СОДЕРЖАНИЕ ВВЕДЕНИЕ.....7

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....8

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....10

2.1 Определение расчетной нагрузки жилых и общественных зданий.....10

2.2 Определение расчетной осветительной нагрузки микрорайона.....14

3 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....21

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.....21

3.2 Технико-экономическое сравнение трансформаторов.....25

3.3 Определение места расположения ТП.....28

4 ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА.....30

4.1 Выбор схемы 10 кВ.....30

4.1 Выбор схемы 0,4 кВ.....31

5 РАСЧЕТ НОРМАЛЬНОГО И ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМА СХЕМЫ .. 33

5.1 Расчет электрических нагрузок сети 10 кВ.....33

5.2 Выбор кабельных линий 10 кВ.....35

5.3 Выбор линий 0,4 кВ.....38

5.3 Выбор проводов во внутридомовой сети.....41

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....49

6.1 Расчет токов КЗ сети 10 кВ.....49

6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.....53

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ.....59

7.1 Выбор аппаратуры в сети 10 кВ.....59

7.2 Выбор аппаратуры в сети 0,4 кВ.....64

7.3 Выбор аппаратуры осветительной сети.....70

8 ЗАЩИТА ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ОТ НЕНОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ.....73

9 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ.....80

10 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....84

10.1 Сметно-финансовой расчет объекта строительства.....84
10.2 Оценка эффективности инвестиционных вложений.....94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....102
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Спецификация потребителей микрорайона.....106
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Результаты расчета нагрузки микрорайона.....108
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Распределение нагрузки микрорайона….....111
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Схема сети 10 кВ….....113
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Выбор и проверка сечения кабеля сети 0,38 кВ.....114
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 Схема замещения сети 10 кВ….....116
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 Расчетная схема, схема замещения сети здания.....117
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 Токи короткого замыкания сети 0,38 кВ.....119
ПРИЛОЖЕНИЕ 9 Выбор автоматических выключателей….....121
ПРИЛОЖЕНИЕ 10 Смета спецификация….....123
ПРИЛОЖЕНИЕ 11 Смета локальная на электромонтажные работы.....126
ПРИЛОЖЕНИЕ 12 Стоимость электромонтажных работ….....141

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании и строительстве современных частных и многоквартирных домов в микрорайонах городов, соответствующих настоящему уровню жизни населения, с увеличением электрификации быта, требуется обратить внимание на увеличение удельной мощности электроприборов. Эти изменения приводят, к необходимости увеличения числа питающих подстанций, изменению исполнения распределительных сетей и внедрению прогрессивных технологий в применяемом оборудовании.

Объектом для дипломного проектирования выбран микрорайон типичный для средних городов с населением от 50 до 100 тыс. жителей.

Задачей проектирования является создание экономически целесообразной электрической системы, обеспечивающей требуемое качество электроснабжения всех потребителей, по надежности питания и качеству электроэнергии, а также обеспечивающей их экономичную эксплуатацию.

Необходимый уровень надежности и безопасности схемы электроснабжения обеспечивается строгим соблюдением при выборе оборудования и элементов защиты норм и правил согласно, правил устройства электроустановок (ПУЭ), СНиП и существующих ГОСТ.

Предусматривается комплексное электроснабжение потребителей от общих источников питания, по общим линиям электропередачи.

Проектирование системы электроснабжения микрорайона осуществляется на сроки, согласованные с общим генпланом развития города с последующей перспективой.

Проект создается с учетом существующего источника питания – распределительный пункт понижающей подстанции 110/35/10, с учетом возможности ее реконструкции. В состав работы входят основные технические, технико-экономические расчеты, а также вопросы безопасности жизнедеятельности.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В проектируемом микрорайоне коммунально-бытовые потребители электроэнергии, а именно: школа №19 со стадионом, детский сад №17, сбербанк, больница, аптека, магазины как продовольственные, так и продуктовые, жилые дома, освещение микрорайона.

Спецификация потребителей микрорайона представлена в приложении 1, таблица П1.1.

Жилой фонд состоит из 5-ти, 9-ти и 12-ти этажных домов. Пятиэтажные дома подключены к сетям природного газа и относятся к III категории электроснабжения.

Дома свыше 5-ти этажей оборудованы электроплитами, лифтовыми установками, подкачивающим насосом, и системой пожаротушения, относятся к I категории электроснабжения п. 7.9. [1].

Больница имеет операционный и родильный блок, отделение анестезиологии, реанимации и интенсивной терапии. Так же устройства противопожарной и охранной сигнализации. Относится к особой I категории электроснабжения [1].

Отделение сбербанка также имеет особую I категорию электроснабжения. По этому, кроме обеспечения двух взаимно резервирующих источников питания, для этих зданий применяется третий независимый источник питания дизель- генератор.

Объекты социальной сферы оборудованы электроплитами. Предприятия торговли работают в односменном режиме. Промышленных потребителей в микрорайоне нет.

Микрорайон ограничен магистральными улицами районного значения категории Б и по самому микрорайону связь обеспечивается улицами и дорогами местного значения категории В по определению [2].

Электроснабжение микрорайона осуществляется от распределительного устройства двухтрансформаторной подстанции. Расчетная нагрузка микрорайона составляет $P_р$=5,7 МВт.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Определение расчетной нагрузки жилых и общественных зданий

Для выбора числа и мощности силовых трансформаторов, осуществления выбора и проверки элементов электрической сети по условию допустимого нагрева, определения потерь и выбора защитной аппаратуры необходимо рассчитать электрические нагрузки системы электроснабжения.

Расчет проводим с помощью метода удельных нагрузок [1]. Для примера приведем расчет девятиэтажного дома имеющего 3 подъезда и 108 квартир оборудованных электрическими плитами. В доме установлена силовая нагрузка в виде двух подкачивающих насосов и трех лифтовых установок.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов на шинах РУ-0,4 кВ от электроприемников квартир определяется по формуле (2.1):

$$P_{кв}=n\cdot P_{кв.уд}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

где $P_{кв}$ – расчетная активная мощность, кВт;

n – количество квартир, шт;

$P_{кв.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий таблица 6.1[1], кВт/квартиру;

$$P_{кв}=108\cdot 1,14=123 \text{ (кВт)}.$$

Удельные нагрузки квартир учитывают нагрузку общедомовых помещений без учета силовой нагрузки. Согласно [3] нагрузка иллюминаций до 10 кВт в расчетной нагрузке на вводе в здание не учитывается.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к ВРУ жилого дома, определяется по формуле (2.4), для этого предварительно

необходимо определить мощность лифтовых установок формула (2.2) и мощность санитарно-технических устройств формула (2.3):

$$P_{р.л.}=K_{с.л.}\cdot \sum_{1}^{nл} P_{n.i}\ , кВт, \qquad (2.2)$$

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

$K_{с.л.}$ – коэффициент спроса лифтовых установок таблица 6.4[1];

$n_л$ – число лифтовых установок, питаемых линией;

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

$$P_{р.л.}= 0,8\cdot 22,8=18,24\ (кВт).$$

Определяем мощность санитарно-технических устройств:

$$P_{ст.у}=K_{с.ст.у}\cdot \sum_{1}^{nст.у} P_{n.i}\ , кВт, \qquad (2.3)$$

где $P_{ст.у..л.}$ – расчетная нагрузка санитарно-технических устройств, кВт;

$K_{с.л.}$ – коэффициент спроса санитарно-технических устройств таблица 2.1.3[3];

$n_л$ – число насосов, питаемых линией;

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

$$P_{ст.у}=0,8(29+29)=46,4\ (кВт).$$

Определим расчетную нагрузку силовых электроприемников:

$$P_с=P_{р.л.}+P_{ст.у}, \text{ кВт}, \quad (2.4)$$

где $P_с$ − расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт;

$P_{р.л.}$ − расчетная нагрузка лифтовых установок, кВт;

$P_{ст.у.}$ − расчетная нагрузка санитарно-технических устройств, кВт.

$$P_с=18,24+46,4=64,64 \text{ (кВт)}.$$

Расчетная нагрузка жилого дома квартир и силовых электроприемников определяется по формуле (2.5)

$$P_{з.ж.д}=P_{кв}+0,9\cdot P_с \text{ , кВт}, \quad (2.5)$$

где $P_{з.ж.д}$ − расчетная нагрузка жилого дома, кВт; $P_{кв}$

– расчетная активная мощность, кВт;

$P_с$ − расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

$$P_{з.ж.д}=123+0,9\cdot 64,64=181 \text{ (кВт)}.$$

Расчетная реактивная мощность нагрузок квартир и силовых потребителей:

$$Q_р=P_р\cdot tg\varphi, \text{ квар}, \quad (2.6)$$

где $Q_р$ − расчетная реактивная мощность потребителя, квар;

$P_р$ – расчетная активная мощность потребителя, кВт;

$tg\varphi$ − расчетный коэффициент реактивной мощности, для жилых домов

таблица 2.1.4 [3], для потребителей силовой нагрузки берется из

паспортных данных.

$$Q_{кв}=123\cdot0,2=24,6 \text{ (квар)}.$$

Аналогично определяется реактивная мощность силовых потребителей лифтовых установок и подкачивающих насосов.

$$Q_{р.л}=18,2\cdot1,17=21,3 \text{ (квар)};$$

$$Q_{р.ст.у}=46,4\cdot0,75=34,8 \text{ (квар)}.$$

Полную электрическую нагрузку жилого дома квартир и силовых электроприемников определим по формуле (2.7)

$$Sз.ж.д=\sqrt{P2_{кв}+Q2_{кв}}+0,9\cdot\sqrt{(P_{р.л}+P_{ст.у})^2+(Q_{р.л}+Q_{р.ст.у})^2}, \text{ кВ·А}, \quad (2.7)$$

где $S_{з.ж.д}$ − полная электрическая нагрузка жилого дома, кВ·А;

$P_{р.л.}$ − расчетная активная нагрузка лифтовых установок, кВт;

$P_{ст.у.}$ − расчетная активная нагрузка санитарно-технических устройств, кВт;

$Q_{р.л}$ − расчетная реактивная нагрузка лифтовых установок, квар;

$Q_{р.ст.у}$ − расчетная реактивная нагрузка санитарно-технических устройств, кВт.

$$S_{з.ж.д}=\sqrt{123^2+24,6^2}+0,9\cdot\sqrt{(18,2+21,3)^2+(46,4+34,8)^2}=203 \text{ (кВ·А)}.$$

Расчетный ток здания:

$$I = \frac{S_{з.ж.д}}{\sqrt{3} \cdot U_н}, \text{ А}, \qquad (2.8)$$

где $S_{з.ж.д}$ − полная электрическая нагрузка жилого дома, кВ·А;

$U_н$ – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_р = \frac{203}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 308 \text{ (А)}.$$

Расчет остальных потребителей выполняется аналогичным образом. Результаты расчета представлены в приложении 2, таблица П 2.1.

Для определения нагрузки общественных зданий применяются укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности [1]. Результаты расчета сведены в приложение 2, таблица П2.1 и пояснения не требуют.

2.2 Определение расчетной осветительной нагрузки микрорайона

Проектируемый микрорайон ограничен магистральными улицами районного значения категории Б, а так же имеет улицы и дороги местного значения категории В. Согласно классификации [2], эти улицы должны иметь нормированное освещение. На ряду, с освещением улиц предусматривается освещение школы со стадионом и детского сада.

Расчет нагрузки уличного освещения ориентировочно определим из норм осветительных нагрузок [2].

В основу расчета закладываются категории улиц и дорог.

1) Магистральные улицы районного значения, площади перед крупными общественными зданиями и сооружениями при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд.\ ул.о.}$=20÷30 кВт/км.

2) Улицы и дороги местного значения, жилые улицы, дороги промышленных и коммунально-складских районов, при среднем значении удельной нагрузки

$P_{уд.\ ул.о.}$=7÷10 кВт/км.

3) Освещение внутренней территории микрорайона при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд.\ ул.о.}$=1,2 кВт/га.

Расчетную нагрузку уличного освещения вычислим по формуле:

$$P_{р.\ ул.о.} = \sum_{i=1}^{n_i} P_{уд.\ ул.о.i} \cdot L_{ул,i}\ ,кВт, \qquad (2.9)$$

где $P_{р.\ ул.о.}$ − расчетная активная нагрузка уличного освещения, кВт;

$P_{уд.\ ул.о.i}$ − удельная расчетная нагрузка уличного освещения, кВт/км;

$L_{ул,i}$ − длина улицы категории i, км;

Согласно, генплана общая длина магистральных улиц районного освещения составляет L= 2, 28 (км), длинна дорог местного значения L= 1,78 км.

$$P_{р.\ ул.о.} = 25 \cdot 2{,}28 + 10 \cdot 1{,}78 = 74{,}8\ (кВт).$$

Определим расчетную нагрузку внутреннего освещения микрорайона

$$P_{р.\ вмк.} = P_{уд.\ ул.о.} \cdot S_{\ мкр.}\ , кВт, \qquad (2.10)$$

где $P_{р.\ вмк.}$ − расчетная активная нагрузка внутреннего освещения микрорайона, кВт;

$P_{уд.\ ул.о.i}$ − удельная расчетная нагрузка уличного освещения внутри микрорайона, кВт/га;

$S_{\ мкр.}$ − общая площадь внутренней территории микрорайона i, га;

$$P_{р.\ вмк.} = 1{,}2 \cdot 3 = 38{,}4\ (кВт).$$

Расчетную нагрузку наружного освещения микрорайона определим по формуле:

$$P_{р.\ о.мкр.} = P_{р.\ ул.о.} + P_{р.\ вмк.}\ , кВт, \quad (2.11)$$

где $P_{р.\ о.мкр.}$ − расчетная активная нагрузка наружного освещения микрорайона, кВт;

$P_{р.\ ул.о.}$ − расчетная активная нагрузка уличного освещения, кВт;

$P_{р.\ вмк.}$ − расчетная активная нагрузка внутреннего освещения микрорайона, кВт;

$$P_{р.\ о.мкр.} = 74,8+38,4=113,2\ (кВт).$$

При расчете реактивной составляющей уличного освещения применяем ртутные лампы с коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0,85$.

Расчетная реактивная составляющая нагрузки наружного освещения микрорайона:

$$Q_{р.о.мкр.} = P_{р.\ о.мкр.} \cdot tg\varphi, квар, \quad (2.12)$$

где $P_{р.\ о.мкр.}$ − расчетная активная нагрузка наружного освещения микрорайона, кВт;

$Q_{р.о.мкр.}$ − расчетная реактивная нагрузка наружного освещения микрорайона, квар;

$tg\varphi$ − коэффициент реактивной мощности;

$$Q_{р.о.мкр.} = 113,2 \cdot 0,62=70,1\ (квар).$$

Полная расчетная электрическая нагрузка наружного освещения микрорайона определяется по формуле:

$$S_{р.о.мкр.} = \sqrt{P^2_{р.о.мкр.} + Q^2_{р.о.мкр.}}, \text{ кВ·А}, \quad (2.13)$$

где $S_{р.о.мкр.}$ − расчетная активная нагрузка наружного освещения микрорайона, кВ· А;

$P_{р.\ о.мкр.}$ − расчетная активная нагрузка наружного освещения микрорайона, кВт;

$Q_{р.о.мкр.}$ − расчетная реактивная нагрузка наружного освещения микрорайона, квар;

$$S_{р.о.мкр.} = \sqrt{113{,}2^2 + 70{,}1^2} = 133{,}1 \text{ (кВ·А)}.$$

Результат расчета нагрузки наружного освещения и внутреннего освещения микрорайона сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетная нагрузка освещения микрорайона

Тип улицы	Удельная расчетная нагрузка, кВт/км	Коэф-т мощности cos φ	Расчетная активная нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, квар	Расчетная полая эл. нагрузка кВ· А
Магистральные районного значения	25	0,85	57	35,3	67
Улицы местного значения	10	0,85	17,8	11	20,9
Внутренне освещение микрорайона	1,2	0,85	38,4	23,8	45,1
Итого	-	-	113,2	70,1	133

Расчет освещения в точке горизонтальной поверхности, связан с определением светового потока, падающего от излучателей на элементарную площадку, содержащую расчетную точку. Применяемые светильники будут

являться точечными, от каждого из которых в расчетную точку может попасть только один луч.

Используем точечный метод расчета [4].

Согласно ширине дорожного покрытия магистральных улиц районного значения b = 10 м, применяем одностороннюю, схему расположения светильников на опорах, по одному светильнику на опоре.

В соответствии с таблицей 23[2] принимаем высоту установки светильников $h_р$ = 10 м. Для размещения светильников вдоль магистральных улиц и площадей, применим многогранные пирамидальные металлические опоры освещения ПО 10/1.

По [2] средняя горизонтальная освещенность покрытия для дороги категории Б должна составлять 10 лк. Предварительно располагаем светильники вдоль дороги с расстоянием между опорами 29 м.

Для определения мощности источника света, вычисляем суммарную условную освещенность, создаваемую ближайшими источниками света ($\sum e$).

Суммарная условная освещенность от трех источников света показана на рисунке 2.1. Сведем расчет условной освещенности в таблицу 2.1.

