5)$$

Соответственно по выражениям (9.4) и (9.5) получим:

$$1,05 \cdot 2375 = 2493,75 \text{ А;}$$

$$I_{d.QF1} = 1,2 \cdot 2375 = 2850 \text{ А.}$$

Ток несрабатывания $I_{nd.QF1} = 2493,75 \text{ А}$ защиты от перегрузки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{d.QF3} = 2160 \text{ А}$ защиты от перегруза выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учётом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3. Учитывая изложенное, примем уставку времени защиты от перегрузки выключателя QF1 равной $t_{r.QF1} = 4 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r.QF1} = 6 \cdot 2375 = 14250 \text{ А}$.

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r.QF1} = 4 \text{ с}$ согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [22, с. 25]:

$$- 70-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 2375 = 3562,5 \text{ А;}$$

$$- 3,2-4 \text{ с при токе } 6 \cdot I_r = 6 \cdot 2375 = 14250 \text{ А;}$$

$$- 2,16-2,7 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 2375 = 17100 \text{ А.}$$

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF1.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РП определяется по выражению (9.6):

$$K_{ч.ЗП}^3 = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{I_{nd.QF1}} \leq 3. \quad (9.6)$$

По выражению (9.6) получим:

$$K_{ч.ЗП}^3 = \frac{6542}{2493,75} = 2,62 \leq 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузки к удалённым КЗ.

					13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		78

9.2.2 Селективная токовая отсечка

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока, который протекает по вводному выключателю QF1 и определяется по формуле (9.7):

$$I_{sd.QF1} \geq K_{CЗП} \cdot I_{РАБМАКС.QF1} \quad (9.7)$$

По формуле (9.7) получим:

$$I_{sd.QF1} \geq 2,5 \cdot 2309 = 5774,53 \text{ А.}$$

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки и регулируется в пределах $I_{sd} = (1,5-10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока к уставке тока:

$$\frac{I_{ПИК.QF1}}{I_{r.QF1}} = \frac{5774,53}{2375} = 2,43.$$

На рисунке 8.3 изображена передняя панель переключателей селективной токовой отсечки и мгновенной токовой отсечки.

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно 2,5 – этому соответствует 3-е положение переключателя 3 (Рисунок 9.3). Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{sd.QF1} = 2,5 \cdot 2375 = 5937,5 \text{ А.}$$

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения (9.8):

$$\frac{I_{sd.QF1}}{I_{sd.QF3}} \geq K_{Н.СОГЛ}, \quad (9.8)$$

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

$I_{sd.QF3} = 4500$ – уставка селективной токовой защиты выключателя QF3.

$$\frac{5937,5}{4500} = 1,32 \geq 1,3.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем $I_{sd.QF1} = 5937,5 \text{ А}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [22, с. 25] и находится в пределах $(0,9-1,1) \cdot I_{sd}$.

Определим границы $\Delta I_{sd.QF1}$ зоны разброса срабатывания:

$$I_{nd.sd.QF1} = 0,9 \cdot 5937,5 = 5343,75 \text{ А};$$

$$I_{d.sd.QF1} = 1,1 \cdot 5937,5 = 6531,25 \text{ А}.$$

Минимальное значение $I_{sd.QF1} = 5343,75 \text{ А}$ больше максимального значения $I_{sd.QF5} = 4950 \text{ А}$, наложения ВТХ защит разных уровней не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН определяется по выражению (9.9):

$$K_{ч.СО}^3 = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{I_{sd.QF1}} \leq 1,5. \quad (9.9)$$

По выражению (9.9) получим:

$$K_{ч.СО}^3 = \frac{6542}{5937,5} = 1,1.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты вводного выключателя QF1 к удалённым токам КЗ.

Выбор уставки времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3. Таким образом, уставка по времени определится по формуле (9.10):

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t, \quad (9.10)$$

где $t_{sd.QF3} = 0,2$ – время срабатывания селективной токовой отсечки QF3, с;

$\Delta t = 0,1$ – степень селективности по времени выключателя QF3.

$$t_{sd.QF1} = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с}.$$

Уставка $t_{sd.QF1}$ на расцепителе Micrologic 5.0 А выставляется с помощью переключателя, устанавливаемого в 3-е положение в зоне «On» (см. рисунок 9.3).

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23\text{--}0,32 \text{ с}$ [22, с. 25].

9.2.3 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2\text{--}15) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы (см. 9-е положение «Off» переключателя 4, рисунок 9.3). Примем 8-ми кратную уставку (5-е положение переключателя). Тогда уставка по току будет равна:

$$t_{i.QF1} = 8 \cdot 2500 = 20000 \text{ А}.$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10 \%$ [22, с. 25].

Тогда границы $\Delta I_{i,QF1}$ зоны разброса срабатывания будут равны:

$$0,9 \cdot 20000 = 18000 \text{ А};$$

$$1,1 \cdot 20000 = 22000 \text{ А}.$$

Проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{i,QF1} = 18000 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{i,QF3} = 14000 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

По формуле (9.11) определим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1:

$$K_{\text{ч.МО}}^{\text{Ж}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}}{I_{i,QF1}} \leq 2. \quad (9.11)$$

По формуле (9.11) получим:

$$K_{\text{ч.МО}}^{\text{Ж}} = \frac{7811}{20000} = 0,39 \leq 2.$$

Токовая отсечка нечувствительна к минимальному току КЗ в точке Ж.

Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{\text{cu}} = 65 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя.

Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Параметры выключателей

Выключатель		$I_{\text{р.макс}}$, А	$I_{\text{н}}$, А	Защита от перегрузки						
				$I_{\text{г}}$, А	$1,05 \cdot I_{\text{г}}$, А	$1,20 \cdot I_{\text{г}}$, А	$t_{\text{г}}$, с	Время срабатывания $\Delta t_{\text{г}}$, с при значениях тока, А		
Секционный на стороне ВН	Q12	568	–	–	–	–	$\frac{1,2}{10,0}$ $\frac{10,0}{10 \cdot I_{\text{г}}}$	–	–	–
Вводной на стороне ВН	Q15	92,4	–	121,9	–	–	$\frac{0,66}{1,22}$ $\frac{1,22}{10 \cdot I_{\text{г}}}$	–	–	–
Вводной на стороне НН	QF1	$\frac{2309,4}{92,4}$	$\frac{2500}{100}$	$\frac{2309,4}{92,4}$	$\frac{2493,8}{99,7}$	$\frac{2850}{447}$	$\frac{4}{14,25}$	$\frac{70-100}{3,563}$ $\frac{14,25}{1,5 \cdot I_{\text{г}}}$	$\frac{3,2-4}{14,25}$ $\frac{14,25}{6 \cdot I_{\text{г}}}$	$\frac{2,16-2,7}{17,10}$ $\frac{17,10}{7,2 \cdot I_{\text{г}}}$

Продолжение таблицы 9.1

Выключатель		Селективная токовая отсечка				Мгновенная токовая отсечка			
		I_{sd} , А	ΔI_{sd} , А	t_{sd} , с	Δt_{sd} , с	I_i , кА	ΔI_i , кА	$I_{к.макс}^{(3)}$, кА	I_{cu} , кА
Секционный на стороне ВН	Q12	647,3	–	0,9	–	7,6	–	2,8	21
Вводной на стороне ВН	Q15	340	–	0,6	–	1,1	–	7,8	21
Вводной на стороне НН	QF1	$\frac{5937}{237,4}$	$\frac{5343}{6531}$	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	20	$\frac{18}{22}$	7,8	65

Карта селективности защит построенная для напряжения 10 кВ, изображена на рисунке 9.4.