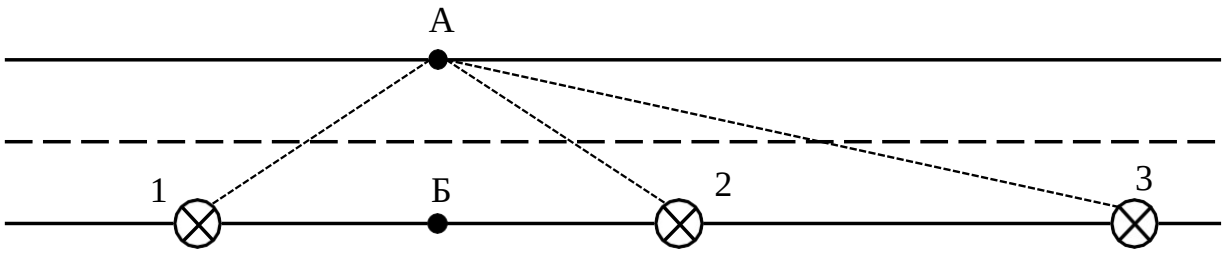


Рисунок 2.1– Расчет условной освещенности

Таблица 2.1 – Расчет условной освещенности

Точка	Источники света	расстояние d,м	условная освещенность e, лк		Итог, лк
			одного светильник	от всех светильников	
А	1,2	18	0,3	0,6	0,75
	3	46	0,15	0,15	
Б	1,2	15	0,35	0,7	0,89
	3	45	0,19	0,19	

Согласно таблице 2.1 суммарная освещенности для точки А получилась меньше. Световой поток источника света от каждого светильника в выбранной контрольной точке с нормируемой освещенностью Е определим по формуле

$$Ф = \frac{1000 \cdot E_н \cdot K_з}{\sum e}, \text{ лм}, \qquad (2.14)$$

где $E_н$ − нормированная освещенность 10 лк;

$K_з$ − коэффициент запаса, [2];

e − условная освещенность, создаваемая ближайшими источниками света, лк;

$$Ф = \frac{1000 \cdot 10 \cdot 1,5}{0,75} = 20000 \text{ (лм)}.$$

По найденному световому потоку выбираем стандартный источник свет, при этом должно соблюдаться условие:

$$0,9 \cdot Ф < Ф_л \leq 1,2 \cdot Ф. \qquad (2.15)$$

Так как для расчета светового потока требуемого светильника, применен метод расчета для светильников ЖКУ с лампами ДНаТ, то для выбора

современного светодиодного светильника учитываем, что за счет новейших

технологий, каждый светодиод специально установлен под индивидуальную линзу, за счет этого работа светодиодов с линзами направляет световой поток в заданное им направление. А вот у газоразрядных ламп такая точная концентрация отсутствует, поток света распределяется в хаотичном порядке, и большая часть света попадает на нужный объект освещения со значительной потерей от отражателя светильника [5].

Следует учесть, что со временем световой поток светодиодной лампы практически не снижается, в то время как световой поток лампы ДНаТ-250 уже через 5 месяцев работы снижается на 1/3 часть. По этому, для обеспечения одинаковой освещенности потребуется светильник с меньшим световым потоком [6].

Применим светодиодные уличные консольные светильники TD-Street-100-400 (100 Вт, 11250 Лм, КСС Д) имеющие световой поток 112500 (лм) и потребляемую мощность 100 Вт [7]. Этот светильник предназначен для обеспечения уличного и промышленного освещения и является наиболее эффективной заменой осветительных приборов типа ЖКУ с использованием морально устаревших ламп ДНаТ 250.

Для остальных типов улиц микрорайона расчет аналогичен и сведен в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор источников света микрорайона

№ п/п	Тип улицы	E, лк	Высота подвеса h, м	Ширина дороги b, м	Требуемый световой поток, лм	Марка светильника	Световой поток светильника	P, Вт
1	Районные	10	10	10	20000	TD-Street-100-400	11250	100
2	Местные	6	8	6	14000	TD-Street-80-250	10000	85
3	Проезды	4	3	4	3200	ДТУ 06-60-010	4140	40

4	Площадки	10	10	-	20000	TD-Street-100-400	11250	100

3 ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП

Жилые и общественные здания согласно, их географического расположения и плотности застройки, а также исходя из суммарной нагрузки микрорайона, условно разделим на шесть участков, имеющих примерно одинаковую мощность нагрузки, приложение 3, таблица П3.1.

Для каждого участка определим дневной и вечерний максимумы нагрузок согласно [3], определим максимум активной нагрузки при смешанном питании потребителей общественных зданий и жилых домов по формуле:

$$P_{р.м}=P_{зд.max}+\sum_{1}^{n} K_{уi}\cdot P_{зді}\text{ , кВт,} \qquad (3.1)$$

где $P_{р.м}$ – максимум активной нагрузки, кВт;

$P_{зд.max}$ – наибольшая активная нагрузка здания из числа зданий, питаемых от ТП, кВт;

$K_{уi}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок по таблице 2.3.1 [3];

$P_{зді}$ – расчетные активные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, кВт.

Рассчитаем дневной максимум активных нагрузок группы потребителей питающихся от ТП1:

$$P_{дн.\ р.м}=P_2+0{,}4(P_3+P_4+P_6+P_7+P_8+P_9)+$$

$$+0{,}5(P_1+P_5+P_{10}); \qquad (3.2)$$

$$P_{дн.\ р.м} = 228,8+0,4(60\cdot2+42\cdot4)+0,5(181,3+213,8+181,3)=632,2\ (кВт).$$

Рассчитаем вечерний максимум активных нагрузок ТП1:

$$P_{веч.\ р.м}=P_5+0,9(P_3+P_4+P_6+P_7+P_8+P_9)+1(P_1+P_{10})+$$

$$+0,6\cdot P_2+1\cdot P_{осв},\ кВт; \qquad (3.3)$$

$$P_{веч.\ р.м}=213,8+0,9(60\cdot 2+42\cdot 4)+1\cdot(181,3\cdot 2)+0,6\cdot 228,8 +$$

$$+1\cdot 5,4=977\ (кВт).$$

По результату расчета видно, что наибольший максимум нагрузки наблюдается в вечернее время, по этому, дальнейшие расчеты будем производить по нему.

Определим расчетный вечерний максимум реактивной нагрузки:

$$Q_{р.м}=Q_{зд.max}+\sum_{1}^{n} K_{yi}\cdot Q_{зді},\ квар, \qquad (3.4)$$

где $Q_{р.м}$ – максимум реактивной нагрузки, квар;

$Q_{зд.max}$ – наибольшая реактивная нагрузка здания из числа зданий, питаемых от ТП, квар;

$Q_{зді}$ – расчетные реактивные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, квар;

$$Q_{веч.\ р.м}=Q_5+0,9(Q_3+Q_4+Q_6+Q_7+Q_8+Q_9)+1(Q_1+QP_{10})+$$

$$+0,6\cdot Q_2+1\cdot Q_{осв},\ квар, \qquad (3.5)$$

$$Q_{веч.\ р.м}=82,8+0,9(17,4\cdot 2+12,1\cdot 4)+1\cdot(75,1\cdot 2)+0,6\cdot 171,6 +$$

$$+1\cdot 3,4=414\ \ (квар).$$

Рассчитаем полную расчетную нагрузку ТП1:

$$Sp.ТП1=\sqrt{P2_{р.веч}+Q2_{р.веч}}, кВ \cdot А, \quad (3.6)$$

где $S_{р.ТП1}$ − полная расчетная нагрузка ТП1, кВ · А;

$P_{р.веч}$ – активная нагрузка вечернего максимума ТП1, кВт;

Q^2 – расчетная реактивная нагрузка вечернего максимума ТП1, квар;

$$S_{р,ТП1}=\sqrt{977^2+414^2}=1061 (кВ \cdot А).$$

Определим необходимое количество трансформаторов для ТП1 по формуле:

$$N_т = \frac{S_р}{k_з \cdot S_{ном.т}}, шт, \quad (3.7)$$

где $N_т$ − количество трансформаторов, шт; $S_р$ − полная расчетная нагрузка, кВ· А;

$k_з$ − коэффициент загрузки трансформатора, принимается от категории надежности электропотребителей;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВ· А;

В соответствии с п.6.33 [1] компенсация реактивной мощности не требуется. Примем к расчетам трансформаторы ТМГ− трехфазный масляный герметичный. В таблице 3.1. приведены паспортные данные трансформаторов.

Таблица 3.1- Паспортные данные трансформаторов ТМГ

тип трансформатора	$S_{ном}$, кВ· А	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_{xx}, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$U_{кз}$, %	цена, тыс.руб.
ТМГ-630/10	630	10	0,4	1,24	7,6	4,6	395,418

ТМГ-1000/10	1000	10	0,4	1,6	10,08	5,5	516,191

Количество трансформаторов $S_{ном.т}$=630 (кВ· А), $k_з$=0,65 для

потребителей I категории:

$$N_т = \frac{1061}{0{,}65 \cdot 630} = 2{,}59 \approx 3 \text{ (шт)},$$

Требуемое количество трансформаторов $S_{ном.т} = 1000$ (кВ· А):

$$N_т = \frac{1061}{0{,}65 \cdot 1000} = 1{,}63 \approx 2 \text{ (шт)}.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_з = \frac{S_p}{N_т \cdot S_{ном.т}}, \qquad (3.8)$$

где $k_з$ − коэффициент загрузки трансформатора, в нормальном режиме; S_p − полная расчетная нагрузка, кВ· А;

$N_т$ − количество трансформаторов, шт;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВ· А;

Коэффициенты загрузки трансформатора $S_{ном.т} = 630$ (кВ· А) в нормальном режиме:

$$k_з = \frac{1061}{3 \cdot 630} = 0{,}5.$$

Коэффициенты загрузки трансформатора $S_{ном.т} = 1000$ кВ· А в нормальном режиме:

$$k_з = \frac{1061}{2 \cdot 1000} = 0{,}53.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в аварийном режиме:

$$k = \frac{S_p}{(N_т\text{-}1)S_{ном.т}}, \quad (3.9)$$

где $k_з$ − коэффициент загрузки трансформатора, в нормальном режиме;

$S_р$ − полная расчетная нагрузка, кВ· А;

$N_т$ − количество трансформаторов, шт;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВ· А.

Коэффициенты загрузки трансформатора $S_{ном.т}$= 630 кВ· А в аварийном режиме:

$$k_з = \frac{1061}{(3\text{-}1)\cdot 630} = 0{,}84.$$

Коэффициенты загрузки трансформатора $S_{ном.т}$= 1000 кВ· А в аварийном режиме:

$$k_з = \frac{1061}{(2\text{-}1)\cdot 1000} = 1{,}06.$$

Согласно [8], оба трансформатора соответствуют перегрузочной способности.

3.2 Технико-экономическое сравнение трансформаторов

Выбор оптимального трансформатора примем на основании технико-экономического сравнения.

Определяем приведенные затраты по формуле:

$$З=(E_н+a_р+a_{тр}+a_{кр})К+В\cdot\Delta W+У, \text{ тыс.руб./год}, \quad (3.10)$$

где $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности, ($E_н$=0,25);

$a_р$,$a_{тр}$,$a_{кр}$ – нормы амортизационных отчислений на реновацию, текущий и капитальный ремонты, ($a_р$=3,5%,

$a_{тр}$=3%, $a_{кр}$=2,9%);

К – капитальные вложения, (прайс-лист «ООО ЭЛЕКТРОН»);

В – стоимость электроэнергии, кВт · ч;

ΔW – потери электроэнергии, кВт· ч/год;

У − ущерб от перерывов в электроснабжении, тыс.руб.

Потери электроэнергии в трансформаторах определим по формуле:

$$\Delta W=N_{тр}(\Delta P_{хх}\cdot T_{год}+k^2\cdot \Delta P_{кз}\cdot \tau),\ кВт\cdot ч/год, \quad (3.11)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт · ч/год;

$N_т$ − количество трансформаторов, шт;

$\Delta P_{хх}$ − потери холостого хода трансформатора, кВт; $T_{год}$ – число часов в году (8760, ч);

$k_з$ − коэффициент загрузки трансформатора, в нормальном режиме;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт;

τ – максимальное число часов потери активной энергии, определяется по формуле (3.12), ч.

Максимальное число часов потерь активной энергии:

$$\tau = (0{,}124 + \frac{T_{max}}{10000})^2 \cdot T_{год}\ , ч, \quad (3.12)$$

где τ – максимальное число часов потери активной энергии;

T_{max} = 5650, ч.

Произведем расчет для трансформатора ТМГ-630/10:

$$\Delta W=3(1{,}25\cdot 8760+0{,}56^2\cdot 7{,}6\cdot 4158)=62584\ (кВт\cdot ч/год),$$

$$3=(0{,}25+0{,}035+0{,}03+0{,}029)\cdot 3\cdot 395418+$$

+3,83·62584=647,768 (тыс.руб. / год),

Произведем расчет для трансформатора ТМГ-1000/10:

$$\Delta W=2(1{,}75\cdot 8760+0{,}53^2\cdot 10{,}8\cdot 4158)=55891 \text{ (кВт·ч/год)},$$

$$3=(0{,}25+0{,}035+0{,}03+0{,}029)\cdot 2\cdot 516791+$$

$$+3{,}83\cdot 55891=569{,}614 \text{ (тыс.руб./год)}.$$

Как видно из полученных расчетов выбор трансформатора ТМГ-1000/10 наиболее экономичен, согласно [8] допускается аварийная перегрузка трансформаторов резервируемых распределительных сетей 0,4 кВ − до 1,7÷ 1,8 от номинальной мощности трансформатора.

Аналогично выполняем выбор трансформаторов для остальных трансформаторных подстанций, результаты приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2− Выбор трансформаторов ТП микрорайона

№ ТП	марка трансформатора	n,шт	$k_з$	$k_{з,ав}$
ТП1	ТМГ-1000/10	2	0,53	1.06
ТП2	ТМГ-630/10	2	0,63	1,27
ТП3	ТМГ-630/10	2	0,83	1,6
ТП4	ТМГ-630/10	2	0,65	1,37
ТП5	ТМГ-630/10	2	0,64	1,29
ТП6	ТМГ-1000/10	2	0,52	1,05

Для установки трансформаторов и распределительных устройств, для них применим двух трансформаторные подстанции КТПНУ типа «СЭНДВИЧ» наружной установки в трех блок-модулях. 2 КТПНУ 250-2500/10/0,4 предназначаются для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока, напряжением 10 кВ, частотой 50 Гц.

Климатической исполнение и категория размещения по [18].

Конструктивно 2 КТПНУ состоит из трех блоков:

1) блок устройства со стороны высшего напряжения –УВН;

2) блок силовых трансформаторов Т1 и Т2;

3) блок распределительного устройства со стороны

низшего напряжения− РУНН.

РУ со стороны высокого напряжения реализовано на камерах одностороннего обслуживания КСО-10-Э1, распределительное устройство низшего напряжения реализовано на панелях серии ЩО-70.

Подстанции обеспечивают учет активной и реактивной электрической энергии. КТПНУ комплектуется внутренним освещением и тепловыми электроконвекторами.

Оболочка блок-модулей представляет собой каркасную сварную конструкцию, которая обшита панелями типа «Сэндвич» толщиной от 50 мм до 100мм, в которой в качестве утеплителя используется базальтовая полужёсткая плита, либо минеральная вата типа «URSA». Блоки соединяются между собой болтами, и устанавливаются на кирпичный или бетонный фундамент. Блоки УВН и РУНН поставляются в полной заводской готовности и имеют места соединения внутреннего контура заземления с внешним контуром.

3.3 Определение места расположения ТП

Источник питания необходимо располагать максимально близко к центру электрических нагрузок, это позволит уменьшить протяженность электрической сети и электрические потери в ней [9].

Условный центр нагрузки определим по формулам для оси X:

$$X_a = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i}, \text{м}, \quad (3.13)$$

для оси Y:

$$Y_a = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i}, \text{м}, \quad (3.14)$$

где S_i – полная мощность i − го потребителя, кВ· А;

x_i,y_i – координаты по оси X и Y, i – го потребителя, м;

Полученные результаты расчетов сводим в таблицу 3.4

Таблица 3.3– Условные центра нагрузки

№ТП	X,м	Y,м
ТП1	144	424
ТП2	117	264
ТП3	155	58
ТП4	497	48
ТП5	508	264
ТП6	515	425

Согласно [10] расположение ТП определяется координатами УЦН, учитывая реальное расположение объектов микрорайона и архитектурные особенности, при необходимости расположение ТП смещается в сторону внешнего источника питания.

4 ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА

4.1 Выбор схемы 10 кВ

В проектируемом районе имеются здания относящиеся, к I категории по надежности электроснабжения, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства [11]. На ряду, с I категорией выделяется особая группа электроприемников. Так же имеются потребители II категории - перерыв электроснабжения, которых приведет к нарушению нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Так же есть электроприемники III категории- все остальные потребители не попадающие под определение двух первых категории и допускают перерывы в электроснабжении не более 1 суток.

Основным принципом построения распределительной сети 10 кВ для электроснабжения потребителей первой категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием при условии подключения взаиморезервирующих линий 10 кВ к разным независимым источникам питания. При этом на шинах 0,38 кВ двухтрансформаторных ТП и непосредственно у потребителя предусматривается АВР, согласно п.4.3.8[3].