9.3 Защита, установленная на выключателе Q15

Проведём расчет устройства защиты Seram, устанавливаемого на стороне высшего напряжения трансформатора ТМГ-1000/10 кВА двухтрансформаторной подстанции (Рисунок 9.1).

Со стороны ВН установлены выключатель Q15, три фазных трансформатора тока ТА2 и устройство защиты Seram – блок Т20. Входы блока Т20 соединены с трансформаторами тока ТА2 для получения информации о токах, протекающих по стороне высшего напряжения силового трансформатора. Выходы блока Т20 связаны с электромагнитом отключения выключателя Q15. Со стороны НН установлены вводные автоматические выключатели QF1 типа Masterpact NW25 рассчитанные в пункте 9.1.

На схеме показаны нагрузочные токи со стороны НН ($I_{РАБ.МАКС}^{НН}$, $I_{ПИК}^{НН}$) и ВН ($I_{РАБ.МАКС}^{ВН}$, $I_{ПИК}^{ВН}$), ток намагничивания $I_{НАМ}$, максимальные и минимальные токи КЗ на стороне НН.

Максимально токовая защита блока Т20 (функция 51, код ANSI), реализующая защиту от перегрузки, селективную токовую отсечку и мгновенную токовую отсечку, должна быть согласована с защитными время-токовыми характеристиками микропроцессорного расцепителя Micrologic 5.0 А автоматического выключателя QF1, которые приведены в таблице 8.1.

Приведение токов к стороне ВН осуществлено по формуле (9.12):

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = I_{РАБ.МАКС}^{НН} \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right) = \frac{I_{РАБ.МАКС}^{НН}}{K_U}, \quad (9.12)$$

где $K_U = 0,25$ – коэффициент трансформации силового трансформатора установленного в ТП совмещенной с РП.

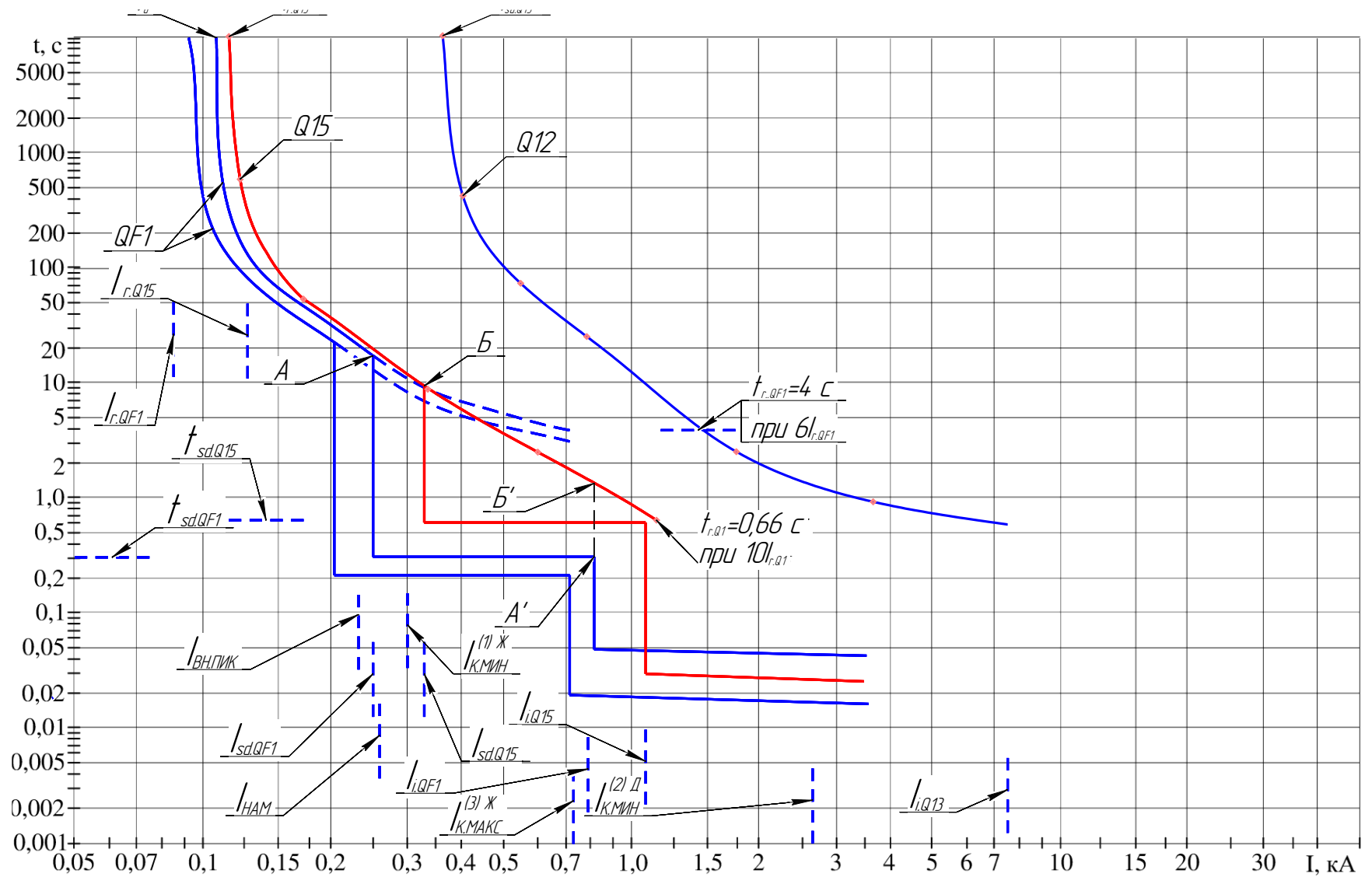


Рисунок 9.4 – Карта селективности защит

9.3.1 Защита от перегрузки

Для реализации этой защиты используем типовые ВТХ с зависимой от тока выдержкой времени чтобы они максимально приближались к аналогичным ВТХ выключателя QF1.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбирается наибольшим из следующих трёх условий:

1. Ток срабатывания защиты от перегрузки должен быть отстроен от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН:

$$I_{rQ1} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{РАБМАКС}^{ВН},$$

где $K_{H.O} = 1,05$ – коэффициент надежности отключения;

$K_B = 0,935$ – коэффициент возврата.

$$I_{rQ1} = \frac{1,05}{0,935} \cdot 92,48 = 103,85 \text{ А.}$$

2. Поскольку токи $I_{РАБМАКС}^{ВН}$ и $I_{РАБМАКС}^{НН} / K_U$ равны друг другу, то уставка тока I_S^D защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора должна быть отстроена от защиты от перегрузки выключателя QF1:

$$I_{rQ1} = K_{H.COГЛ} \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_U},$$

где $K_{H.COГЛ} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования.

$$I_{rQ1} = \frac{1,3 \cdot 2309,1}{25} = 120,07 \text{ А.}$$

3. По выражению (9.13) сделаем дополнительную проверку на согласование с нижестоящей защитой, поскольку известно максимальное значение тока срабатывания (с учетом разброса характеристик) защиты от перегрузки выключателя QF1:

$$I_d = 1,2 \cdot \frac{I_{r.QF1}}{K_U}. \quad (9.13)$$

Согласно выражению (9.13), получим:

$$I_d = 1,2 \cdot \frac{2309}{25} = 110,84 \text{ А.}$$

Ток срабатывания I_{rQ1} должен превышать с запасом значение тока I_d на величину погрешности защиты, устанавливаемой на стороне ВН. Погрешность работы устройств защиты Seram составляет не более 1 – 3 %.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

Возьмём 10 %-й запас, т.е:

$$I_{r,Q1} \geq 1,1 \cdot 110,84 = 121,93 \text{ А.}$$

Из трёх значений, определённых по пунктам 1, 2, 3 выбираем в качестве уставки тока защиты от перегрузки наибольшее значение $I_S = I_{r,Q1} = 121,93 \text{ А}$.

Ближайшее приближение ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А и А' (Рисунок 9.4). Сначала рассмотрим прохождение ВТХ выключателя Q1 вблизи точки А.

ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности $\Delta t = 0,3 \text{ с}$. Координаты точки А равны $I^A = 261,24 \text{ А}/6,531 \text{ кА}$ (максимальное значение тока срабатывания селективной токовой отсечки выключателя QF1) и $t^A = 18 \text{ с}$. Следовательно, координаты точки Б будут определяться по следующим выражениям:

$$t^B = 18 + 0,3 = 18,3 \text{ с};$$

$$I^B = I^A = 261,24 \text{ А.}$$

Кратность тока (отношение к току срабатывания защиты $I_S = I_{r,Q1}$) в точке Б будет вычисляться по формуле (9.14):

$$I_*^B = \frac{I^B}{I_S \cdot K_U}. \quad (9.14)$$

Подставим в формулу (9.14) численные значения:

$$I_*^B = \frac{6531}{121,93 \cdot 25} = 2,14.$$

Для терминала Seram рассчитаем типовую кривую отключения ЕИТ (чрезвычайно обратно зависящая выдержка), для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 2$ и $K = 80$.

По выражению (9.15) рассчитываем коэффициент T_{MS}^B для кривой, проходящей через точку Б:

$$T_{MS}^B = \frac{t(I_*^B) \times [(I_*^B)^\alpha - 1]}{K}. \quad (9.15)$$

Подставим в формулу (9.15) численные значения:

$$T_{MS}^B = \frac{18,3 \times [(2,14^2 - 1)]}{80} = 0,82 \text{ с.}$$

Теперь, используя выражение (9.16) рассчитываем следующую точку:

$$t_{C.3}^B(I_*^B) = \frac{K \times T_{MS}^B}{(I_*^B)^\alpha - 1}. \quad (9.16)$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{C3}^B = f(I_*^B)$, проходящей через точку Б
 Для кратности тока $I_*^B = 1,1$ по выражению (9.16) получим:

$$t_{C3}^B(1,1) = \frac{80 \cdot 0,82}{(1,1)^2 - 1} = 312 \text{ с.}$$

Остальные расчеты сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты расчетов время-токовых характеристик ЕИТ защиты от перегрузки, установленной на выключателе Q15 и Q12.

Q15	Тип кривой	К	α	$I_S = I_{r,Q15}$, А	t^B , с	I_*^B , А	T_{MS}^B	t_{C3}^B , с, при разных I_*^B , о.е/А						
								1,1	1,2	1,5	2,14	5	10	5,56
	ЕИТ	80	2	121,93	18,3	2,14	0,82	312	148,9	52,4	18,3	2,73	0,66	1,28
Q12	Тип кривой	К	α	$I_S = I_{sd,Q12}$, А	t^B , с	I_*^B , А	T_{MS}^B	1,1	1,2	1,5	2,14	5	10	
								712	777	971	1385	3236	6473	
	ЕИТ	80	2	647,3	0,9	–	1,14	424,38	202,55	71,3	24,88	3,71	0,9	

Наносим полученную ВТХ на карту селективности защит (Рисунок 9.4). Полученная кривая идёт выше защитных ВТХ характеристик автоматического выключателя QF1 (рисунок 9.4), что говорит о выполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора.

Кроме того, нужно проверить выполнение условия селективности в точке А' (угол пересечения ВТХ селективной токовой отсечки и мгновенной токовой отсечки автоматического выключателя QF1 – рисунок 9.4) с полученной кривой ВИТ. Время срабатывания селективной токовой отсечки в этой точке равно $t^{A'} = 0,32$ с.

По выражению (9.9) рассчитаем время срабатывания защиты от перегрузок, реализуемой с помощью кривой ЕИТ, при токе $I^{A'} = 0,88$ кА/22 кА (максимальном значении тока срабатывания мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 см. таблица 9.1) или относительном его значении (кратности) токе:

$$I_*^{A'} = I_*^B = \frac{22000}{121,93 \cdot 25} = 7,21.$$

$$t_{C3}^B(7,21) = \frac{80 \cdot 0,819}{(7,21)^2 - 1} = 1,28 \text{ с.}$$

Время отключения значительно больше времени срабатывания защиты выключателя QF1 в точке А' – $t^{A'} = 0,32$ с – условие селективности соблюдается и для этой точки.

Окончательно для реализации защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбираем зависимую от тока характеристику ЕИТ.

Проверим чувствительность защиты от перегрузки, как резервной защиты. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Y/Y_H-0 силового трансформатора коэффициент чувствительности для однофазного КЗ на стороне НН трансформатора рассчитаем по выражению (9.17):

$$K_{\text{ч.ЗП}}^{(1)} = \frac{2 \cdot I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}}}{3 \cdot I_{\text{СЗ}} \cdot K_U} \leq 3. \quad (9.17)$$

Подставим в формулу (9.17) численные значения:

$$K_{\text{ч.ЗП}}^{(1)} = \frac{2 \cdot 7811}{3 \cdot 121,93 \cdot 25} = 1,708 \leq 3.$$

Следовательно, защита от перегрузки имеет достаточную чувствительность к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

9.3.2 Селективная токовая отсечка

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных и коммутационных аппаратов).

Уставки селективной токовой отсечки должны обеспечивать:

- несрабатывание защиты при возникновении кратковременных пиковых нагрузок;
- согласование действия по току и по времени с предыдущими защитами;
- необходимую чувствительность при всех КЗ в зоне резервирования – при отказах срабатывания вводных выключателей на стороне НН ТП.