Питание осуществляется от распределительного пункта с двух сборных шин, секционированных вакуумным выключателем.

Для исключения механического повреждения одновременно двух лучей кабельной линии, и повышения надежности электроснабжения при строительстве новых сетей, в проекте применяем встречное направление двух лучей кабельной линий, при этом каждая линия работает на свой трансформатор двухтрансформаторной ТП. В данном случае головные кабели прокладываются отдельными трассами, и исключается возможность одновременного отключения [3]. Схема представлена в приложении 4.

4.1 Выбор схемы 0,4 кВ

В проектируемом микрорайоне имеются потребители всех категорий электроснабжения приложение 1, таблица П1.1.

Пятиэтажные дома имеют III категорию электроснабжения и запитываются по простой «кольцевой» схеме при этом питающий кабель подходит от ТП к встроенному распределительному устройству (ВРУ) дома, от этого дома к другом прокладывается перемычка, позволяющая восстановить электроснабжение при повреждении питающего кабеля, и от ВРУ последнего дома прокладывается питающий кабель до ТП. Сечение перемычки определяется максимально возможной нагрузкой [11].

Детский сад, столовая, продуктовые магазины, относятся ко II категории электроснабжения, для этих потребителей применяется радиальная схема, состоящая из 2 кабелей.

Школа, здания высотой более 9 этажей с электроплитами, оборудованные лифтовыми установками и подкачивающими насосами, а также системой пожаротушения, относятся к I категории по надежности электроснабжения. Для быстрого восстановления электроснабжения в случае аварии, осуществляется радиальная схема, обеспечивающая резервирование, а также на шинах ТП 0,38 кВ и у потребителя предусматривается автоматическое включение резерва (АВР) [1].

В микрорайоне имеется отделение сбербанка и больница, имеющая операционный и родильный блок, отделение анестезиологии, реанимации и интенсивной терапии. Так же устройства противопожарной и охранной сигнализации. Эти потребители относятся I особой группе надежности электроснабжения [11], и помимо резервирования от двух независимых источников, предусматривается третий взаимно резервирующий источник питания, в качестве которого выступает дизель-генераторная установка.

Согласно расчетной мощности отделения сбербанка и больницы для их

электроснабжения используем дизель-генератор российского производства ТСС

АД-50С-Т4001РМ19 с номинальной мощностью Р=50 кВт и возможной максимальной P_{max} = 55 кВт, дизель-генератор имеет электростартер и автоматический запуск (АВР). Дизельгенератор оборудован шумопоглащающим кожухом и размещается в защитном контейнере, для его установки не требуется отдельное помещение, а только готовится специальная железобетонная подушка с монтажным приспособлением для жесткого крепления оборудования.

5 РАСЧЕТ НОРМАЛЬНОГО И ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМА СХЕМЫ

5.1 Расчет электрических нагрузок сети 10 кВ

Определим электрические нагрузки, питаемые кабельными линиями от РП, для этого применяем коэффициент участия в максимуме нагрузок [3]. Расчетные нагрузки питаемые линиями 10 кВ представлены в таблице 5.1.

Коэффициент мощности для линии 10 кВ в период максимальной нагрузки принимаем равный 0,92, коэффициент реактивной мощности 0,43. Схема сети 10 кВ представлена в приложении 4, рис. 4.1.

Таблица 5.1 – Расчетные нагрузки линии 10 кВ

№ ТП	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ • А
ТП1	977	414	1061
ТП2	744	299	802
ТП3	980	378	1050
ТП4	770	310	830
ТП5	752	313	815
ТП6	968	420	1056

Вычислим нагрузку и ток линии W1, соединяющую сборные шины РП и первый трансформатор ТП3.

Расчетная активная нагрузка линии:

$$P_{р.w1}=k_У(P_{р,ТП3}+P_{р,ТП2}+P_{р,ТП1}+P_{р,ТП6}+P_{р,ТП5}+P_{р,ТП4}),\ кВт, \qquad (5.1)$$

где $P_{р.w1}$ – расчетная активная нагрузка линии, кВт;

$k_У$ – коэффициент совмещения максимумов нагрузок таблица 2.4.1.[3];

$P_{р,ТП}$ – активные нагрузки ТП, получающих, электроснабжение по рассчитываемой линии, кВт;

$$P_{р.w1}=0,8(770+752+968+977+744+980)=4152\ (кВт),$$

Определим реактивную нагрузку линии W1:

$$Q_{p.w1}=P_{p.w1}\cdot tg\varphi, \text{ квар}, \quad (5.2)$$

где $Q_{p.w1}$ − расчетная реактивная нагрузка линии, квар;

$P_{p.w1}$ − расчетная активная нагрузка линии, кВт; tgφ

− коэффициент реактивной мощности;

$$Q_{p.w1}=4152\cdot 0,43=1785,7 \text{ (квар)}.$$

Определим полную электрическую нагрузку линии:

$$Sp.w1=\sqrt{P2_{p.w1}+Q2_{p.w1}}, \text{ кВ}\cdot\text{А}, \quad (5.3)$$

где $S_{p.w1}$ − полная расчетная нагрузка линии, кВ· А;

$Q_{p.w1}$ − расчетная реактивная нагрузка линии, квр;

$P_{p.w1}$ − расчетная активная нагрузка линии, кВт;

$$S_{p.w1}=\sqrt{4152^2+1785^2}=4520 \text{ (кВ·А)}.$$

Вычислим расчетную силу тока линии:

$$I_{p,w1}=\frac{S_{p.w1}}{\sqrt{3}\cdot U_н}, \text{ А}, \quad (5.4)$$

где $I_{p,w1}$ − расчетная сила тока линии, А;

$S_{p.w1}$ − полная расчетная нагрузка линии, кВ· А;

$U_н$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$$I_{p,w1}=\frac{4520}{\sqrt{3}\cdot 10}=260\ (А).$$

5.2 Выбор кабельных линий 10 кВ

Произведем выбор сечения кабеля на напряжение 10 кВ и его проверку [10].

Определение сечения кабеля по экономически целесообразной плотности тока:

$$F = \frac{I_{p,w1}}{j_{эк}},\ мм^2, \qquad (5.5)$$

где $F_р$ – расчетное сечение кабеля, $мм^2$;

$I_{p,w1}$ – расчетная сила тока линии, А;

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока [11], $А/мм^2$;

$$F_р = \frac{260}{1,6}=163\ (мм^2).$$

Выбираем кабель ближайшим сечением 185 $мм^2$ с допустимой силой тока $I_{доп}$ =310 А, марки ААП2л 3× 185 – кабель с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией с вязким пропитывающим составом, герметичной оболочкой из алюминия, броней из стальных плоских проволок, в состав подушки входит два слоя поли-винил хлоридной ленты с наружным покровом из последовательно наложенных слоев битумного состава, пропитанной стеклянной пряжи, битумного состава, покрытия, предохраняющего витки кабеля от слипания [10].

Выполним проверку по нагреву током послеаварийного режима:

$$I_{па} \le k_{ср}\cdot k_{пр}\cdot k_{пер}\cdot k_{гр}\cdot I_{доп}, \qquad (5.6)$$

где $k_{ср}$ – коэффициент среды [11];

$k_{пр}$ – коэффициент прокладки, указывает на снижение допустимой силы тока при параллельной прокладке кабеля [11];

$k_{пер}$ – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме;

$k_{гр}$ – коэффициент теплового сопротивления грунта [11];

$I_{доп}$ – допустимая сила тока кабеля [11], А;

$$260 \leq 1 \cdot 1 \cdot 1{,}25 \cdot 1 \cdot 350 = 387 \text{ (А)}.$$

Выполним проверку кабеля по допустимому отклонению напряжения:

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{р} = \frac{\sqrt{3} \cdot Ip \cdot L \cdot 100(r0 \cdot \cos \varphi_{н} + x0 \cdot \sin \varphi_{н})}{U_{ном}}, \%, \qquad (5.7)$$

где $\Delta U_{доп}$ – допустимая потеря напряжения не более 6% [11];

$\Delta U_{р}$ – расчетная потеря напряжения в кабеле,(%);

L – длина кабельной линии, км;

r_0,x_0 – удельные активное и реактивное сопротивления кабеля , мОм/м [9];

$\cos \varphi_{н}$, $\sin \varphi_{н}$ – коэффициент нагрузки (0,92 и 0,39 соответственно);

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 260 \cdot 0{,}5 \cdot 100(0{,}169 \cdot 0{,}92 + 0{,}077 \cdot 0{,}39)}{10000} = 0{,}41 \text{ (\%)}.$$

Условие выполняется.

Проверим кабель на термическую стойкость:

$$F_{р} \geq F_{т.с.} = I^{(3)}_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t_{п}}}{C}, \text{ мм}^2, \qquad (5.8)$$

где $F_р$ – сечение выбранного кабеля, мм^2;

$F_{т.с.}$ – термически стойкое сечение кабеля, мм^2;

$I^{(3)}$ − ток трехфазного КЗ, кА;

$t_п$ − приведенное время КЗ;

С – коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева кабеля;

$$F_р \geq F_{т.с.} = 6430 \cdot \frac{\sqrt{0,1}}{90} = 23 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Условие выполняется.

Результат расчета и проверки остальных кабельных линий 10 кВ представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 − Выбор и проверка кабельных линий 10 кВ

№ КЛ	нача-ло	ко-нец	$I_Р$,А	L,км	Fэк мм^2	$I_{доп}$, А	К	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	ΔU, %	$F_{ТС}$, мм^2	Fр, мм^2
W1	РП	ТП3	261	0,5	163	310	387	0,16	0,077	0,40	22	185
W2	ТП3	ТП2	212	0,23	132	275	343	0,2	0,079	0,18	21	150
W3	ТП2	ТП1	162	0,15	102	240	300	0,24	0,081	0,11	20	120
W4	ТП1	ТП6	125	0,46	78	205	256	0,31	0,083	0,32	18	95
W5	ТП6	ТП5	76	0,35	48	140	175	0,59	0,09	0,27	15	50
W6	ТП5	ТП4	38	0,23	24	115	143	0,84	0,095	0,12	13	35
W7	РП	ТП4	261	0,3	163	310	387	0,16	0,077	0,24	14	185
W8	ТП4	ТП5	222	0,23	139	275	343	0,2	0,079	0,19	15	150
W9	ТП5	ТП6	184	0,35	115	240	300	0,24	0,081	0,28	15	120
W10	ТП6	ТП1	136	0,46	85	205	256	0,31	0,083	0,34	16	95
W11	ТП1	ТП2	86,8	0,15	54	165	206	0,42	0,086	0,09	19	70
W12	ТП2	ТП3	49,3	0,23	31	115	143	0,84	0,087	0,16	20	35

5.3 Выбор линий 0,4 кВ

Произведем расчёт и выбор питающих кабелей 0,4 кВ на примере трансформаторной подстанции ТП4 и потребителей питающихся он неё. Определим расчетную нагрузку линий W53, W56, по которым осуществляется электроснабжение здания №31 и здания №33, а так же линии W54- перемычка между ВРУ этих зданий [3].

$$S_{р.л}=S_{зд.max}+\sum_{1}^{n} k_{yi}\cdot S_{зд.i},\ кВ\cdot А, \qquad (5.9)$$

где $S_{зд.max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВ · А;

k_{yi} − коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов таблица 2.3.1.[3];

$S_{зд.i}$ − расчетная нагрузка остальных зданий питаемых по линии , кВ·А;

$$S_{р.л}=65+0,4\cdot 54=86,6\ (кВ\cdot А).$$

Определим расчетный ток линий W53, W56:

$$I_{р,w53}=\frac{S_{р.w53}}{\sqrt{3}\cdot Uн},\ А, \qquad (5.10)$$

где $S_{р.w53}$ − полная расчетная нагрузка линии, кВ· А;

$U_н$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$$I_{p,w53}=\frac{86,6}{\sqrt{3}\cdot 0,38}=132\ (A).$$

Расчетный ток линии W54 (перемычки), определяем по максимальной нагрузке одного из зданий:

$$I_{р,w54}= \frac{65}{\sqrt{3}\cdot 0,38}=99,2 \text{ (А)}.$$

Расчет токов остальных кабельных линий 0,38 кВ аналогичен и приведен в приложении 6, таблица П 6.1.

Произведем выбор и проверку сечения питающих кабелей 0,38 кВ на примере трансформаторной подстанции ТП4 линий W53,W56, а так же линии W54 [11].

Выполним выбор согласно, условий:

− по номинальному напряжению:

$$U_{нл} \geq U_{нс}, \text{кВ}, \qquad (5.11)$$

где Uнл –номинальное напряжение кабеля,кВ;

Uнс –номинальное напряжение сети, кВ;

$$0,4 \text{ кВ} \geq 0,38 \text{ кВ}.$$

− нагрев расчетным током примем сечение 50, $мм^2$:

$$I_{па} \leq k_{ср} \cdot k_{пр} \cdot I_{доп}, \text{А}. \qquad (5.12)$$

для кабельной линии W53 и W56

$$132 \leq 1 \cdot 0,9 \cdot 161=145 \text{ (А)}.$$

– в послеаварийном режиме

$$I_{па} \leq k_{ср} \cdot k_{пр} \cdot k_{пер} \cdot k_{гр} \cdot I_{доп}, \text{ А}; \qquad (5.13)$$

$$132 \leq 181 \text{ (А)}.$$

– выполним проверку кабеля по допустимому отклонению напряжения для W53:

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{р} = \frac{\sqrt{3} \cdot Ip \cdot L \cdot 100(r0 \cdot \cos \varphi_{н} + x0 \cdot \sin \varphi_{н})}{U_{ном}}, \%, \qquad (5.14)$$

где $\Delta U_{доп}$ – допустимая потеря напряжения не более 6% [11];

$\Delta U_{р}$ – расчетная потеря напряжения в кабеле,(%);

L – длина кабельной линии, км;

r_0,x_0 – удельные активное и реактивное сопротивления кабеля, мОм/м [9];

$\cos \varphi_{н}$, $\sin \varphi_{н}$ – коэффициент нагрузки (0,95 и 0,3 соответственно);

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 0{,}135 \cdot 100(0{,}625 \cdot 0{,}95 + 0{,}085 \cdot 0{,}3)}{380} = 4{,}8 \text{ (%)}.$$

Условие выполняется.

Согласно [11] на основании исследований кабели с алюминиевыми жилами сечением более 25 мм^2 на термическую стойкость при КЗ может не проверяться.

Выбираем окончательное сечение для W53 и для W54: F_W = 50 мм^2;

для W56 : F_W = 70 мм^2.

Согласно выбранного сечения выбираем марку кабеля АВБбШв 4×70 позволяющий применять его при наличии опасности механических повреждений

- кабель выполнен с алюминиевыми жилами, материал изоляции

поливинилхлорид, броня из стальных лент без подушки под броней. Наружный покров состоит из слоев битумного состава, поливинилхлоридной ленты и защитного шланга из поливинилхлорида. Результат расчета остальных кабельных линий микрорайона и их проверка представлены в приложении 5, таблица 5.1.

5.3 Выбор проводов во внутридомовой сети

Произведем расчет для самого удаленного от ТП1 дома №9 имеющего 3 подъезда и высоту 5 этажей, его питающий кабель имеет наибольшую длину и соответственно значительные потери напряжения.

Рассчитаем нагрузку первого подъезда количество квартир 20:

$$P_{кв}=n\cdot P_{уд}, \text{ кВт}, \quad (5.15)$$

где n − количество квартир, шт;

$P_{уд}$ − удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий таблица 6.1[1], кВт / шт.

$$P_{кв}=20\cdot 0,7=14 \text{ (кВт)}.$$

Определим реактивную нагрузку первого подъезда:

$$Q_{кв}=P_{кв}\cdot tg\varphi, \text{ кВт}; \quad (5.16)$$

$$Q_{кв}=14\cdot 0,29=4,1 \text{ (кВт)}.$$

Определим полную электрическую нагрузку подъезда:

$$S_{р.кв}=\sqrt{P_{кв}^2+Q_{кв}^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad (5.17)$$

$$S_{р.кв}=\sqrt{14^2+4,1^2}=15,5\ (кВ\cdot А).$$

Вычислим расчетную силу тока стояка первого подъезда:

$$I_{р.ст}=\frac{S_{р.кв}}{\sqrt{3}\cdot U_{н}},\ А; \qquad (5.18)$$

$$I_{р,w1}=\frac{15,5}{\sqrt{3}\cdot 0,38}=22\ (А).$$

Произведем выбор сечения провода стояка на напряжение 0,38 кВ и его проверку [10], прокладка в трубах. Выбираем провод ближайшим сечением 16 мм^2 п.7.1.34 [11] с допустимой силой тока $I_{доп}$ =90 А, марки АВВГ 4× 16 – кабель с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией, герметичной оболочкой из поливинилхлорида, без брони и без защитного наружного покрова [12].

Выполним проверку по нагреву расчетным током:

$$I_р \le k_{ср}\cdot k_{пр}\cdot I_{доп}; \qquad (5.19)$$

$$22 \le 90\ (А).$$

Выполним проверку кабеля по допустимому отклонению напряжения по формуле (5.14):

$$\Delta U_{доп}\ge\Delta U_р=\frac{\sqrt{3}\cdot 22\cdot 0,1\cdot 100(1,45\cdot 0,95+0,07\cdot 0,3)}{380}=1,4<2\ (\%).$$

Условие выполняется.

Выполним расчет для выбора проводки квартиры:

Выбираем провод марки ППВ 3× 2,5 медная жила согласно п. 7.1.34 [5] для прокладки под штукатуркой.

$$I_{нв} \leq I_{д}, A, \quad (5.20)$$

где $I_{нв}$ − номинальный тока выключателя установленного в квартирном щитке, А;

$$16,A<21\ (A).$$

Условие выполняется.

Выполним проверку по потере напряжения согласно формуле (5.14)

$$U_{доп} \geq \Delta U_{р} = \frac{21 \cdot 0,015 \cdot 100(7,17 \cdot 0,95+0,07 \cdot 0,3)}{220} = 0,16<2\ (\%).$$

Определим полную потерю напряжения от ТП1 до самой удаленной розетки первого подъезда дома №7.

$$\Delta\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{W}+\Delta U_{ст}+\Delta U_{кв}, \%, \quad (5.21)$$

$$U_{\Sigma} = 4,7+1,4+0,16=6,2\ (\%).$$

Согласно [13] для снижения потери напряжения, можно воспользоваться ПБВ трансформатора ТП, это позволит повысить напряжение на 5%.

В пункте 2 пояснительной записки для расчета осветительной нагрузки школьной площадки и стадиона, а так же детского сада выбраны светодиодные светильники TD-Street-100-400, для освещения скверов применены светодиодные светильники ДТУ 06-60-010.

Согласно [11] электроснабжение освещения территории детского сада и школы, а так же скверов, выполним кабелями.

Питание светильников освещения территорий школы и детского сада согласно п. 6.3.18[11] – осуществим непосредственно от трансформаторных подстанций, при этом должна быть обеспечена возможность местного управления.

Произведем выбор кабеля W79 для питания освещения детского сада №17 с игровой площадкой.

Активную нагрузку освещения определим по формуле:

$$P_{o.w79}=P_{л}\cdot n\cdot 1{,}08,\ Вт, \qquad (5.22)$$

где $P_{л}$ – активная мощность одной лампы, Вт;

n – количество светильников, шт;

$$P_{o.w79}=100\cdot 17\cdot 1{,}08=1836\ (Вт).$$

Определим реактивную мощность освещения

$$Q_{o.w79}=P_{o.w79}\cdot tg\varphi,\ вар; \qquad (5.23)$$

$$Q_{o.w79}=1836\cdot 0{,}62=1138{,}32\ (вар).$$

Полная расчетная мощность освещения:

$$S_{р.осв}=\sqrt{P^2_{o.w79}+Q^2_{o.w79}}\ ,\ В\cdot А\ ; \qquad (5.24)$$

$$S_{р,осв}=\sqrt{1836^2+1138{,}32^2}=2295\ (В\cdot А).$$

Определим расчетный ток кабельной линии W79:

$$I_{p,w79} = \frac{S_{p.w79}}{\sqrt{3}\cdot U_н}, \text{ А}, \qquad (5.25)$$

где $U_н$ – номинальное напряжение лампы, В.

$$I_{p,w79} = \frac{2,29}{\sqrt{3}\cdot 0,22} = 6 \text{ (А)}.$$

Расчет токов остальных кабельных линий освещения 0,4 кВ аналогичен и приведен в таблице 5.3.

Выбираем алюминиевый кабель сечением 25 мм^2, АВБбШв 4×25.

Произведем проверку:

- по номинальному напряжению:

$$U_{нл} \geq U_{нс}, \text{кВ}, \qquad (8.6)$$

где Uнл –номинальное напряжение кабеля,кВ;

Uнс –номинальное напряжение сети, кВ.

$$0,4 \text{ (кВ)} \geq 0,38 \text{ (кВ)}.$$

- нагрев расчетным током примем сечение 25, мм^2:

$$I_{па} \leq k_{ср}\cdot k_{пр}\cdot I_{доп}, \text{А}. \qquad (8.7)$$

Для кабельной линии W79

$$6, \text{А} \leq 1\cdot 0,9\cdot 0,92\cdot 115 = 104 \text{ (А)}.$$

- в послеаварийном режиме

$$I_{па} \leq k_{ср} \cdot k_{пр} \cdot k_{пер} \cdot k_{гр} \cdot I_{доп}, \text{ А}; \quad (8.8)$$

$$6{,}А \leq 129 \text{ (А)}.$$

– выполним проверку кабеля по допустимому отклонению напряжения для W79 по формуле (7.6).

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0{,}58 \cdot 100(1{,}17 \cdot 0{,}95 + 0{,}06 \cdot 0{,}3)}{380} = 1{,}8 \text{ (\%)}.$$

Условие выполняется.

Согласно [11] на термическую стойкость при КЗ алюминиевый кабель сечением 25 мм^2 не проверяем.

Таблица 5.3– Выбор и проверка кабельных линий освещения

№ линии	начало	конец	L, км	Рр кВт	Sр.л. кВ·А	Iр.л. А	F, мм^2	Iдоп, А	$I_п$, А	$\Delta U_{р,\%}$
W79	ТП1	сквер №8	0,17	0,17	0,216	0,6	4	35	39	0,2
W80	ТП2	детский сад	0,58	1,83	2,29	6	25	115	129	1,8
W81	ТП3	школа	0,67	2,16	2,7	7,1	35	135	152	1,7
W82	ТП4	сквер №33	0,11	0,17	0,216	0,6	4	35	39	0,1

В микрорайоне есть магистральные улицы районного и местного значение их освещение осуществляется светильниками TD-Street-100-40 имеющие световой поток 11250 (лм) и мощность потребления 100 (вт).

Осуществим электроснабжение освещения с помощью самонесущего изолированного провода (СИП), который обеспечивает высокую надежность электроснабжения, имеет малое реактивное сопротивление, отсутствие образования льда на проводах.

Произведем выбор провода для линии W81, ТП1.

Определим активную нагрузку провода

$$P_{o.w81}=100\cdot32\cdot1,08=3456\ (Вт).$$

Определим реактивную мощность освещения

$$Q_{o.w81}=3456\cdot0,62=2142,7\ (вар).$$

Полная расчетная мощность освещения

$$S_{р,осв}=\sqrt{3456^2+2142,7^2}=4320\ (В\cdot А).$$

Определим расчетный ток линии W81

$$I_{p,w81}=\frac{4,3}{\sqrt{3}\cdot0,2}=11,4\ (А).$$
2

Расчет токов остальных воздушных линий освещения 0,4 кВ аналогичен и приведен в таблице 5.4.

Выбираем СИП-1 3×50+1×95.

Произведем проверку:

- по номинальному напряжению:

$$0,4\ (кВ)\geq 0,38\ (кВ).$$

- нагрев расчетным током:

$$11,4\ А\leq1\cdot0,9\cdot0,92\cdot140=126\ (А).$$

- в послеаварийном режиме:

$$11{,}4\ (\text{A}) \leq 158\ (\text{A}).$$

− выполним проверку провода по допустимому отклонению напряжения для W81. Для проводов линии освещения $\Delta U_{доп}$=2,5%.

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_{р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11,4 \cdot 0,65 \cdot 100(0,64 \cdot 0,85 + 0,09 \cdot 0,5)}{380} = 1,8\ (\%).$$

Условие выполняется.

Таблица 5.4 − Выбор и проверка проводов линий освещения

№W	начало	L, км	Sр.л. В·А	Iр.л.А	СИП1 F, мм2	Iдоп, А	Ro, Ом/км	X_o, Ом/км	$\Delta U_{р,}$ %
W83	ТП1	0,65	4320	11,4	3×50+1×95	140	0,64	0,09	1,8
W84	ТП2	0,46	3105	8,2	3×35+1×50	115	0,87	0,091	1,4
W85	ТП3	0,45	3105	8,2	3×35+1×50	115	0,87	0,091	1,4
W86	ТП4	0,33	2025	5,3	3×16+1×25	70	1,91	0,074	1,5
W87	ТП5	0,43	2565	6,7	3×25+1×35	95	1,2	0,091	1,5
W88	ТП6	0,8	4000	10,5	3×50+1×95	140	0,64	0,09	2,1

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Расчет токов КЗ сети 10 кВ

Для выбора электрооборудования и проверки его по условиям термической и электродинамической устойчивости, и определения уставок релейной защиты и автоматики, а так же проверки их чувствительности необходимо рассчитать токи КЗ [11].

Расчет произведем в именованных единицах, так как в проекте имеем только одну ступень перехода напряжения [16].

Схема замещения для расчета тока КЗ представлена в приложении 6, рисунок П6.1 а - для первой резервирующей линии и приложение 6, рисунок П6.1 б - для второй линии 10 кВ

Для расчета токов КЗ имеем параметры питающей системы – начальный сверхпереходной ток $I''=7,1$, кА.

Соответственно определим параметры схемы замещения электрической системы:

$$x = \frac{U_{ср}^{c}}{\sqrt{3}\cdot I''}, \text{ Ом}, \qquad (6.1)$$

где $U_{ср}$ – среднее номинальное напряжение сети, кВ.

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3}\cdot 7,1} = 0,85 \text{ (Ом)}.$$

Определим параметры схемы замещения [16]:

Для кабельной линии W1:

$$r_к = r_{уд}\cdot L, \text{ мОм}; \qquad (6.2)$$

$$x_к = x_{уд} \cdot L, \text{ мОм}, \qquad (6.3)$$

где $r_{уд}$, $x_{уд}$ – удельное активное и реактивное сопротивления кабеля, Ом/км;

L− длина кабеля, км;

$$r_к=0,16\cdot0,5=0,08 \text{ (Ом)};$$

$$x_к=0,077\cdot0,5=0,0385 \text{ (Ом)}.$$

Полное сопротивление кабельной линии на схеме замещения:

$$zp.w1=\sqrt{r2_{p.w1}+x2_{p.w1}} \text{ ,Ом ,} \qquad (6.4)$$

где $z_{p.w1}$ − полное суммарное сопротивление прямой последовательности цепи тока КЗ, Ом;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ – удельное активное и реактивное сопротивления кабеля, Ом/км.

$$z_{p.w1}=\sqrt{0,08^2+0,038^2}=0,089 \text{ (Ом)}.$$

Определим ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_{кз}^{(3)}=\frac{U_{ср}}{\sqrt{3}\cdot Z_{\sum}}, \text{ кА,} \qquad (6.5)$$

где $I^{(3)}$ − сила тока трехфазного КЗ, кА;

$Z_{\sum}$ − полное суммарное сопротивление прямой последовательности цепи тока КЗ, Ом.

$$I_{кз}^{(3)}=\frac{10,5}{\sqrt{3}(0,85+0,089)}=6,46\ (кА).$$

Определим ударный ток трехфазного КЗ по формуле:

$$i_y=k_y\cdot\sqrt{2}\cdot I^{(3)},\ кА, \qquad (6.6)$$

где i_y – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

k_y – ударный коэффициент [16] определяется по формуле (6.7);

$I^{(3)}$ – сила тока трехфазного КЗ, кА.

$$k=1+e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \qquad (6.7)$$

$$k_y=1+e^{-\frac{0,01}{0,035}}=1,75;$$

$$i_y=1,75\cdot\sqrt{2}\cdot 6,46=15,9\ (кА).$$

Определим ток двухфазного тока короткого замыкания:

$$I_{кз}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I_{кз}^{(3)},\ кА; \qquad (6.8)$$

$$I_{кз}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot 6,46=5,59\ (кА).$$

Расчет токов КЗ остальных элементов сети 10 кВ ведется аналогично и результаты представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1− Результаты расчета тока КЗ сети 10 кВ

№линии	начало	конец	I_P,А	L,км	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	F, мм^2	Zw,Ом	точка КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	$I_{КЗ}^{(2)}$, кА	i_Y, кА
W1	РП	ТП3	261	0,5	0,16	0,077	185	0,089	К1	6,47	5,60	15,8
W2	ТП3	ТП2	212	0,23	0,2	0,079	150	0,049	К2	6,14	5,32	15,9
W3	ТП2	ТП1	162	0,15	0,24	0,081	120	0,038	К3	5,91	5,12	15,6
W4	ТП1	ТП6	125	0,46	0,31	0,083	95	0,148	К4	5,17	4,48	11,7
W5	ТП6	ТП5	76	0,35	0,59	0,09	50	0,209	К5	4,39	3,80	9,33
W6	ТП5	ТП4	38	0,23	0,84	0,095	35	0,194	К6	3,85	3,33	8,34
W7	РП	ТП4	261	0,3	0,16	0,077	185	0,053	К7	4,19	3,63	10,9
W8	ТП4	ТП5	222	0,23	0,2	0,079	150	0,049	К8	4,35	3,77	11,3
W9	ТП5	ТП6	184	0,35	0,24	0,081	120	0,089	К9	4,51	3,91	11,1
W10	ТП6	ТП1	136	0,46	0,31	0,083	95	0,148	К10	4,83	4,18	10,9
W11	ТП1	ТП2	86	0,15	0,42	0,086	70	0,064	К11	5,48	4,74	13,7
W12	ТП2	ТП3	49	0,23	0,84	0,087	35	0,194	К12	5,81	5,03	12,1

Для сети 10 кВ рассчитаем емкостный ток замыкания на землю:

$$I_{о.з.з} = \frac{U(35 \cdot L_к)}{350}, \text{ А}, \qquad (6.9)$$

где $I_{о.з.з}$ − сила тока однофазного короткого замыкания на землю, А;

$L_к$ – общая дляна электрически связанных кабельных линий, км.

$$I_{о.з.з} = \frac{U(35 \cdot 0{,}5+0{,}23+0{,}15+0{,}46+0{,}35+0{,}23)}{350} = 1{,}92 \text{ (А)}.$$

Так как $I_{о.з.з} < 20$ (А), то компенсация емкостного тока не требуется.

6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Для проверки электрооборудования на термическую и динамическую стойкость, а так же для выбора аппаратуры по отключающей способности выполняют расчёт металлических КЗ, так как при этом значение то КЗ максимально. Для проверки чувствительности защитных аппаратов и устройств релейной защиты, производится расчет дуговых КЗ, в этом случае ток КЗ минимален.

Рассчитаем ток КЗ для электрической сети, по которой запитан пяти этажный дом №9. Принципиальная схема участка сети изображена в приложении 7, рисунок П7.1, схема замещения представлена в приложении 7, рисунок П7.2.

Расчет производим согласно[14].

Сопротивления элементов системы высшего напряжения приводим к низшему по формуле:

$$r_н=r_в\left(\frac{U_{ном.н}}{U_{ном.в}}\right)^2, \text{ Ом;} \qquad (6.10)$$

$$x_н=x_в\left(\frac{U_{ном.н}}{U_{ном.в}}\right)^2, \text{ Ом,}$$

где $r_н$, $x_н$ – сопротивление элемента системы высшего напряжения приведенные к низшему, Ом;

Так сопротивление системы приведем к напряжению 0,4 кВ:

$$x_{с.н}=0{,}85\left(\frac{0{,}4\cdot10^3}{10\cdot10^3}\right)^2=0{,}00136 \text{ (Ом).}$$

Для питающей кабельной линии:

$$Z_{W.н}=0{,}088\left(\frac{0{,}4\cdot10^{3}}{10\cdot10^{3}}\right)^{2}=0{,}00014\ (\text{Ом}).$$

Определим сопротивление силового трансформатора:

$$x_т = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_н^2}{S_{ном.т}}, \text{ Ом}, \qquad (6.11)$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора,%;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ· А.

$$x_т = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10^3} = 0,0088 \text{ (Ом)}.$$

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_т = \frac{\Delta P_к}{1} \cdot \frac{U_н^2}{S_{ном.т}}, \text{ Ом}, \qquad (6.12)$$

где $\Delta P_к$ – потери КЗ трансформатора, кВт.

$$r_т = \frac{10,8 \cdot 10^3}{1} \cdot \frac{0,4^2}{1000^2} = 0,0017 \text{ (Ом)}.$$

Полное сопротивление силового трансформатора:

$$z_{р.т} = \sqrt{r^2 + x^2}, \text{ мОм}; \qquad (6.13)$$

$$z_{р.т} = \sqrt{1,7^2 + 8,8^2} = 8,96 \text{ (мОм)}.$$

Определим параметры схемы замещения для кабельных линий:

Для кабельной линии W1 - F=120, мм^2:

$$r_к=0,261\cdot0,162=0,0129\ (Ом);$$

$$x_к=0,08\cdot0,162=0,042\ (Ом).$$

Сопротивление петли фаза-ноль определяется аналогично

$$Z_{п,ф\text{-}0}=0,616\cdot0,162=0,099\ (Ом).$$

Полное сопротивление кабельной линии на схеме замещения:

$$z_{р.w1}=\sqrt{42^2+12,9^2}=43,9\ (мОм).$$

Сопротивление кабеля стояка по тем же формулам W2 – F=16, мм^2:

$$r_к=1,95\cdot0,02=0,039\ (Ом);$$

$$x_к=0,095\cdot0,02=0,0019\ (Ом);$$

$$Z_{п,ф\text{-}0}=4,6\cdot0,02=0,092\ (Ом);$$

$$z_{р.w1}=\sqrt{0,039^2+0,0019^2}=0,039\ (Ом).$$

Аналогично сопротивление для провода квартиры до дальней розетки:

$$r_к=7,4\cdot0,015=0,111\ (Ом);$$

$$x_к=0,116\cdot0,015=0,00174\ (Ом);$$

$$Z_{п,ф\text{-}0}=17,46\cdot0,015=0,26\ (Ом);$$

$$z_{р.w1}=\sqrt{0,111^2+0,00174^2}=0,111\ (Ом).$$

Согласно [14] при расчете сети 0,38 (кВ), для более точного определения

токов КЗ необходимо учитывать активные сопротивления различных контактов

и контактных соединений а так же индуктивные сопротивления токовых катушек автоматических выключателей и трансформаторов тока.

Сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей:

для автоматического выключателя QF1− I= 1600, А, r_{QF}=0,14, мОм;

x_{QF}=0,08, мОм;

Для выключателя QF2 I= 400, А, r_{QF}=0,65 мОм, x_{QF}=0,17 мОм;

Сопротивления контактных соединений кабелей:

для F=120, мм^2, $r_к$=0,024 мОм;

для F=16, мм^2 , $r_к$=0,085 мОм;

Сопротивления разъемных контактов коммутационных аппаратов

для QS1 , $r_к$=0,02 мОм;

Сопротивление трансформатора тока 400/5:

$r_{та}$=0,11 мОм, $x_{та}$=0,17 мОм;

Определим ток КЗ для точки К1, ток трехфазного металлического КЗ:

$$I^{(3)}_{кз1} = \frac{400}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{(0{,}0026)^2+(0{,}0107)^2}} = 20{,}9 \text{ (кА)}.$$

Определим сопротивление дуги в месте КЗ:

$$r = \frac{E_д \cdot L_д}{I^{(3)}_{кз1}}, \text{ мОм,} \qquad (6.14)$$

где $E_д$ − напряжение в стволе дуги, В/мм;

$L_д$ – длина дуги, мм;

$I^{(3)}$ – ток трехфазного металлического КЗ, кА.

$$r_д = \frac{1{,}6\cdot 60}{20990} = 0{,}0045 \text{ (Ом)}.$$

Определим ток трехфазного КЗ с учетом дуги:

$$I^{(3)}_{кз1,min} = \frac{400}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{(0{,}0026+0{,}0045)^2+(0{,}0107)^2}} = 14{,}7\ (кА).$$

Определим ударный ток КЗ:

$$I_у = 1{,}1\cdot\sqrt{2}\cdot 20{,}9 = 32{,}5\ (кА).$$

Силу тока двухфазного КЗ с учетом сопротивления дуги определим следующим образом:

$$I^{(2)}_{кз,\ min} = \frac{\sqrt{3}}{2}\cdot 14{,}7 = 12{,}78\ (кА).$$

Силу тока КЗ определим по упрощенной формуле:

$$I^{(1)}_{кз,\ min} = \frac{\bar{U}_ф}{\frac{Z_т}{\sqrt{3}}+Z_{п,ф\text{-}0}},\ кА, \qquad (6.15)$$

где Zт – полное сопротивление питающего трансформатора, мОм;

$Z_{п,ф\text{-}0}$ – полное сопротивление петли фаза-ноль до точки кз, мОм.

Сопротивление трансформатора для схемы $\Delta/Y-0$ рассчитаем по формуле:

$$Z_т = \sqrt{(3\cdot x_т)^2+(3\cdot r_т)^2},\ мОм; \qquad (6.16)$$

$$Z_т = \sqrt{(3\cdot 8{,}8)^2+(3\cdot 1{,}7)^2} = 26{,}5\ (мОм).$$

Полное сопротивление петли фаза-ноль от силового трансформатора до точки КЗ, вычислим по формуле:

$$Z_{п.ф-0}= \sum_{i=1}^{n} L \cdot Z_{п.ф-0,уд,i}, \text{ мОм}, \quad (6.17)$$

где L − длина соответствующего участка сети, км;

$Z_{п.ф-0,уд,i}$ – удельное сопротивление петли фаза-ноли i-го участка, Ом/км;

Так сопротивление петли фаза-ноль на самой удаленной розетке квартиры будет:

$$Z_{п.ф-0}=0,099+0,092+0,26=0,45 \text{ (Ом)}.$$

И ток однофазного КЗ в квартире будет равен:

$$I^{(1)}_{кз,\,min} = \frac{220}{\frac{0,0265}{} +0,45} =0,479 \text{ (кА)}.$$

Расчет остальных точек КЗ аналогичен, результат расчета токов КЗ дома №9 представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 − Результат расчета токов КЗ 0,4 кВ от ТП до жилого дома №9

Точка КЗ	$I^{(3)}_{кз}$, кА	$I^{(3)}_{кз,min}$,кА	$I^{(2)}_{кз,min}$,кА	$I^{(1)}_{кз,min}$,кА	$i_у$, кА
К1	20,89	14,76	12,78	11,05	32,17
К2	3,93	2,77	2,40	1,93	6,05
К3	2,41	1,71	1,48	1,09	3,72
К4	1,13	0,80	0,69	0,49	1,74

Расчет КЗ до ВРУ жилых домов и общественных зданий аналогичен приведенному выше и представлен в приложении 8, таблица П8.1.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ

7.1 Выбор аппаратуры в сети 10 кВ

Для трансформаторных подстанций роль распределительного устройства 10 кВ выполняют камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО), на смену устаревшим камерам разработанным в 70-ых годах используют камеры КСО-10-Э1 со встроенным оборудованием и аппаратурой.

Рассмотрим аппараты, которыми комплектуется камера ввода силового трансформатора.

В целях снижения затрат для защиты силовых трансформаторов в ячейках КСО устанавливаются высоковольтные предохранители с кварцевым наполнением ПКТ -103-10-100-12,5 У3 однополюсный, с указателем срабатывания, номинальным током 100А и номинальным током отключения 12,5 кА. Для остальных КТП с трансформаторами ТМГ 630/10 применяются предохранители ПКТ -103-10-80-20 У3.

Проверим параметры предохранителя [9] для трансформатора ТП1 ТМГ 1000/10.

$$U_{ном.пр} \geq U_{ном.с}, \text{ кВ}, \quad (7.1)$$

где $U_{ном.пр}$ − номинальное напряжение предохранителя, кВ;

$U_{ном.с}$ − номинальное напряжение сети, кВ.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

Проверим по условию рабочего максимального тока:

$$I_{ном.вст} \geq I_{р.}, \text{ А}, \quad (7.2)$$

где $I_{ном.пр}$ – номинальный ток плавкой вставки, А;

$I_{р.max}$ − расчетная сила тока определяется по формуле (6.12), А.

$$I_{р.}=I_{н.т.}\cdot 1{,}7,\ А, \qquad (7.3)$$

где $I_{н.т.}$ – номинальная сила тока трансформатора, А;

1,7 – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания при включении трансформатора.

$$I_{н.т.}=\frac{S_{н.т}}{\sqrt{3}\cdot U_{н.т}},А; \qquad (7.4)$$

$$I_{н.т.}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 10}=57{,}7\ (А);$$

$$I_{р.}=57{,}7\cdot 1{,}7=100\ (А);$$

$$100\ (А)=100\ (А).$$

Условие выполняется.

Выполним проверку предохранителя по отключающей способности:

$$I^{(3)}\leq I_{отк},\ кА, \qquad (7.5)$$

где $I^{(3)}$ – сила тока трехфазного КЗ, кА;

$I_{отк}$ – предельно отключаемый ток предохранителя , кА.

$$5{,}17\ (кА)\leq 12{,}5\ (кА).$$

Определим коэффициент чувствительности предохранителя:

$$K_ч = \frac{I^{(2)}_{кз.min}}{I_{ном.вст}} \geq 3, \quad (7.6)$$

где $I^{(2)}$ − минимальная сила тока КЗ, кА.

$$K_ч = \frac{4480}{100} = 44,8 > 1,5.$$

Требуемые условия выполняются.

Так же для коммутации силового трансформатора ячейка КСО-10-Э1 комплектуется выключателем нагрузки, трехпозиционный ВНТ-2П и заземляющим разъединителем ЗР [18] управление контактами выключателя и заземляющими ножами осуществляется с помощью привода ПР-10

Выполним проверку коммутационных аппаратов:

−по напряжению установки

$$U_{ном.} \geq U_{ном.с}, \text{ кВ}, \quad (7.7)$$

где $U_{ном.пр}$ − номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{ном.с}$ − номинальное напряжение сети, кВ.

$$12 \text{ (кВ)} \geq 10 \text{ (кВ)}.$$

Условие выполняется.

− проверим по условию рабочего максимального тока:

$$I_{ном.} \geq I_{р.max}, \text{ А}, \quad (7.8)$$

где $I_{ном.пр}$ – номинальный ток аппарата, А; $I_{р.max}$

− расчетный максимальный ток, А.

630 (A) ≥ 61,2 (A).

Условие выполняется.

− проверим по условию электродинамической стойкости

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \text{ кА}, \quad (7.9)$$

где $i_{уд}$ − трехфазный ток КЗ, кА;

$i_{дин}$ − сквозной ток КЗ (динамическая стойкость) , кА.

$$11{,}77 \text{ (кА)} \leq 51 \text{ (кА)}.$$

Условие выполняется.

Выполним проверку по термической стойкости:

$$B_к \leq I^2 \cdot t, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (7.10)$$

где $B_к$ −тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$;

$I_в$-сила тока термической стойкости, кА;

t− время протекания тока КЗ, с.

$$57{,}3 \text{ } (кА^2 \cdot с) < 400 \text{ } (кА^2 \cdot с).$$

Условие выполняется.

Выбор и проверка остальных коммутационных аппаратов ТП аналогичен. Применяем для ввода и отходящей кабельной линии аналогичные аппараты и ячейку КСО, так же применяем две ячейки КСО с выключателями нагрузки ВНТ-2П-10/630 для обеспечения секционирования на стороне 10 кВ ТП.

Параметры заземляющего разъединителя ЗР для ввода силового трансформатора ТП1.

$$U_{ном.с}=10\ (кВ)\ \le\ U_{ном.}=10\ (кВ);$$

$$i_{уд}=11{,}77\ (кА) \le i_{дин}=51\ (кА);$$

$$B_к=57{,}3\ (кА^2\cdot с) \le I^2\cdot t=400\ (кА^2\cdot с).$$

Требуемые условия выполняются.

На распределительном пункте в РУ-10 кВ устанавливаются аналогичные ячейки КСО-10-Э1, укомплектованные вакуумными выключателями BB/TEL 630 А и двухпозиционный разъединитель ротационного типа SVR/ti фирмы «Sarel» 630 А, проверку параметров выполним согласно формул (6.16)-(6.19), результат проверки:

- для вакуумного выключателя BB/TEL

$$I\ p.max = 261\ (А) \le Iном.= 630\ (А);$$

$$I_{кз}^{(3)}=6{,}47(кА) \le I_{ном.\ откл.}=20\ (кА);$$

$$i_{уд}=15{,}87(кА) \le i_{дин}=51(кА);$$

$$B_к=57{,}3\ (\ кА^2\cdot с) \le I^2\cdot t=400\ (кА^2\cdot с).$$

Требуемые условия выполняются;

- для разъединителя SVR/ti

$$I_{ном.}=630\ А;$$

$$i_{дин}=51\ кА;$$

$$B_к=400\ (кА^2\cdot с).$$

Параметры удовлетворяют требуемым условиям.

Так же для РУ принимаем к установке антирезонансный трансформатор напряжения НАМИТ-10-2УХЛ2, обеспечивающий передачу измерительной информации приборам защиты, автоматики, сигнализации и управления для

сетей 10 кВ. Для сети 10 кВ применяем ограничители перенапряжения ОПН-10УХЛ2 для защиты от импульсных перенапряжений.

7.2 Выбор аппаратуры в сети 0,4 кВ

Соблюдая требования [5] для электроустановок до 1 кВ жилых и общественных зданий к расчету принимаем систему TN-S – это система в которой нейтраль источника глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединяются к глухозаземлённой нейтрали источника, посредством нулевых защитных проводников. При этом нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем протяжении системы.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках до 1 (кВ), следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА, п1.7.50[11].

В соответствии, с вышеизложенным текстом, для защиты самой удаленной квартиры жилого дома №9 устанавливаем УЗО 2Р 16 А 10 мА фирмы ИЭК марка ВД1-63.

Параметры УЗО:

- номинальное напряжение Uн= 220, В;
- номинальная сила тока Iн=16, А;
- дифференциальный ток утечки $I_{\Delta n}$= 10, мА; Tn=0,05, с.

Распределительное устройство НН 0,38 кВ ТП, состоит из типовых панелей ЩО-70, соединенных с трансформатором шинами. Панели ЩО70 делятся на вводные, линейные, секционные, панели с аппаратурой АВР, панели диспетчерского управления уличным освещением, панели учета.

Выберем и проверим аппаратуру, изображенную в приложении 7,

рисунок П7.1 для жилого дома №9. Выбираем автоматические выключатели в квартирном щитке QF4-QF6 марка ВА 47-100 фирмы ИЭК.

Выполним проверку, согласно условий:

−по номинальному напряжению:

$$U_{ном.сети} \leq U_{ном.выкл}, \text{ В}, \quad (7.11)$$

где $U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение сети, В;

$U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение выключателя, В.

$$380 \leq 400 \text{ (В)}.$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{р,max} \leq I_{ном.выкл}, \text{ А}, \quad (7.12)$$

где $I_{р,max}$ – максимальная расчетная сила тока, А;

$I_{ном.выкл}$ – номинальная сила тока выключателя, А.

$$13 \leq 16 \text{ (А)}.$$

Условие выполняется.

Выполним проверку по току срабатывания от перегрузки

$$I_{с.п.} \leq 1{,}15 \cdot I_{допл}, \text{ А}, \quad (7.13)$$

где $I_{с.п.}$- сила тока срабатывания при перегрузке, А;

$I_{допл}$ – допустимый длительный ток проводки квартиры, А;

Коэффициент, учитывающий запас по току у автоматических выключателей с нерегулируемой характеристикой k=1,15.

$$16 \leq 26{,}25 \text{ (А)}.$$

Условие выполняется.

Условие по току срабатывания отсечки:

$$I_{раб.max} \cdot K_n \leq I_{с.о}, \text{ А}, \quad (7.14)$$

где $I_{раб.max}$ − максимальная рабочая сила тока, А;

K_n – коэффициент надежности отстройки;

$I_{с.о}$ – сила тока срабатывания отсечки, А.

$$16 \cdot 1,5 \leq 5 \cdot I_{н.в} \text{ (А)};$$

$$24 \leq 80 \text{ (А)}.$$

Условие выполняется.

Выполним проверку по времени срабатывания отсечки:

$$t_{с.о.п.} + \Delta t \leq t_{с.о.}, \text{с}, \quad (7.15)$$

где $t_{с.о.п.}$- время срабатывания отсечки предыдущей защиты, с;

Δt – ступень селективности, с;

$t_{с.о.}$ – время срабатывания отсечки выключателя, с.

$$0,007 \leq 0,008 \text{ (с)}.$$

Условие выполняется.

Проверка по току предельной коммутационной способности:

$$I^{(3)} \leq I_{пк}, \text{ А}, \quad (7.16)$$

где $I^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, кА;

$I_{пк}$ − ток предельной коммутационной способности выключателя, кА.

$0,6 \leq 10$ (кА).

Условие выполняется.

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$K_ч = \frac{I^{(1)}_{кз.min}}{I_{с.о}} \geq 1{,}45, \qquad (7.17)$$

где $I^{(1)}$ − минимальная сила тока КЗ, кА.

$$K_ч = \frac{0{,}42}{0{,}08} = 5{,}25 > 1{,}45.$$

Все требуемые условия соблюдаются, автоматический выключатель ВА 47-100 соответствует необходимым требованиям.

Произведем выбор предохранителей стояка первого подъезда дома №9 FU1.

К установке принимаем предохранитель марки НПН2-60:

Uн= 0,38 кВ, I пл.вст = 31,5 А, Iотк.=10 кА , $t_{с.п.}$=0,05 с.

$$K_ч = \frac{I^{(1)}_{кз.min}}{I_{н.вст}} = \frac{1090}{32} = 34 > 1{,}45.$$

Все требуемые условия выполняются.

Для ВРУ дома выбираем вводной автоматический выключатель QF3 ВА88-35 фирмы ИЭК с электромагнитным , и тепловым расцепителем, Uном.в = 400 В, Iном.в=250 А, In=160 А, tco=0,08 с.

$$I_{со} = 7{,}5 \cdot I_{n.расц} = 7{,}5 \cdot 160 = 1200\ (А) > 255(А);$$

$$K_ч = \frac{I^{(1)}_{кз.мин}}{I_{со}} =$$

1,93 = ~~1,7~~≥1,5;
1,2

Iпкс=35 (кА) >I_y =6 (кА).

Требуемые условия выполняются.