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram Т20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

1. Отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН $I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}}$:

$$I_{\text{С.СО}} \geq \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РАБМАКС}}^{\text{ВН}},$$

где $K_{\text{Н.О}} = 1,1$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты;
 $K_{\text{СЗП}} = 2,5$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения внешнего КЗ и последующего действия автоматического ввода резерва (АВР).

$$I_{C.CO} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 2,5 \cdot 92,48 = 272 \text{ А.}$$

2. Селективная токовая отсечка должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1:

$$I_{C.CO} \geq K_{H.COGL} \cdot \frac{I_{sd.QF1}}{K_U},$$

где $K_{H.O} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования защиты.

$$I_{C.CO} = 1,3 \cdot \frac{6531}{25} = 340 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{sd.Q15} = 340 \text{ А}$.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности по времени на ступень больше по отношению к предыдущей защите:

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.QF1} + \Delta t,$$

где $t_{sd.QF1} = 0,3$ – время срабатывания предыдущей защиты (вводного автоматического выключателя QF1), с.

$$t_{sd.Q1} = 0,3 + 0,6 = 0,6 \text{ с.}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети:

$$K_{ч.CO}^{(1)} = \frac{2 \cdot 7811}{3 \cdot 340 \cdot 25} = 0,61 \leq 1,5.$$

Следовательно, селективная токовая отсечка не достаточно чувствительна к минимальному току однофазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

9.3.3 Мгновенная токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Она предназначена для защиты трансформатора со стороны ВН от междуфазных КЗ. Зона действия отсечки (Рисунок 8.1) начинается от трансформаторов тока ТА2, к которым подключена защита, и включает ошиновку, высоковольтные вводы и часть обмотки трансформатора ВН. Мгновенная токовая отсечка выполняется с действием на отключение трансформатора и не должна срабатывать при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в максимальном режиме работы сети и при включении трансформатора от бросков намагничивающего тока, а также должна быть согласована с нижестоящей защитой.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

Ток срабатывания $I_{i.Q1}$ МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий:

1. Отстройки от максимального тока трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора:

$$I_{C.MO} \geq K_{H.O} \cdot I_{K.MAKC}^{(3)Ж.ВН}$$

где $K_{H.O} = 1,15$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) отсечки.

$$I_{C.MO} = 1,15 \cdot \frac{19619}{25} = 902,5 \text{ А.}$$

2. Отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора при его включении:

$$I_{C.MO} \geq K_{OTC} \cdot I_{T.H}^{BH}$$

где $K_{OTC} = 3$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания $I_{НАМ}$ при включении силового трансформатора.

$$I_{C.MO} = K_{OTC} \cdot I_{T.H}^{BH} = 3 \cdot 1,6 \cdot 57,8 = 277,4 \text{ А.}$$

3. Согласования с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1:

$$I_{C.MO} \geq K_{H.COGL} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_U}$$

где $K_{H.COGL} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования защит.

$$I_{C.MO} = 1,3 \cdot \frac{22000}{25} = 1144 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{C.MO} = I_{i.Q1} = 1144 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

Мгновенная токовая отсечка должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора. Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки определим по формуле (9.18):

$$K_{ч.МО}^{(2)} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)Д}}{I_{C.MO}} \geq 2. \quad (9.18)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

89

Подставим в формулу (9.18) численные значения:

$$K_{\text{ч.МО}}^{(2)} = \frac{2800}{1144} = 2,47 \geq 2.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах 10 кВ трансформатора.

По результатам расчета строим ВТХ защиты трансформатора на стороне ВН (Рисунок 9.4).

Кроме токовых защит, на трансформаторах ТМГ-1000 применяется газовая защита; она является резервом для всех токовых защит. Логические сигналы о срабатывании газовой защиты подаются в Seram. Аварийный сигнал газовой защиты в терминале Seram формирует команду на отключение трансформатора без выдержки времени. Сигнал газовой защиты о снижении уровня масла в баке трансформатора подается в Seram и сигнализирует о ненормальной работе трансформатора.

Для измерения температуры верхних слоев масла трансформатор ТМГ-1000 снабжён манометрическим сигнализирующим термометром МТП -160С.

Конструктивно манометрический термометр представляет собой герметичную систему, состоящую из баллона, соединённого капилляром с манометром. Термобаллон погружается в измеряемую среду. При изменении температуры масла в термобаллоне происходит изменение давления во всей замкнутой системе, которое через капиллярную трубку передается на манометр.

Термометр МТП-160С имеет электрические сигнализирующие устройства (электроконтакты), и, кроме того, предназначен для управления внешними электрическими цепями от этих сигнализирующих устройств. Контактная система термометра аналогична рассмотренной ранее контактной системе мановакуумметра.

Защита ANSI 49RMS основана на формировании тепловой модели, которая применяется для вычисления нагрева с помощью измерений тока. Для этой функции защиты используется действующее значение трехфазного тока, который учитывает все гармоники до 13-й включительно при частоте сети 50 Гц.

В результате анализа работы данного устройства, были выявлены следующие закономерности:

– нагрев трансформатора пропорционален квадрату протекающего по нему тока и, следовательно, чем больше будет этот ток, тем меньше будет время, за которое трансформатор нагреется до предельного состояния.

– на нагрев оказывают влияние постоянные времени нагрева $T_{\text{НАГР}}$ и охлаждения $T_{\text{ОХЛ}}$. Чем больше мощность трансформатора, тем медленнее идут процессы нагрева и охлаждения.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

9.4 Защита, установленная на секционном выключателе Q12 РП

Согласно ПУЭ РП должен иметь две ступени максимальной токовой защиты:
– селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени;

– мгновенную токовую отсечку.

Данные виды защит реализуются с помощью функции 51 блока Sepam S20 (рисунок 9.1)

9.4.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Для кабельной линии питающей РП (2АПвПу-3×150) проложенного в земле длительно допустимый ток составляет $I_{\text{ДД.КЛЛ}} = 600 \text{ А}$. С учетом поправочных коэффициентов на температуру прокладки, количество кабелей в одной траншее и расстояние между ними ток одной линии равен $I_{\text{ДД.КЛЛ}} = 524 \text{ А}$ (См. таблицу 4.3).

Ток секционного выключателя определяется по выражению (9.19):

$$I_{\text{РАБСВ}} = 0,7 \cdot I_{\text{ДД.КЛЛ}} \quad (9.19)$$

Подставим в формулу (9.19) численные значения:

$$I_{\text{РАБСВ}} = 0,7 \cdot 524 = 366,8 \text{ А.}$$

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{ПИК}}$, который вычисляется по формуле (9.20):

$$I_{\text{С.СЗ.Q12}} = I_{\text{sd.Q12}} = \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РАБСВ}} \quad (9.20)$$

Подставим в формулу (9.20) численные значения:

$$I_{\text{С.СЗ.Q12}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 1,5 \cdot 366,8 = 647,3 \text{ А.}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q12 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q15:

$$I_{\text{sd.Q13}} = 1,3 \cdot 340 = 442 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{\text{sd.Q12}} = 647,3 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q12 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q15:

$$t_{\text{sd.Q12}} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

перед трансформатором (точка Д) в минимальном режиме и вычисляется по выражению (9.21):

$$K_{\text{ч.КЗ}}^{(2)\text{Б}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Д}}}{I_{\text{sd.Q12}}} \geq 1,5. \quad (9.21)$$

Подставим в формулу (9.21) численные значения:

$$K_{\text{ч.КЗ}}^{(2)\text{Б}} = \frac{2800}{647,3} = 4,32 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора, определяется по минимальному току КЗ за трансформатором (точка Ж).

В рассматриваемом примере минимальным является ток $I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{Ж}} = 7811 \text{ А}$.

$$K_{\text{ч.КЗ}}^{(1)} = \frac{2 \cdot 7811}{3 \cdot 647,3 \cdot 25} = 0,302 \leq 1,2.$$

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

Рассчитаем зависимую ВТХ рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{\text{sd.Q12}} = 647,3 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку Q12 с координатами – уставка времени $t_{\text{sd.Q12}} = 0,9 \text{ с}$ при токе $I_*^{\text{Q12}} = 10 \cdot I_{\text{sd.Q12}} = 6473 \text{ А}$.

Выбираем тип характеристики ЕИТ. Рассчитываем коэффициент T_{MS} и времени срабатывания защиты t_{sd} . Расчеты произведем аналогично, по выражениям (9.14) и (9.15). Результаты расчета ВТХ представлены в таблице 9.2.