Для оперативного управления на каждой отходящей кабельной линии от ТП1 устанавливаем линейный автоматический выключатель, для отходящей кабельной линии W24 до жилого дома №9 выбираем к установке QF2 выключатель марки ВА-88-37 с электронным расцепителем (1,5÷ 12)·In, Uном.в=400 В, Iном.в=400 А, In=315 А, tco=0,1 с.

$$Ico=8 \cdot In.p = 8 \cdot 315=2520\ (А) > Ico=8 \cdot In.p= 8 \cdot 315=2520\ (А);$$

$$K_ч = \frac{I^{(1)}_{кз.мин}}{Ico} = \frac{11,05}{2,5} = 4,46 > 1,5;$$

$$Iпкс=35\ (кА) > I_у = 32\ (кА).$$

Условия выполняются.

Выбираем вводной автоматический выключатель 0,4 кВ ТП1 QF1.

Определим силу тока допустимой перегрузки трансформатора:

$$I_{доп.пер,Т} = \frac{K_{доп} \cdot S_{ном,\ т}}{\sqrt{3} \cdot Uном},\ А, \qquad (7.18)$$

где $K_{доп}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

$$I_{доп.пер,Т} = \frac{1,6 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2430\ (А).$$

Вычислим расчетную силу тока ТП1:

$$I_{р,ТП1} = \frac{1061}{\sqrt{3} \cdot 0,38}$$

=1600 (A).

Согласно полученным данным выбираем вводной выключатель для ТП1 фирмы ИЭК ВА88-43 1600 с электронным расцепителем: Uном.в=400 В, Iном.в=1600 А, tco=0,3 с.

$$Iпкс=50\ (кА) > I_у = 32\ (кА);$$

$$Iс.n=1,25 \cdot Iн.расц=2000\ (А) < Iдоп.пер.Т=2430\ (А);$$

$$Iсо=3,9 \cdot Iн.расц=7500\ (А) > Кн \cdot Ксз \cdot Iн.расц=4800\ (А);$$

$$K_ч = \frac{I^{(1)}_{кз.мин}}{Iсо} = \frac{12,8}{7,5} = 1,7 > 1,5.$$

Все условия выполняются.

Выбор секционного выключателя ТП 1 аналогичен, марка выключателя IEK ВА88-40: Uном.в=400 В , Iном.в=800 А, tco=0,5 с.

$$K_ч = \frac{I^{(1)}_{кз.мин}}{Iсо} = \frac{12,8}{8} = 1,6 > 1,5;$$

$$Iсо=7,8 \cdot Iн.расц=8000\ (А) > Кн \cdot Ксз \cdot Iн.расц=2400\ (А);$$

$$Iс.n=1,25 \cdot Iн.расц=1000\ (А) < Iдоп.пер.Т=2430\ (А);$$

$$Iпкс=35\ (кА) > I_у = 32\ (кА).$$

Требуемые условия выполняются.

Выбор и проверка линейных автоматических выключателей остальных отходящих кабельных линий представлен в приложении 9, таблица П 9.1.

Выбор автоматических выключателей QF1 остальных ТП на 0,4 кВ и секционных выключателей представлен в таблице 7.1.

Карта селективности защитной аппаратуры на примере ТП 1 представлена на рисунке 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор автоматических выключателей 0,38 кВ ТП

№ТП	назн.	Iдоп, А	Iраб.тп А	Iк (3) max, кА	Iк (3) min кА	марка выкл.	Iн.в, кА	Iс.n, кА	Iсо, кА	tco с	Кч
ТП1	вводн	2434	1614	21	11	ВА88-43	1,6	2	5,6	0,25	2
ТП1	секц.	1217	807	-	11	ВА88-40	0,8	1	2,8	0,25	3,9
ТП2	вводн	1533	1220	14	10	ВА88-43	1,25	2	4,3	0,25	2,3
ТП2	секц.	767	610	-	10	ВА88-40	0,63	0,78	2,2	0,25	4,5
ТП3	вводн	1533	1533	14	10	ВА88-43	1,6	2	4,8	0,25	2,1
ТП3	секц.	767	767	-	10	ВА88-40	0,8	1	2,8	0,25	3,6
ТП4	вводн	1533	1263	14	10	ВА88-43	1,6	2	4,8	0,25	2,1
ТП4	секц.	767	631	-	10	ВА88-40	0,8	1	2,8	0,25	3,6
ТП5	вводн	1533	1240	14	10	ВА88-43	1,25	2	4,3	0,25	2,3
ТП5	секц.	767	620	-	10	ВА88-40	0,8	1	2,8	0,25	3,6
ТП6	вводн	2434	1597	21	11	ВА88-43	1,6	2	5,6	0,25	2
ТП6	секц.	1217	799	-	11	ВА88-40	0,8	1	2,8	0,25	3,9

Для каждой отходящей линии ТП в ячейке 0,4 кВ устанавливается трансформатор тока (ТТ) опорный ТО - 0,66. Выбор соответствующих коэффициентов трансформации представлен в таблице 7.2, выбор ТТ для остальных ТП аналогичен.

Таблица 7.2 – Выбор трансформаторов тока для ТП1

№ линии	начало	конец	Iуд	Iр.л. А	Ктт
13	ТП1	ВРУ 1	15,89	309	400/5
14	ТП1	2 маг.	28,99	435	500/5
15	ТП1	ВРУ 3	9,78	256	300/5
18	ТП1	ВРУ 5	19,41	361	400/5
19	ТП1	ВРУ 5	13,85	361	400/5
20	ТП1	ВРУ 6	16,97	199	200/5

7.3 Выбор аппаратуры осветительной сети

Рассчитаем токи КЗ аналогично п.7.5.1 пояснительной записки. Результат расчета сведем в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 − Результат расчета токов КЗ осветительной сети

№W	нача-ло	конец	Iуд, кА	$I_к^{(3)}$, кА	$I_к^{(3)}{}_{min}$, кА	$I_к^{(2)}{}_{min}$, кА	L, км	Ro, Ом/км	X_o, Ом/км
W79	ТП1	сквер №8	25	18,88	13,34	11,56	0,17	5,21	0,9
W80	ТП2	дет.сад	20,69	13,34	9,43	8,16	0,58	1,17	0,06
W81	ТП3	школа	20,72	13,36	9,44	8,17	0,67	0,84	0,06
W82	ТП4	сквер №33	20,66	13,32	9,41	8,15	0,10	5,21	0,9
W83	ТП1	дорога	27,06	19,19	13,56	11,75	0,65	0,64	0,09
W84	ТП2	дорога	20,75	13,38	9,45	8,19	0,46	0,87	0,091
W85	ТП3	дорога	20,76	13,38	9,46	8,19	0,45	0,87	0,091
W86	ТП4	дорога	20,71	13,36	9,44	8,17	0,33	1,91	0,074
W87	ТП5	дорога	20,73	13,36	9,44	8,18	0,43	1,2	0,091
W88	ТП6	дорога	25	19,15	13,53	11,72	0,8	0,64	0,09

Выберем защиту осветительной сети, выбор аналогичен п. 7.6 пояснительной записки для примера выберем автоматический выключатель для линии W79 ВА 88-32: Uном.в=400 В, Iном.в = 125 А > Ip.w=15,1 А, Iсо=500 А, tсо=0,1 с.

$$In = 16\ (А) < Iдоп.=143\ (А);$$

$$Iпкс=25,\ кА > I^{(3)}_{кз.} =13,34\ (кА);$$

$$K_ч = \frac{I^{(1)}_{кз.мин}}{Iсо} = \frac{8,16}{0,5} = 16,3 > 1,5.$$

Требуемые условия выполняются.

Выбор остальных автоматических выключателей осветительной сети аналогичен и приведен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 − Выбор автоматических выключателей осветительной сети

№ W	марка авт.выкл	$I_к^{(3)}$, кА	$I_к^{(2)}{}_{min}$ кА	Iр.л, А	Iдп, А	Iн.в., А	Iс.n А	Iсо, кА	Кч	Iпкс кА	tco,c
W79	ВА88-32	18,88	11,56	7	35	125	12,5	0,5	23	25	0,04
W80	ВА88-32	13,34	8,16	15,1	115	125	16	0,5	16	25	0,04
W81	ВА88-32	13,36	8,17	17,7	135	125	25	0,5	16	25	0,04
W82	ВА88-32	13,32	8,15	7	35	125	12,5	0,5	16	25	0,04
W83	ВА88-32	19,19	11,75	17	140	125	25	0,5	24	25	0,04
W84	ВА88-32	13,38	8,19	12,2	115	125	16	0,5	16	25	0,04
W85	ВА88-32	13,38	8,19	12,2	115	125	16	0,5	16	25	0,04
W86	ВА88-32	13,36	8,17	8	70	125	12,5	0,5	16	25	0,04
W87	ВА88-32	13,36	8,18	10,1	95	125	16	0,5	16	25	0,04
W88	ВА88-32	19,15	11,72	15,8	140	125	16	0,5	23	25	0,04

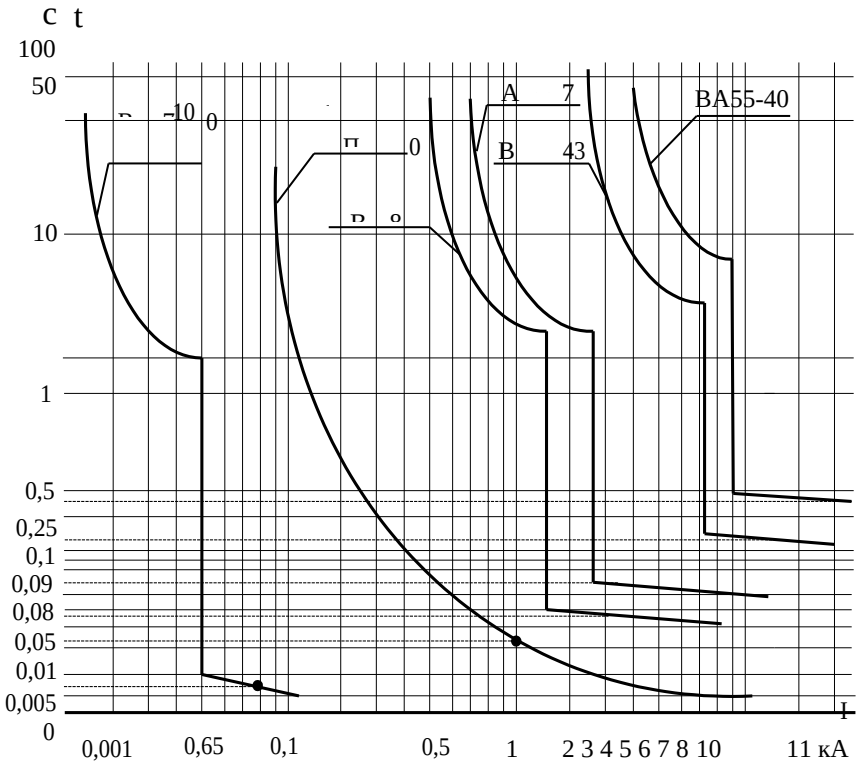


Рисунок 7.1 – Карта селективности защитной аппаратуры сети 0,4 кВ на примере ТП1

8 ЗАЩИТА ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ОТ НЕНОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Согласно п.3.2.93 [11] для защиты отходящих от РУ двух кабельных линий 10 кВ выполняем двухступенчатую защиту, первая ступень - токовая отсечка, и вторая ступень, это максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени. И руководствуясь п.3.2.96 [11] применяем защиту от однофазных замыканий на землю. Согласно п.3.3.2[11] для быстрого восстановления питания потребителей, путем автоматического включения выключателей, отключенных устройством РЗ, применяются устройства АПВ.

Защиту отходящих кабельных линий 10 кВ выполним на основе микропроцессорного блока релейной защиты и автоматики БМРЗ-152-Д-КЛ «механотроника».

Аналоговые выходы контролируют фазные токи в диапазоне от 9,25 до 250 А, а также линейное напряжение фаз с шинного трансформатора напряжения (ТН) и напряжение нулевой последовательности с шинного ТН в пределах от 2 до 260 В [16].

Определим уставку защиты первой ступени – токовой отсечки. Токовая отсечка– это токовая защита максимального типа.

Рассчитываем уставку МТЗ-1 для линии W1-W6:

По условию отстройки от тока КЗ в точке К6 за предохранителями приложение 6, рисунок П6.1.

$$I_{со}=k_з \cdot I^{(3)}_{_} \text{ ,кА,} \qquad (8.1)$$

где $I_{со}$ – сила тока срабатывания токовой отсечки, кА;

$k_з$ – коэффициент запаса, (1,1);

$I^{(3)}_{_}$ – сила тока трехфазного КЗ в точке 6, кА.

$I_{со}=1,1\cdot3,33=3,66$ (кА).

По условию отстройки от бросков тока намагничивания всех силовых трансформаторов, присоединенных к линии:

$$I_{со} \geq (3 \div 4) \cdot \left(\sum_{i}^{n} I_{ном.Ti} \right), А, \qquad (8.2)$$

где $I_{ном.ті}$ − номинальная сила тока і-го трансформатора, А;

Номинальную силу тока трансформаторов определим по вышеприведенной формуле

$$I_{н.Т1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1_0} = 57,7 \text{ (А)}.$$

Расчет номинальных токов для остальных трансформаторов аналогичен.

$$3660 \text{ (А)} > (3 \div 4) \cdot (2 \cdot 57,7 + 4 \cdot 36,3) = 781 \div 521 \text{ (А)}.$$

Так как условие выполняется, то принимаем ток срабатывания токовой отсечки $I_{со}$=3,6 (кА).

Определим максимальный рабочий ток линии

$$I_{р.max} = \left(\sum_{i}^{n} I_{р.Т\ номі} \right), А, \qquad (8.3)$$

где $I_{р.Ti}$ – номинальная сила тока трансформаторов, А.

$$I_{р.max} = 2 \cdot 57,7 + 4 \cdot 36,3 = 260 \text{ (А)}.$$

Определим ток срабатывания защиты (уставку)

$$I_{с.з.уст} = \frac{I_{со} \cdot k_{сх}}{k_т}, \text{ А} \quad , \tag{8.4}$$

где $I_{со}$ − сила тока срабатывания токовой отсечки, кА;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, (1);

$k_т$ − коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{с.з.уст} = \frac{3660 \cdot 1}{400/5} = 45{,}75 \text{ (А)}.$$

Определим уставку МТЗ-3:

Силу тока срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{k_з \cdot k_{сзп}}{k_в} \cdot I_{р.max}, \text{ А} \quad , \tag{8.5}$$

где $k_з$ − коэффициент запаса, (1,1);

$k_{сзп}$ − коэффициент самозапуска (1,25);

$k_в$ – коэффициент возврата (0,95);

$I_{р.max}$ − максимальная расчетная сила тока, А.

$$I_{с.з.} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}25}{0{,}95} \cdot 260 = 376 \text{ (А)}.$$

Определим уставку по току МТЗ-3

$$I_{с.з.уст} = \frac{376 \cdot 1}{400/5} = 4{,}7 \text{ (А)}.$$

Диапазон и дискретность уставок позволяют выставить данные параметры для БМРЗ-152-КЛ [19], характеристику выбираем независимой. В таком случае время срабатывания МТЗ-3 отстраиваем от времени перегорания плавких вставок, защиты трансформаторов. Согласно [20] время перегорания плавкой вставки предохранителя ПКТ -103-10-100-12,5 У3 составляет 0,5 с, тогда время срабатывания МТЗ-3 определим:

$$t_{с.з.w1} = \max(t_{с.з.Т1}) + \Delta t, \text{ с}; \quad (8.6)$$

$$t_{с.з.w1} = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ (с)}.$$

Проверим максимальную защиту по условию чувствительности при двухфазном КЗ в конце защищаемого элемента для минимального режима питающей сети:

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{k.min}}{I_{с.з}} \geq 1,5; \quad (8.7)$$

$$k_ч = \frac{3330}{376} = 8,85 \geq 1,5.$$

Условие чувствительности выполняется.

Произведем расчет уставок для защиты от однофазного замыкания на землю (ОЗЗ). Защита действует на сигнал. Отстроим время срабатывания защиты от времени срабатывания МТЗ линии W1-W6:

$$t_{озз} = t_{мтз} + \Delta t, \text{ с}; \quad (8.8)$$

$$t_{озз} = 0,9 + 0,4 = 1,3 \text{ (с)}.$$

Необходимо отстроить действие защиты от тока срабатывания емкостной силы тока, и от тока небаланса при КЗ сети. Емкостный ток замыкания на землю определен по формуле и равен $I_{о.з.з} = 1,92$ (А).

В случае возникновения перемежающейся дуги в мечте повреждения, броски емкостного тока могут превышать в 4-5 раз его установившееся значение. Согласно этому условию первичный ток срабатывания защиты принимаем равный:

$$I_{сз}=k_з \cdot k_б \cdot I_{о.з.з}, A, \quad (8.9)$$

где $k_з$ − коэффициент запаса, (1,1);

$k_б$ – коэффициент броска емкостного тока (4 ÷ 5);

$I_{о.з.з}$ − сила тока однофазного КЗ на землю, А.

$$I_{сз}=1,1 \cdot 3 \cdot 1,92=6,33 \text{ (А)}.$$

Выберем трансформатор тока нулевой последовательности ТЗРЛ 100 30/1 используемый для сигнализации замыканий на землю в сетях 10 кВ. Коэффициент трансформации $k_{тт}$=30/1.

Определим ток срабатывания для устройства БМРЗ

$$I_{с.з.уст}=\frac{I_{сз}}{k_т}, A \ , \quad (8.10)$$

где $k_т$ − коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$$I_{с.з.уст}=\frac{6,33}{30/1}=0,21 \text{ (А)}.$$

Уставки защит для линии W1-W6 сведем в таблицы 8.1, уставки для линии W7-W12 представим в таблице 8.2.

Таблица 8.1 – Уставки защит линии W1-W6 для БМРЗ-152-КЛ

МТЗ-1		МТЗ-3		ОЗЗ	
$I_{с.з.уст}$,А	$t_{уст}$,с	$I_{с.з.уст}$,А	$t_{уст}$,с	$I_{с.з.уст}$,А	$t_{уст}$,с
45,75	0,1	4,7	0,9	0,21	1,3

Таблица 8.2 – Уставки защит линии W7-W12 для БМРЗ-152-КЛ

МТЗ-1		МТЗ-3		ОЗЗ	
$I_{с.з.уст}$,А	$t_{уст}$,с	$I_{с.з.уст}$,А	$t_{уст}$,с	$I_{с.з.уст}$,А	$t_{уст}$,с
44,75	0,1	4,7	0,9	0,21	1,3

Представим карту селективности на рисунке 8.1.

Автоматическое повторное включение (АПВ) принимаем однократного действия. Выдержка времени срабатывания АПВ для линии W1-W6 определим по выражению:

$$t_{АПВ,W1}=t_{Qвкл}+t_{Qоткл}+ \Delta t_д+\Delta t, \text{ с }, \quad (8.11)$$

где $t_{Qвкл}$,$t_{Qоткл}$ – время включения и отключения выключателя, с;

$\Delta t_д$ − время деионизации среды в месте КЗ, с;

Δt – время запаса (0,5 (с)).

$$t_{АПВ,W1}=0,5+0,1+ 0,1+0,5=1,2 \text{ (с)}.$$

Расчет времени АПВ для линии W7-W12 аналогичен.

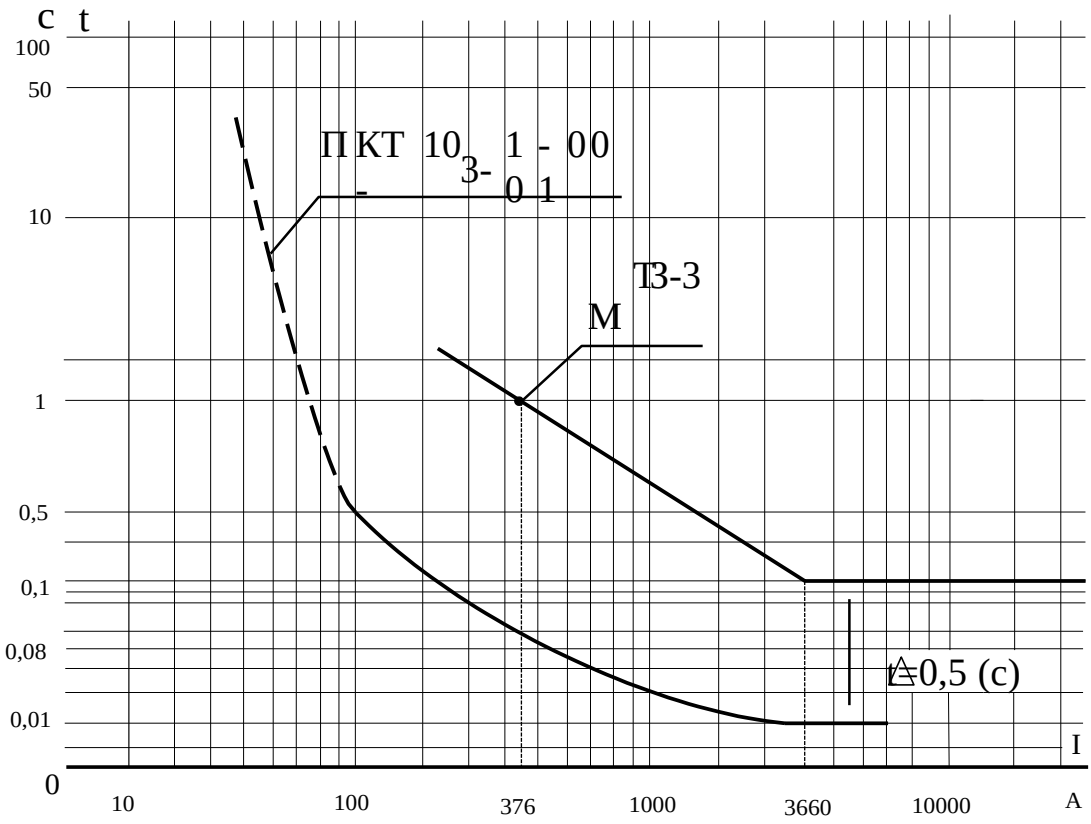


Рисунок 8.1 – Карта селективности защиты 10 кВ линии W1-W6

9 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

В настоящее время с увеличением количества потребителей электроэнергии, возрастает и загруженность электрических сетей, и пиковые нагрузки, что пагубно сказывается на качестве электроснабжения, и работе энергосистемы.

Следует уделить особое внимание возможным способам энергосбережения, а именно:

1) снижению потерь при передаче электроэнергии;
2) применение конденсаторных установок, как технических средств для снижения потерь электроэнергии;
3) выравнивание нагрузок фаз сети 0,4 (кВ);
4) использование наиболее современного и энергоэффективного электрооборудования, снижение установленной мощности;
5) повышение коэффициента мощности cos φ у потребителей;
6) равномерная загрузка электрооборудования (силовых трансформаторов, электродвигателей);
7) более плотное заполнение ночного графика нагрузки.

Одним из примеров повышения экономии электроэнергии служит замена морально устаревших светильников ЖКУ с лампами ДНаТ и ДРЛ пна более совершенные и экономичные светодиодные источники света.

Так в проектируемом микрорайоне выбраны светодиодные источники света. Это позволяет значительно снизить объем затрат на обслуживание и закупаемую электрическую энергию, сокращение удельных расходов энергоресурса.

Приведём технико-экономическое сравнение двух вариантов электрического освещения микрорайона. В качестве первого варианта используем светильники ЖКУ с лампами ДНаТ и в качестве второго варианта применим предлагаемые на современном рынке эффективные светодиодные

светильники, производимые для замены устаревших источников света.

Относительно систем электроснабжения следует отметить замена системы наружного освещения на современную приводит к снижению риска аварий, снижению пиковых нагрузок, повышению качества электроэнергии, снижению потерь в сетях.

Сэкономленную электроэнергию при замене ртутных светильников на светодиодные, можно вычислить по следующей формуле:

$$Э_н=(P_{дрл}-P_{свд})\cdot n\cdot T\cdot K_c, \text{ кВт·ч}, \quad (9.1)$$

где $Э_н$ − экономия электроэнергии в натуральном эквиваленте, кВт· ч;

$P_{дрл}$ − установленная мощность лампы ДНаТ, Вт;

$P_{свд}$ − установленная мощность светодиодного светильника, Вт;

n − количество ламп, шт;

T − средняя продолжительность часов работы светильников в году;

K_c − коэффициент использования.

Так при использовании светильника TD Street-100-400 мощностью P= 100 Вт, взамен ЖКУ 16 с лампой ДНаТ-250 потребляемой мощностью P = 274 Вт, в количестве 113 шт. мы получаем экономию электроэнергии за год.

$$Э_н=(0{,}274-0{,}1)\cdot 113\cdot 4000\cdot 1=78648 \text{ (кВт·ч)}.$$

Годовая экономия энергии в денежном выражении составит

$$Э_{ден}=Э_н\cdot В, \text{ тыс.руб.}, \quad (9.2)$$

где $Э_{ден}$ − сэкономленная энергия в денежном выражении, тыс. руб.; $Э_н$ − экономия электроэнергии в натуральном эквиваленте, кВт· ч; В

−тариф на электроэнергию 3,83 руб./кВт· ч [21].

$$Э_{ден}=78648\cdot3,83=301221 \text{ (тыс.руб.)}.$$

Годовая экономия в денежном выражении при замене остальных источников света представлена в таблице 9.1. Кроме того светильники типа ЖКУ требуют ежегодного обслуживания (замена ламп, ремонт, утилизация).

Вычислим приведенные капитальные затраты за год и сведем их в таблицу 9.1

$$З=(К+В\cdot Р_{л}\cdot Т+О)\cdot n, \text{ тыс.руб./год }, \quad (9.3)$$

где З − приведенные затраты за год, тыс. руб.;

К − капитальные вложения, руб.;

В − стоимость электроэнергии, руб./ кВт· ч;

$Р_{л}$ – потребляемая электроэнергия, кВт· ч;

Т − средняя продолжительность часов работы светильников в году;

О −стоимость обслуживания светильников ЖКУ (замена ламп утилизация), руб.;

n −количество светильников, шт.

Приведенные капитальные затраты для светильников ЖКУ с лампами ДНаТ-250 составят:

$$З=(5783+3,83\cdot0,274\cdot4000+700)\cdot113=1206,92 \text{ (тыс.руб./год)}.$$

Приведенные капитальные затраты для светильников TD STREET 100 мощностью 100 Вт составят:

$$З=(8760+3,83\cdot0,1\cdot4000+0)\cdot113=1162,9 \text{ (тыс.руб./год)}.$$

Из полученных расчетов видно, что приведенные годовые капитальные

затраты на установку 113 шт. светодиодных светильников TD STREET 100

взамен ЖКУ-250 составят на 43,9 тыс. руб. меньше. Что подтверждает выгодность светодиодного освещения.

Таблица 9.1 − Технико-экономическое сравнение источников света

Тип светильника	ЖКУ- 250	ЖКУ-150	ЖТУ- 70	TD STREET 100	TD STREET 100	ДТУ006-60-010
Количество, шт	113	70	12	113	70	12
Рном, Вт	274	169	75	100	85	40
Стоимость, руб.	5783	3500	2880	8760	5260	2000
Цена лампы, руб.	444	321	299	-	-	-
Срок службы, час	10000	10000	10000	80000	80000	80000
Потребление за год, кВт·ч	123848	47320	3600	45200	23800	1920
Затраты на обслуживание руб.	700	700	200	-	-	-
Приведенные затраты за год тыс руб	1206,9	475,2	50,7	1162,9	459,3	31,3
Сэкономлено за год, кВт·ч	-	-	-	78648	23520	1680
Сэкономлено за год, тыс. руб.	-	-	-	301,22	90,08	6,43
Итого выгода за один год, тыс. руб	-	-	-	43,92	15,88	19,39
Окупаемость, лет				3,3	4,1	3,7
Общая сумма сэкономленных средств тыс. руб.						79,19

Таким образом, высвобождаемая энергия за 1 год составит 103848 (кВт· ч), и общая экономия от внедрения светодиодных светильников уже в первый год составит 79,19 тыс. руб. И средняя окупаемость инвестиций составит от 3 до 4 лет, что при сроке службе светодиодных светильников более 20 лет, приемлемо.

10 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

10.1 Сметно-финансовой расчет объекта строительства

На основании схемы электроснабжения микрорайона лист 2, сведем применяемые электрооборудование и расходные материалы в смету спецификацию приложение 10, таблица П 10.1

Составление локальной сметы представлена в базисных ценах 01.01.2001г. на монтажные работы [22] и в текущих ценах на оборудование приложение 11, таблица П 11.1.

За базисный индекс удорожания принимаем индекс изменения стоимости строительно-монтажных работ на I квартал 2019 года для Вологодской области [22] для общеотраслевого строительства индекс к ТЕР-2001 без НДС $I_{смр}$=9,72;

для подземной прокладки кабеля с алюминиевыми жилами $I_{смр}$ =7,68;

для сети наружного освещения с воздушной прокладкой проводов $I_{смр}$ =6,26;

для пусконаладочных работ $I_{смр}$ =23,87.

Для того чтобы определить сметную стоимость строящегося объекта в ценах текущего периода, необходимо исчислить полную сметную стоимость строящегося объекта по видам строительства, т.е. учесть накладные расходы, которые определялись на период, когда действовали прейскурантные цены.

Полная стоимость объекта:

$$C_п=C_{смр}+C_{об}+C_{пр}, \text{ руб.} \quad (10.1)$$

где $C_{смр}$ – стоимость строительно-монтажных работ по возведению зданий и сооружений, монтажа технологического оборудования, руб.;

$C_{об}$ – затраты на приобретение основного и вспомогательного технологического оборудования;

$C_{пр}$ – прочие лимитированные затраты, руб.

Пересчет локальной сметы в текущие цены при использовании базисно - индексного метода.

1. Затраты на основную заработную плату по монтажу и по эксплуатации машин текущего года.

$$C_{зп2001}=(C_{зп}+C_{зп.м})\cdot K_{рег}, \text{ руб.} \quad (10.2)$$

где Крег – региональный коэффициент.

$$C_{зп2001}=(172072,3+6924,944)\cdot 1=178997,24 \text{ (руб.)}.$$

2. Затраты на эксплуатацию строительных машин и оборудования при монтаже:

$$C_{эм2001}=(C_{эм}+C_{зп.м})\cdot K_{рег}, \text{ руб.} \quad (10.3)$$

$$C_{эм2001}=(96571,2+6924,944)\cdot 1=103496,1 \text{ (руб.)}$$

3. Затраты на материалы необходимые для выполнения СМР при монтаже

$$C_{мат2001}=C_{мат}\cdot K_{рег}, \text{ руб.} \quad (10.4)$$

$$C_{мат2001}=94087,83\cdot 1=94087,83 \text{ (руб.)}$$

Расчет стоимости строительно-монтажных работ при монтаже

$$C_{СМР2016}=(C_{пз2001}+C_{н2001}+P_{см2001})\cdot I_{смр}\cdot K \quad , \text{ руб.} \quad (10.5)$$

где $C_{пз2001}$ – прямые затраты, включающие стоимость материалов, изделий,

конструкций, оплаты труда рабочих и эксплуатации машин;

$С_{нр2001}$ – накладные расходы, руб.;

$Р_{см2001}$ – сметная прибыль, руб.;

$I_{смр}$ − индекс изменения сметной стоимости СМР и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением ТЕР-2001 Вологодской области на I квартал 2019 года (9,72).

1.Расчет прямых затрат.

$$С_{ПЗ2001}=С_{зп2001}+С_{эм2001}+С_{мат2001}, \text{ руб.} \quad (10.6)$$

где $С_{зп2001}$ – оплата труда рабочих занятых непосредственно на СМР;

$С_{эм2001}$ – расходы по эксплуатации строительных машин и оборудования;

$Р_{мат2001}$ – расходы на материалы необходимые для выполнения СМР.

$$С_{ПЗ2001}=178997,24+103496,1+94087,83=466227,62 \text{ (руб.)}.$$

2. Накладные расходы:

$$С_{н2001}=(С_{зп2001}+С_{зп.м2001})\cdot К_{н}, \text{ руб.} \quad (10.7)$$

где $С_{зп2001}$ – суммарная величина основной зарплаты строителей и механизаторов;

$К_{н}$ – норматив накладных расходов установленных государственным строем РФ [23].

$$С_{н2001}=268643,6\cdot 0,95=255211,38 \text{ (руб.)}$$

3. Сметная прибыль:

$$Р_{см2001}=(С_{зп2001}+С_{зп.м2001})\cdot К_{п}, \text{ руб.} \quad (10.8)$$

где $К_п$ – норматив сметной прибыли [24].

$$Р_{см2001}=(172072,3+6924,9)\cdot 0,65=174618,31 \text{ (руб.)}.$$

Определим стоимость строительно-монтажных работ в текущих ценах по формуле для монтажа.

$$С_{СМР2018}=(376581,17+268368,67 +183620,67)\cdot 9,72=7133992,1 \text{ (руб.)}.$$

Для остальных видов строительства стоимость СМР определяется аналогично и сведена в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Стоимость СМР по видам строительства в текущих ценах

Вид строительства	Индекс удорожания $I_{смр}$,	Стоимость прямых затрат $С_{пз2001}$,руб.	Стоимость накладных расходов $С_{нр2001}$,руб.	Сметная прибыль $Р_{см2001}$,руб.	Стоимость СМР в текущих ценах $С_{СМР2018}$,руб.
Монтажные работы	9,72	466227,62	255211,38	174618,31	7715053,53
Подземная прокладка кабеля в траншее	7,68	990363,96	443363,54	303354,00	11794783,36
Наружное освещение	6,26	408392,69	180332,14	123385,15	4557503,81
Пусконаладочные работы	23,87	27931,41	26534,84	18155,42	1652869,00
Итого, руб.					25720209,69

Расчет затрат на приобретение основного и вспомогательного технологического оборудования.

$$С_{об}=С_о+С_{доп}, \text{ руб.} \quad (10.9)$$

где $C_о$ – стоимость основного технологического оборудования, руб.;

$C_{доп}$ – дополнительные затраты связанные с приобретением оборудования, руб.;

1. Расчет стоимости основного технологического оборудования.