Наносим полученную ВТХ ЕИТ на карту селективности (рисунок 8.4). Видим, что ВТХ не пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя Q12, что говорит о выполнении условий селективности между защитами.

9.4.2 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 $I_{\text{К.МАКС}}^{(3)\text{Д}}$ на стороне ВН трансформатора трансформаторной подстанции ТП1 (точка Д).

$$I_{\text{с.МО.Q12}} = K_{\text{н.О}} \cdot I_{\text{К.МАКС}}^{(3)\text{Д}},$$

где $K_{\text{н.О}} = 1,15$ – коэффициент надежности отключения.

$$I_{\text{с.МО.Q12}} = 1,15 \cdot 6600 = 7590 \text{ А}.$$

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q15 по формуле (9.16):

$$I_{C.MO.Q12} = K_{H.COGL} \cdot I_{i.Q15}, \quad (9.16)$$

где $K_{H.COGL} = 1,15$ – коэффициент надежности согласования по току.

$$I_{C.MO.Q12} = 1,15 \cdot 1144 = 1315 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q12} = 7590 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q12} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q12.

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

Коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{ч.МО}^{(2)} = \frac{2850}{7590} = 0,38 \leq K_{ч.ДОП} = 2.$$

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

Выводы по разделу 9

В данном разделе была рассчитана релейная защита ТП совмещенной с РП. По результатам расчетов были выбраны защитные аппараты, виды защит, а также нанесены ВТХ на карту селективности защит.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Функционирование электрического хозяйства сопровождается появлением отрицательных воз действий на работающий персонал и окружающую среду. Электробезопасность обеспечивается конструкцией электроустановок, системой организационных и технических мероприятий, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества, а также с помощью применения специальных средств защиты.

К организационным мероприятиям относятся:

1. Правильная организация и ведение безопасных методов работы;
2. Обучение, инструктаж персонала правилам технической эксплуатации и технике безопасности;
3. Контроль и надзор за выполнением правил технической эксплуатации и техники безопасности.
4. Назначение лиц ответственных за безопасное ведение работ;
5. Оформление работы нарядом или распоряжением;
6. Оформление допуска к работе;
7. Надзор за работающими во время выполнения работы;
8. Оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место;
9. Оформление окончания работы.

К техническим средствам относятся:

1. Применение предупредительной сигнализации, блокировок, установка знаков безопасности;
2. Применение изоляции токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);
3. Применение защитных барьеров и ограждений;
4. Компенсация емкостных токов замыкания на землю;
5. Применение устройств защитного отключения;
6. Заземление или зануление корпусов электрооборудования и элементов электроустановок.
7. Выравнивание потенциалов;
8. Использование средств индивидуальной защиты.

Одним из важнейших объектов системы электроснабжения городских сетей являются трансформаторные подстанции, это в то же время объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрическим током, электрической дугой, электромагнитным полем и статическим электричеством. В связи с этим на трансформаторных подстанциях необходимо уделять должное внимание вопросам технической эксплуатации, техники безопасности и охраны труда.

10.1 Планировка и конструктивная часть ТП

Местоположение ТП выбирается с учетом требований ПУЭ, расположения ЦЭН зданий, питающихся от соответствующей ТП.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		94

Оборудование ТП располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования.

Трансформаторная подстанция запроектирована в отдельном одноэтажном здании из бетонных блоков, внутри которого расположены в отдельных помещениях РУ-10 кВ, два силовых трансформатора мощностью 1000 кВА и щит 0,4 кВ.

На напряжение 10 кВ принята одинарная секционированная выключателем система сборных шин. РУ-10 кВ укомплектовано камерами RM-6. Расположение камер двухрядное. Соединение сборных шин рядов камер предусмотрено кабелем АПвВнг 3×(1×120)/35.

На напряжение 0,4 кВ принята одинарная секционированная выключателем нагрузки на 2 секции система сборных шин. РУ-0,4 кВ укомплектовано щитами ШРНН-ХВ-12.

Питание щита 0,4 кВ осуществляется от силовых трансформаторов 1000 кВА, подключенных к щиту 0,4 кВ через автоматический выключатель Masterpact NW25, вводная панель низкого напряжения ШРНН-ХВ-12 укомплектована выключателями нагрузки с предохранителями (ВНП) фирмы «ШЛЮЗ». Сечение сборных шин щита 0,4 кВ принято с учетом перегрузки трансформатора до 40 % с проверкой на динамическую и термическую устойчивость при 3-х фазном коротком замыкании. В качестве шин приняты АДЗ1Т 1×(10×100) мм².

В ТП предусматривается установка следующих измерительных приборов:

1. Вольтметров на секции шин 0,4 кВ;
2. Амперметров на стороне 0,4 кВ силовых трансформаторов;
3. Амперметров на отходящих линиях 0,4 кВ.
4. Арматура изоляторов РУ-10 кВ и шин ТП окрашивается в желтый, зеленый и красный цвета (соответственно фазам А, В, и С).
5. Все кабели ТП в местах присоединения имеют таблички с адресом, маркой и сечением.

Вводы линий 10 кВ и 0,4 кВ предусмотрены кабельными. Для удобства раскладки кабелей в РУ-10 и 0,4 кВ предусматривается устройство двойного пола. Крепление оборудования и конструкций осуществляется с помощью дюбелей, болтов и электросварки к закладным деталям в стенах и полу, предусмотренным в строительной части проекта.

Крепление светильников и труб электропроводки освещения в РУ-10 кВ предусматривается металлоконструкциями шинных мостов. Для безопасности обслуживания светильников шинные мосты снизу закрыты кожухом.

Для вентиляции в камерах трансформаторов предусмотрены жалюзийные решетки в створках ворот и над воротами, а также вентиляционная диафрагма, металлическая конструкция которой используется для крепления шин, идущих от трансформаторов в РУ-10 и 0,4 кВ.

10.2 Электрозашитные средства на ТП

ТП снабжается защитными средствами согласно нормам, все средства принятые в эксплуатацию проходят систематическую проверку и испытания.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

Согласно [23], изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные. Основные и дополнительные изолирующие электрозащитные средства для электроустановок приведены в таблице 10.1 и 10.2.

Таблица 10.1 – Основные электрозащитные средства

Выше 1000 В	До 1000 В
изолирующие штанги всех видов	изолирующие штанги всех видов
изолирующие клещи	изолирующие клещи и электроизмерительные клещи
указатели напряжения переносные и стационарные	указатели напряжения переносные и стационарные
устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля)	диэлектрические перчатки и ручной изолирующий инструмент

Таблица 10.2 – Дополнительные электрозащитные средства

Выше 1000 В	До 1000 В
диэлектрические перчатки и боты	диэлектрические галоши
диэлектрические ковры и изолирующие подставки	диэлектрические ковры и изолирующие подставки
изолирующие колпаки и накладки	изолирующие колпаки, покрытия и накладки
штанги для переноса и выравнивания потенциала	лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые

Нормы комплектования ТП средствами защиты:

- 1) Штанга изолирующая оперативная на напряжение 10 кВ – 2 шт.;
- 2) Штанга изолирующая оперативная на напряжение 0,4 кВ – 2 шт.;
- 3) Указатель напряжения 10 кВ – 2 шт.;
- 4) Указатель напряжения 0,4 кВ – 2 шт.;
- 5) Очки защитные – 2 шт.;
- 6) Перчатки резиновые диэлектрические – 2 пары;
- 7) Переносные заземления на напряжение 10 кВ – 2 шт.;
- 8) Переносные заземления на напряжение 0,4 кВ – 2 шт.;
- 9) Защитные ограждения;
- 10) Плакаты и знаки безопасности;
- 11) Противогаз изолирующий – 2 шт.;
- 12) Защитные щитки;

Двери РУ – 10 и 0,4 кВ, ворота камер трансформаторов выполнены металлическими, закрывающимися на замки. Ключи от электроустановок выше 1000 В, а также от распределительных щитов и сборок до 1000 В, расположенных вне электроустановок выше 1000 В, находятся на учете у дежурного персонала либо у административно-технического персонала. Ключи пронумерованы, один комплект запасной.

Для обеспечения сохранности оборудования при авариях и пожарах, под силовыми трансформаторами выполняются маслоприемники с бортовым ограждением, заполненные гравием. Для осмотра высоко расположенных частей трансформаторов устанавливаются стационарные лестницы.

10.3 Система блокировок разъединителей и выключателей

Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте оборудования в РУ – 10 кВ предусматриваются оперативные блокировки, исключающие возможность:

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

В камерах РМ-6 выполнены следующие оперативные блокировки:

- блокировка, не допускающая включение заземляющих ножей при включенных главных ножах выключателя нагрузки или разъединителя;
- блокировка, не допускающая включение главных ножей выключателя нагрузки или разъединителя при включенных заземляющих ножах.

Оперативные блокировки выполняются заводом-изготовителем.

10.4 Защита от волн перенапряжения и молниезащита

Молниезащита трансформаторной подстанции осуществляется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [24]. ТП расположены в районе с интенсивностью грозовой деятельности 40-60 ч. Ожидаемое количество поражений молнией в год для зданий и сооружений прямоугольной формы определим по выражению (10.1):

$$N = [(S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2] \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (10.1)$$

где $S = 4,75$ – ширина здания, м;

$h = 2,9$ – наибольшая высота здания, м;

$L = 4,7$ – длина здания, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² поверхности земли в месте расположения здания ТП.

Среднегодовой интенсивности грозовой деятельности $D_T = 40-60$ ч/год, соответствует значение удельной плотности ударов молнии в землю равное $n = 4$ удар / км² · год.

По формуле (10.1):

$$N = [(4,75 + 6 \cdot 2,9) \cdot (4,7 + 6 \cdot 2,9) - 7,7 \cdot 2,9^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 1,699 \cdot 10^{-3}.$$

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

При ожидаемом количестве поражений молнией в год $1 < N < 2$ здания ТП принадлежат ко II категории по устройству молниезащиты и зона защиты Б [25].

Защита здания ТП от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеприёмной сетки, расположенной на крыше ТП. Молниеприёмная сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм, шаг ячеек сетки 6×6 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.

10.5 Пожарная безопасность на ТП

Категория помещения по пожароопасности приведена в таблице 10.3 [26].

Таблица 10.3 – Категории помещений ТП по пожароопасности

Помещение	Категория пожароопасности
Отсек трансформатора (трансформаторные камеры с маслонаполненными трансформаторами)	B ₁
РУ-10 кВ (закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями)	B ₄
РУ-0,4 кВ (закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями)	B ₄

Данные категории по пожароопасности означают, что в помещениях находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б. Здание ТП оснащается следующими средствами пожаротушения:

- а) углекислотные огнетушители ОУ-5 – 4 шт.;
- б) крюк с деревянной ручкой – 1 шт;
- в) лопата совковая – 1 шт;
- д) асбестовое полотно – 1 шт;

10.6 Заземляющее устройство ТП

Для обеспечения нормальной работы и безопасности обслуживания на ТП, как и на любой электроустановке выполняют заземление. Оно состоит из наружного контура заземления и заземляющих проводников, которые прокладывают внутри помещения и по территории ТП. Заземление выполняет функцию рабочего заземления, необходимого по условиям эксплуатации, а также оно необходимо в качестве защитного заземления, обеспечивающего защиту людей от поражения электрическим током. Для этого все металлоконструкции и металлические части электрооборудования соединяют с заземлением (Рисунок 10.1).

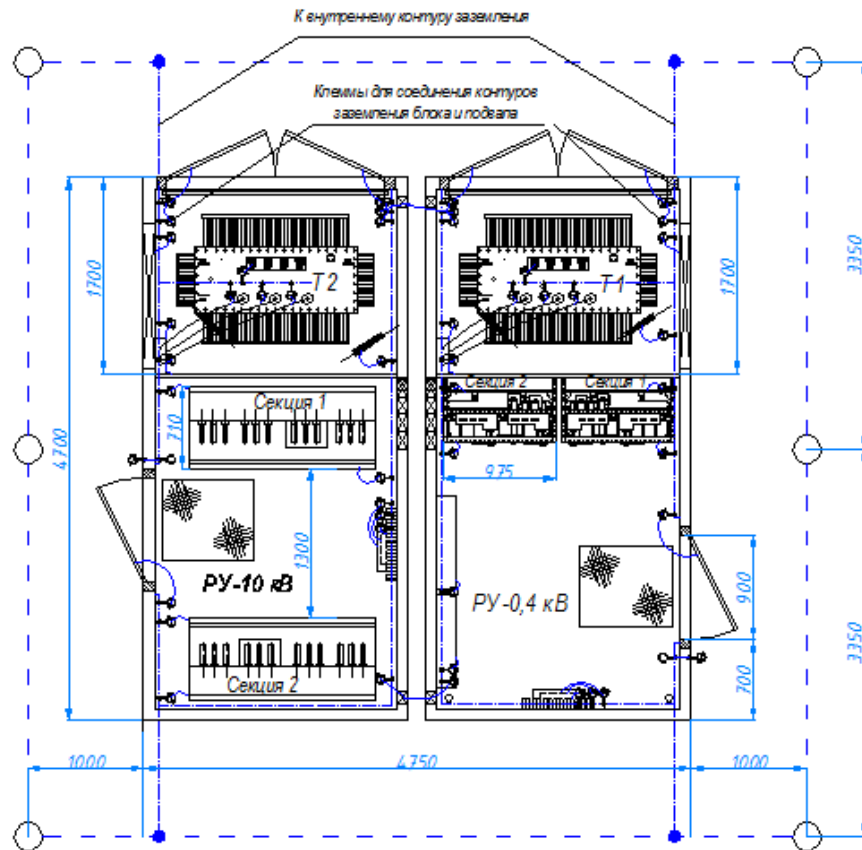


Рисунок 10.1 – Конструктивная схема заземления ТП

Для подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены [5, п.1.7.98]:

- 1) нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- 2) корпус трансформатора;
- 3) металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- 4) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- 5) сторонние проводящие части.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ, сопротивления заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [5, табл. 1.8.38]. Заземляющее устройство выполняется углубленными заземлителями из полосовой стали 4×40, укладываемой на дно котлована по периметру фундамента здания ТП на расстоянии не менее 300 мм от фундамента, а также вертикальными электродами длиной 5 м, расположенными вокруг здания ТП и связанными между собой и с углубленным контуром полосовой сталью 4×40. Связь внутреннего контура заземления ТП с наружным контуром выполняется в 2-х местах полосовой сталью 4×40.

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 4х5 мм.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ

Лист

99

Заземление шкафов RM-6, панелей ШРНН осуществляется приваркой их к опорным металлоконструкциям.

Заземление фланцев проходных изоляторов, опорных металлических конструкций и корпусов аппаратов, жалюзийных решеток выполнено по месту круглой сталью В6.

Заземление металлических рам дверей и ворот осуществляется приваркой их к внутреннему контуру заземления полосой 4×25 мм.

Удельное сопротивление грунта ρ составляет 60 Ом·м – суглинок, увлажненный грунтовыми водами.

Рассчитаем сопротивление заземляющего устройства в однородной земле способом коэффициентов использования.

Сопротивление круглого одиночного стержневого заземлителя, расположенного вертикально в земле определим по формуле (10.2):

$$R_{в.э} = \frac{\rho \cdot \psi_B}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right), \quad (10.2)$$

где t – определяется по формуле (10.3);

$\psi_B = 1,4$ – коэффициент сезонности для стержневого (вертикального) электрода для III климатической зоны (средняя многолетняя высшая температура (июль +22+24 °С) [27].

$$t = \frac{L}{2} + p, \quad (10.3)$$

где $p = 0,7$ – глубина, на которой расположен вертикальный электрод в земле, м.

Примем к установке стержень диаметром 12 мм, длина стержня 3 м.

Соответственно по выражениям (10.3) и (10.2) получим:

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

$$R_{в.э} = \frac{60 \cdot 1,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 5}{4 \cdot 2,2 - 5} \right) = 29,28 \text{ Ом}.$$

На рисунке 10.2 изображена схема расположения вертикальных стержней заземлителей в земле.

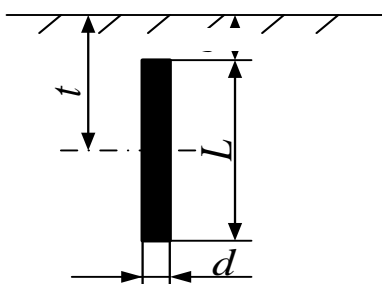


Рисунок 10.2 – Схема расположения вертикального электрода заземления

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

Сопротивление растеканию горизонтально проложенной стальной полосы прямоугольного сечения 40×4 мм, связывающей вертикальные электроды между собой определяется по формуле (10.4):

$$R_{з.г.внеш} = \frac{\rho \cdot \psi_{\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot L_{\Gamma\text{Э.внеш}}} \cdot \left(\ln \frac{L_{\Gamma\text{Э.внеш}}^2}{0,5 \cdot b \cdot m} \right), \quad (10.4)$$

где $L_{\Gamma\text{Э.внеш}}$ – длина горизонтального электрода внешнего контура заземления, согласно рисунку 10.1, $L_{\Gamma\text{Э.внеш}} = (6,75+6,7) \cdot 2 = 26,9$ м;

$\psi_{\Gamma} = 2,5$ – коэффициент сезонности для полосового (горизонтального) электрода для III климатической зоны;

$b = 0,04$ – ширина полосы, м;

$m = 0,7$ – глубина заложения горизонтального электрода в землю, м.

По формуле (10.4):

$$R_{з.г.внеш} = \frac{60 \cdot 2,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 26,9} \cdot \left(\ln \frac{26,9^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,7} \right) = 9,63 \text{ Ом.}$$

На рисунке 10.3 приведена схема расположения вертикального электрода в земле.

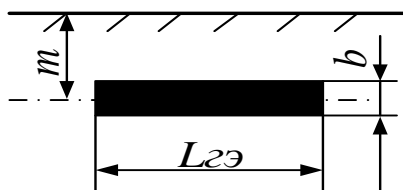


Рисунок 10.3 – Схема расположения горизонтального электрода заземления в грунте

Определим эквивалентное сопротивление всего заземляющего устройства по выражению (10.5):

$$R_{з\text{у}} = \frac{R_{з.г.внеш} \cdot R_{в.э}}{\eta_{\Gamma} \cdot R_{\text{экв.Г}} + \eta_{\text{В}} \cdot n \cdot R_{в.э}}, \quad (10.5)$$

где η_{Γ} – коэффициент использования внешних и внутренних горизонтальных электродов, определяемый исходя из числа вертикальных электродов и отношения расстояния между вертикальными электродами к их длине (a/L);

$\eta_{\text{В}}$ – коэффициент использования вертикальных электродов, определяемый исходя из числа вертикальных электродов и отношения расстояния между вертикальными электродами к их длине (a/L);

n – число вертикальных электродов.

Согласно типовому проекту для 2КТБП-1000/0,4 серии «Абонент», завода изготовителя «Трансформер-Урал», число вертикальных электродов примем равным 6.

Расстояние между вертикальными электродами $a_{\max} = 6750$ мм. При $n = 6$, $a/L = 6750/5000 = 1,35$, $\eta_{\Gamma} = 0,4$, $\eta_{\text{В}} = 0,61$ [28].

Тогда по формуле (10.5):

$$R_{3y} = \frac{9,63 \cdot 29,28}{0,4 \cdot 9,63 + 0,61 \cdot 6 \cdot 29,28} = 2,54 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление растеканию заземлителя в сетях до 1 кВ не должно превышать 4 Ом.

Данное условие выполняется: $R_{3y} = 2,54 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$. Следовательно, установленных заземлителей на ТП достаточно.

10.7 Освещение ТП

В ТП предусматривается рабочее освещение на напряжение 220 В и ремонтное освещение на напряжение 36 В. Питание сети электроосвещения принято от группового щитка, который через переключатель может быть подключен к I или II секции шин щита 0,4 кВ.

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

Площадь помещения определяется по формуле (10.6):

$$S = b \cdot L, \quad (10.6)$$

где b – ширина помещения ТП, м;

l – длина помещения ТП, м.

Необходимые расстояния для расчета определим по рисунку 10.1. Произведем расчет площади каждого помещения ТП по формуле (10.6):

$$S_{\text{РУ.ВН}} = S_{\text{РУ.НН}} = 2,375 \cdot 3,7 = 8,78 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{T1}} = S_{\text{T2}} = 2,375 \cdot 1,7 = 4 \text{ м}^2.$$

Примем высоту подвеса $H_p = 2,3$ м. По нормам освещенности ТП и разряду зрительной работы VIII (В) [4], принимаем $E_H = 50$ лк [29, табл. 23]. На рисунке 10.4 приведен пример крепления светильника на стену.

Определяем число ламп в каждом помещении по формуле (10.7):

$$N = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot K_{\text{П}}}{\eta \cdot \Phi_p}, \quad (10.7)$$

где $K_3 = 1,4$ – коэффициент запаса, учитывающий потерю света от загрязнения, отражения, защитного стекла лампы;

$K_{\text{П}} = 1,5$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади;

η – коэффициент полезного действия светильника;
 Φ_p – световой поток для лампы, лм.

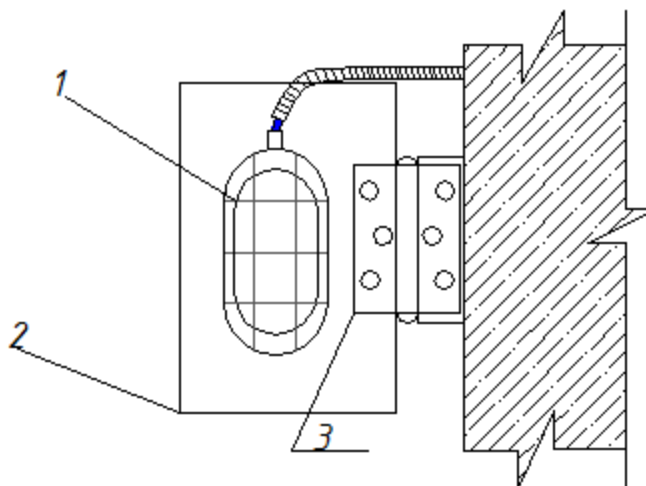


Рисунок 10.4 – Крепление светильника на стену:
 1 – Светильник; 2 – Текстолитовая пластина; 3 – Шарнир.

Примем к установке светильники типа НПБ-60 (лампа накаливания, потолочный). Особые свойства и характеристики светильника НПБ позволяют использовать его в общественных местах и особо сложных условиях, например, для саун, бань, крытых бассейнов. Подобные осветительные приборы выдерживают механические воздействия, высокую влажность, резкие температурные перепады ($-70+125\text{ }^{\circ}\text{C}$). НПБ лампы можно применять для помещений с повышенными требованиями в электрической и противопожарной безопасности, то есть они подходят для установки в парилках бань и саун. Отличием НПБ также является прочный герметичный корпус и высокий уровень защиты от ударов, механических повреждений.

По формуле (10.7) определим количество светильников в помещении ТП:

$$N_{\text{РУ.ВН}} = N_{\text{РУ.НН}} = \frac{50 \cdot 8,78 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{0,47 \cdot 700} = 3;$$

$$N_{\text{T1}} = N_{\text{T2}} = \frac{50 \cdot 4 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{0,47 \cdot 700} = 1.$$

Окончательно для освещения помещений ТП примем:

- РУ-10 кВ – 3 светильника НПБ 60;
- РУ-0.4 кВ – 3 светильника НПБ 60;
- Отсек трансформатора 1 – 1 светильник НПБ 60;
- Отсек трансформатора 2 – 1 светильник НПБ 60.

Выводы по разделу 10

В данном разделе описана безопасность жизнедеятельности на ТП, рассчитано заземление и освещение ТП. Также рассмотрены вопросы охраны труда.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной выпускной квалификационной работы был разработан проект системы электроснабжения жилого района «ЖК Ярославский» города Челябинск.

В связи с тем, что основную часть потребителей жилого района составляют электроприемники II категории, к установке были приняты двухтрансформаторные подстанции, с трансформаторами ТМГ 1000/10/0,4 и ТМГ 630/10/0,4, питаемые по двухлучевой магистральной схеме. Кабельные трассы выполнены кабелем с изоляцией из СПЭ и проложены в траншеях с защитой в местах пересечения с дорогами, пешеходными дорожками, другими коммуникациями трубами.

Проработано устройство внутридомовых сетей жилого дома №4 (22 этажа): рассчитаны отходящие от ВРУ линии, выбраны проводники и способы их прокладки, аппараты защиты, трансформаторы тока и приборы учета электрической энергии. Рассмотрено устройство этажных и квартирных щитов.

ВРУ в высокоэтажных жилых домах (16 и 22 этажа) оснащены вводными панелями с АВР. Данное решение позволяет осуществить питание электроприемников I категории. Для защиты человека от поражения электрическим током внутри этажных щитов установлены дифференциальные автоматы защиты, выполнено защитное заземление металлоконструкций (трубы ХВС, ГВС, канализации, ванная).

Произведен анализ качества электрической энергии городской распределительной сети. Рассчитаны уставки защитных аппаратов установленных в РП.

В работе использовано современное электрооборудование ведущих производителей таких как ИЕК, «ТРИАЛ», Schneider Electric, «Трансформер-Урал», применена кабельная продукция «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ КОЛЬЧУГИНСКИЙ ЗАВОД».

Ключевые решения, принимаемые в проекте имеют за собой сравнительный анализ с альтернативными и экономически наиболее выгодны. Также они соответствуют руководящим указаниям по проектированию СЭС, нормативным актам и правилам.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		104

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Каталог кабельной продукции завода «КОЛЬЧУГИНСКИЙ КАБЕЛЬ». – <http://www.elcable.ru/>.
- 2 СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. – Введ. 2004-01-01. – М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004. – 138 с.
- 3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. – Министерство топлива и энергетики РФ. Российское АО Энергетики и электрификации «ЕЭС РОССИИ». – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 107 с.
- 4 СП 52.13330.2016. Свод правил естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – Введ. 2017-05-08. – М.: Изд-во стандартов, 2017. – 75 с.
- 5 Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики РФ. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.
- 6 Кнорринг, Г.М. Справочник для проектирования электрического освещения. / Г.М. Кнорринг – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 7 Каталог светильников Ардатовского Светотехнического завода. – <http://www.astz.ru/>.
- 8 ГОСТ 14254-2015. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP). – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 39 с.
- 9 Типовой проект трансформаторной подстанции «Трансформер-Урал». – <http://trf-ural.ru/>.
- 10 Козлов, В.А. Городские распределительные электрические сети. / В.А. Козлов – Л.: Энергоиздат, Ленинград. отд-ние, 1982. – 224 с.
- 11 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.
- 12 Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбин и др. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 576 с.
- 13 Данные о тарифах на электроэнергию за II-е полугодие 2017 года. – <https://energybase.ru/>
- 14 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. – Министерство топлива и энергетики РФ. Российское АО Энергетики и электрификации «ЕЭС РОССИИ». – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 131 с.
- 15 Циркуляр о проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания Ц-02-98(Э).
- 16 Каталог предохранителей типа ПН-2. – <http://www.nva-korenevo.ru/>.
17. ГОСТ Р 50571.5.52-2011. Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки. – Введ. 2013-01.01. – М.: Стандартинформ, 2013. – 77 с.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

18 Методика расчета объемов расхода электрической энергии на освещение мест общего пользования зданий. – Введ. 2009-03-13. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 5 с.

19 Автоматические выключатели, электротехническое оборудование и аксессуары. – <https://www.iek.ru/>.

20 Каталог вводно-распределительных устройств завода изготовителя «ТРИ-АЛ». – http://trial-nsk.ru/production_vru.html

21 Каталог трансформаторов тока. – <https://www.elec.ru/>.

22 Каталог продукции Schneider Electric. – <https://www.schneider-electric.ru/>.

23 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. СО 153-34.03.603-2003. – Министерство топлива и энергетики РФ. Российское АО Энергетики и электрификации «ЕЭС РОССИИ». – М.: Госэнергонадзор, 2003. – 57 с.

24 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153-34.21.122-2003. – Министерство топлива и энергетики РФ. Российское АО Энергетики и электрификации «ЕЭС РОССИИ». – М.: Госэнергонадзор, 2003. – 29 с.

25 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87. – Министерство топлива и энергетики СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 45 с.

26 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС РОССИИ» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности. РД 34.03.350-98. – Министерство топлива и энергетики РФ. Российское АО Энергетики и электрификации «ЕЭС РОССИИ». – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 9 с.

27 Значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта. – <http://electricvdome.ru/zazemlenie/raschet-zazemlenia.html>.

28 Значение коэффициентов использования электродов для расчетов контура заземления. – <https://www.proektant.ru/content/1387.html>.

29 ГОСТ Р 55710-2013. Национальный стандарт РФ освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 25 с.

					П-475.13.03.02.2018.142.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		106