$$C_о = \sum_{i=1}^{i} P_{обi} \cdot H_i \text{, руб.} \qquad (10.10)$$

где $P_{обi}$ – цена завода изготовителя или оптово-розничная цена на каждую i единицу оборудования, руб.;

H_i – количество единиц i оборудования имеющего одинаковую цену, шт.

$$C_о = 12189990{,}16 \text{ (руб.)}.$$

2. Расчет дополнительных затрат связанных с приобретением оборудования.

$$C_{доп}=C_{зч}+C_{ту}+C_{сб}+C_{ком}+C_{зс}+C_{тр}, \text{ руб.} \qquad (10.11)$$

2.1. Стоимость запасных частей:

$$C_{зч}=K_{зч} \cdot C_о, \text{ руб.} \qquad (10.12)$$

где Кзч − коэффициент, учитывающий стоимость запасных частей п.4.56 [25].

$$C_{зч}=0{,}02 \cdot 12189990{,}16 = 243799{,}8 \text{ (руб.)}.$$

2.2. Расходы на тару и упаковку:

$$С_{ту}=К_{ту}\cdot С_{о}, \text{ руб.} \quad (10.13)$$

где $К_{ту}$ – коэффициент, учитывающий расходы на тару и упаковку п.4.58 [25].

$$С_{ту}=0,015\cdot 12189990,16=182849,85 \text{ (руб.)}.$$

2.3. Транспортные расходы:

$$С_{тр}=К_{тр}\cdot С_{о}, \text{ руб.} \quad (10.14)$$

где $К_{тр}$ - коэффициент, учитывающий транспортные расходы. п.4.60 [25].

$$С_{тр}=0,03\cdot 12189990,16=365699,7 \text{ (руб.)}.$$

2.4. Стоимость услуг посреднических и сбытовых организаций:

$$С_{сб}=К_{сб}\cdot С_{о}, \text{ руб.} \quad (10.15)$$

где $К_{сб}$ − коэффициент, учитывающий снабженческо-сбытовую наценку п.4.62 [25].

$$С_{тр}=0,05\cdot 12189990,16=609499,51 \text{ (руб.)}.$$

2.5. Расходы на комплектацию:

$$С_{ком}=К_{ком}\cdot С_{о}, \text{ руб.} \quad (10.16)$$

где $К_{ком}$ – коэффициент, учитывающий расходы на комплектацию (п.4.63) [25].

$$С_{ком}=0,005\cdot12189990,16=60949,95 \text{ (руб.)}.$$

2.6. Заготовительно-складские расходы:

$$С_{зс}=К_{зс}\cdot С_{о}, \text{ руб.} \quad (10.17)$$

где $К_{зс}$- коэффициент, учитывающий заготовительно-складские расходы. п.4.64 [25]

$$С_{зс}=0,012\cdot12189990,16=146279,88 \text{ (руб.)}.$$

Вычислим стоимость дополнительных затрат по формуле (12.11)

$$С_{доп}=1609078,7 \text{ (руб.)};$$

$$С_{об}=12189990,16 + 1609078,7 = 13799068,87 \text{ (руб.)}.$$

Определим сметную стоимость материалов, изделий и конструкций:

$$С_{мат}=(С_{отп}+С_{тр}+С_{ту})\cdot К_{зг}, \text{ руб.} \quad (10.18)$$

где $С_{отп}$ – отпускная цена поставщика на материалы, изделия или конструкции;

$С_{тр}$ – транспортные расходы;

$С_{ту}$ – расходы на тару и упаковку;

$k_{зг}$ – коэффициент, учитывающий заготовительно-складские расходы

п.4.64 [25];

$$С_{мат}=(7493972+224819,16+112409,58+89927,66)=7921128,4 \text{ (руб.)}.$$

Лимитированные и прочие затраты.

1. Затраты на временные здания и сооружения.

$$С_{ВЗ\ 2019}=С_{СМР\ 2019}\cdot К_{вз}, \text{ руб.} \quad (10.19)$$

где $К_{вз}$ – сметная норма затрат учитывающие дополнительные затраты на временные здания и сооружения. П2,6 [26];

$$С_{ВЗ\ 2019}=25720209,69\cdot 0,039=1003088,18 \text{ (руб.)}.$$

2. Затраты на работу в зимнее время

$$С_{З\ 2019}=С_{СМР\ 2019}\cdot К_{з}\cdot К_{п}, \text{ руб.} \quad (10.20)$$

где Кз – среднегодовая сметная норма, учитывающая дополнительные затраты строительной организации при работе в зимнее время таблица 4 [27];

Kn – поправочный коэффициент, учитывающий изменение продолжительности расчетного зимнего периода и количества ветреных дней. таблица 4 для Вологодской обл. [27].

$$С_{З\ 2019}=25720209,69\cdot 2,1\cdot 0,45=24305598,16 \text{ (руб.)}.$$

3. Затраты на перевозку крупногабаритных и тяжеловесных грузов

$$C_{гр\ 2019}=C_{СМР\ 2019}\cdot K_{гр}, \text{ руб.} \quad (10.21)$$

где $K_{гр}$ − коэффициент, учитывающий дополнительные затраты строительной организации, связанные с перевозкой крупногабаритных и тяжеловесных грузов п 9.4 [28].

$$C_{гр\ 2019}=25720209{,}69\cdot 0{,}0003=7716{,}06(\text{руб.}).$$

4. Средства на покрытие затрат строительных организаций по платежам на добровольное страхование.

$$C_{стр\ 2019}=C_{СМР\ 2019}\cdot K_{стр}, \text{ руб.} \quad (10.22)$$

где $K_{стр}$ − коэффициент, учитывающий дополнительные затраты строительной организации на осуществление добровольного страхования деятельности. п9.9[25].

$$C_{стр\ 2019}=25720209{,}69\cdot 0{,}03=771606{,}29\ (\text{руб.}).$$

6. Затраты, связанные с премированием за ввод в эксплуатацию в срок построенных объектов.

$$C_{эксп\ 2019}=C_{СМР\ 2019}\cdot K_{эксп}, \text{ руб.} \quad (10.23)$$

где $K_{эксп}$ − сметная норма, учитывающая размер средств на премирование за ввод в действие объекта п.2.5 [29].

$C_{эксп\ 2019}$=25720209,69·0,025=643005,24 (руб.).

7. Дополнительные затраты по охране объектов строительства

$$C_{охр\ 2019}=C_{СМР\ 2019}\cdot K_{охр}, \text{ руб.} \quad (10.24)$$

где $K_{охр}$ − сметная норма, учитывающая размер средств, отчисляемых на охрану объекта [30].

$$C_{охр\ 2019}=25720209,69\cdot 0,013=334362,73 \text{ (руб.)}.$$

8. Расходы на содержание дирекции строящихся объектов.

$$C_{дир\ 2019}=C_{СМР\ 2019}\cdot K_{дир}, \text{ руб.} \quad (10.25)$$

где $K_{дир}$ − коэффициент, учитывающий затраты на содержание дирекции строящихся объектов [31].

$$C_{дир\ 2019}=25720209,69\cdot 0,011=282922,31 \text{ (руб.)}.$$

Прочие лимитированные затраты составят

$$C_{ПР} = 27348298,96 \text{ (руб.)}.$$

9. Резерв средств на непредвиденные работы и затраты

$$C_{непр}=C_{п2019}\cdot K_{непр}, \text{ руб.} \quad (10.26)$$

где $K_{непр}$ − коэффициент, учитывающий размер резерва на непредвиденные

работы и затраты п. 4.96 [25].

Полная стоимость объекта без учета авторского надзора и резерва:

$$С_{п\ 2019}=С_{СМР\ 2019}+С_{об\ 2019}+С_{пр\ 2019}+С_{мат\ 2019}, \text{ руб.} \quad (10.27)$$

$$С_{п\ 2019}=25720209,69+13799068,87+27348298,96+7921128,40=74788705,92 \text{ (руб.)}.$$

Определим непредвиденные затраты

$$С_{непр}=74788705,92 \cdot 0,03=2243661,18 \text{ (руб.)}.$$

Полная стоимость объекта:

$$С_{п\ 2019}=371568578,54 +11147057,36=77032367,10 \text{ (руб.)}.$$

Итоговая стоимость электромонтажных работ в текущих ценах 2019 года представлена в приложении 12, таблице П12.1.

10.2 Оценка эффективности инвестиционных

вложений Срок окупаемости определяется:

$$Т_{ок}=\frac{Р_н}{\sum \frac{П_{рi}}{Д_i}}, \quad (10.28)$$

где $Р_Н$ – сметная стоимость капитальных вложений;

Пр – прибыль i-го года;

Д – дисконта i-го года.

Дисконта (текущая стоимость единицы) определяется как:

$$Д_i = \frac{}{(1+E)^i}, \qquad (10.29)$$

где E − нормативный коэффициент эффективности инвестиций, определяемый процентной ставкой Центробанка и % конкретного инвестора ч7.п7. [32];

i − порядковый номер года.

Определим стоимость реализуемой в течение одного года электроэнергии.

$$Ц_{э.год}=\beta \cdot W_{э.год}, тыс.руб. \quad (10.30)$$

где β =4,51 руб/кВт·ч − плата за потреблённую электроэнергию; [21]

$W_{э.год}$ − реализованная электроэнергия за одни год, определяется по формуле (10.31):

$$W_{э.год}=0,7 \cdot P_{max} \cdot t, кВт \cdot ч, \quad (10.31)$$

где P_{max} − заявленная мощность потребителей (P_{max} =5,7 МВт).

$$P_{max}= S \cdot \cos\varphi=6,3 \cdot 0,9=5,7 (мВт);$$

$$W_{э.год}=0,7 \cdot 5700 \cdot 8760=34952400 (кВт \cdot ч).$$

Тогда, электроэнергия реализуемая в течение одного года:

$$Ц_{э.э.год} = 4,51 \cdot 34952400 =133867,69 (тыс. руб.).$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в первом году:

$$П_р= 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 =13386,76 (тыс. руб.);$$

$$А=Н \cdot (См+С), \quad (10.32)$$

где Н − норма амортизации 5,3%, определяется по формуле (10.33) п19 [33];

См − стоимость материалов, тыс. руб.;

С − стоимость оборудования, тыс. руб..

$$Н=\frac{1}{Г}\cdot 100, \qquad (10.33)$$

где Н − норма амортизации, %;

Г − срок полезного использования основного средства, лет.

$$Н=\frac{1}{15}\cdot 100=6\ \%;$$

$$А=0,06\cdot(7921,1+13799)=1303,2\ (тыс.\ руб.);$$

$$К_д=\frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)}=11540,3\ (тыс.руб.).$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования во втором году:

$$П_р=0,1\cdot Ц_{э.э.год}=0,1\cdot 133867,69=13386,76\ (тыс.\ руб.);$$

$$К_д=\frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^2}=9948,5\ (тыс.руб.).$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в третьем году:

$$П_р=0,1\cdot Ц_{э.э.год}=0,1\cdot 133867,69=13386,76\ (тыс.\ руб.);$$

$$К_д=\frac{13386,76+1303,2}{(1+0,16)^3}=8576,3\ (тыс.руб.).$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в четвертом году:

$П_р$= 0,1·$Ц_{э.э.год}$ = 0,1·133867,69 =13386,76 (тыс. руб.);

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^4} = 7393,4, \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в пятом году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,0,53)^5} = 6373,6 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в шестом году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^6} = 5494,5 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в седьмом году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^7} = 4736,6 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в восьмом году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^8} = 4083,3 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в девятом году:

$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76$ (тыс. руб.);

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^9} = 3520,1 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в десятом году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^{10}} = 3034,6 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в одиннадцатом году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^{11}} = 2616,0 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в 12-м году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^{12}} = 2255,2 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в 13-м году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^{13}} = 1944,1 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в 14-м году:

$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76$ (тыс. руб.);

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^{14}} = 1676 \text{ (тыс.руб.).}$$

Прибыль и коэффициент дисконтирования в 15-м году:

$$П_р = 0,1 \cdot Ц_{э.э.год} = 0,1 \cdot 133867,69 = 13386,76 \text{ (тыс. руб.);}$$

$$К_д = \frac{13386,76+1303,2}{(1+0,053)^{15}} = 1444,8 \text{ (тыс.руб.).}$$

Итого: 74637,3 тыс. руб.

Капитальные вложения по смете составили (сметная стоимость):

$$СМР = 90898,19 \text{ тыс. руб.}$$

Проиндексируем сметную стоимость:

$$СМР_д = \frac{СМР \text{ (за 1 год)}}{(1+Н_д)^n} \text{,тыс.руб.,} \qquad (10.33)$$

где СМР − сметная стоимость за 1 год на 15 лет;

НД − ставка дисконтирования.

$$СМР_д = \frac{90898,19}{15(1+0,053)^1} = 5224 \text{,тыс.руб.}$$

Для 15 лет итоги индексации СМР сведем в таблицу 10.2

Таблица 10.2 − Итоги индексации сметной стоимости на 15 лет

№п.п	Кд тыс. руб.	№п.п	Кд тыс. руб.
1	5224	9	1593,5
2	4503,5	10	1373,7
3	3882,3	11	1184,2
4	3346,8	12	1020,9
5	2885,2	13	880,1
6	2487,2	14	758,7
7	2144,2	15	654
8	1848,4		
Итог тыс.руб.		33786,6	

Индекс рентабельности инвестиций:

$$Ир= \frac{\sum^{n} ПРд}{\sum^{n} СМРд}. \qquad (10.34)$$

Рентабельность инвестиций проверяется согласно условию:

Рентабельно 1<Ир<1 не рентабельно.

$$И_р= \frac{74637,3}{33786,6} =2,2>1.$$

Так как индекс рентабельности больше 1, то разработанная схема электроснабжения микрорайона является рентабельной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе все необходимые расчеты, выполнены согласно действующим методикам, стандартам и нормативным документам. Разработана электрическая схема, отвечающая всем требованиям и нормативам, позволяющая осуществлять электроснабжение жилых домов и общественных зданий, с наименьшей вероятностью аварийного отключения и перебоев в электроснабжении для всех категорий э лектропотребителей в соответствии с ПУЭ[11].

Потребителям первой категории электроснабжения, уделено особое внимание, так как нарушение условий электроснабжения этих потребителей может привести к серьезным последствиям, и угрожать жизни людей. Для увеличения надежности электроснабжения применены двух-трансформаторные подстанции с устройством АВР на стороне 0,4 кВ, и обеспечивается резервирование на стороне 10 кВ двухлучевой схемой со встречным питанием от двух не зависимых источников.

Для электроснабжения потребителей первой особой категории больницы, отделение банка, применен третий независимый источник питания, дизельная электростанция, для каждого здания, обеспечивающая автоматическое восстановление электропитания.

Для защиты кабельных линий 10 кВ применены современные блоки микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-152-КЛ-01, обеспечивающие селективность отключения и надежную защиту оборудования.

По всей территории микрорайона спроектировано уличное освещение, обеспечивающее нормируемую яркость дорожного покрытия. С учетом плотности застройки и нормативов сеть освещения для дорог и проездов местного значения выполнена кабельными линиями, для освещения магистральных улиц районного значения, сеть выполнена проводом СИП.

Все поставленные задачи для проектирования электроснабжения микрорайона выполнены в полном объеме, и проект является рентабельным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП-31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий: утв. Госстроем России 26.10.2003 г. №194.− Взамен ВСН 59-88; − Введ. 01.01.2004. − СПб.: НОУ УМТЦ «Электро Сервис», 2006. – 180 с.
2. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила Российской Федерации: Естественное и искусственное освещение: утв. Минстроем РФ 02.08.1995 г. −№18-78. − Введ 20.05.1995. − М.: МЦК, 2011. − 69 с.
3. Типовая инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: утв. Министерством топлива и энергетики РФ 07.07.94. – Взамен ВСН 97-83; − Введ. 01.01.95. − М.: ЭНАС, 2005. – 30 с.
4. Козловская, В. Б. Электрическое освещение: справочник − 2-е изд. / В.Б. Козловская. − М.: Техноперспектива, 2008. − 273 с.
5. Свето резерв. Светодиодные источники света [Электронный ресурс] : офиц. сайт.–Режим доступа: http://www.svetorezerv.ru/products/light/led-lamp/svetordiodnye-lampy- e40/lms-60-40 .
6. Камтек. Таблица сравнения источников света [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://kamtek-light.ru/tablica-sravneniya-svetovyh- priboro.
7. Топдиод. Консольный светильники уличного освещения [Электронный ресурс]:офиц.сайт.–Режим доступа: http://topdiod.ru/catalog/ulichnye_svetodiodnye_svetilniki/konsolnye_svetilniki/
8. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Введ. 01.07.1985. − М.: Стандартинформ, 2009. 38 с.
9. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий:учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин. − М.: «Академия», 2006. − 368 с.

10. Козлов, В. А. Справочник по проектированию электроснабжения городов. / В. А. Козлов. − М.: Энергоатомиздат, 1986.−254 с.

11. ПУЭ. Правила устройства электроустановок 7-е изд.: утв. Минэнерго РФ 20.05.2003 г. − №187. – Введ. 01.10.2003. – М.: Норматика, Сибирское университетское издание, 2016. − 464 с.
12. Силовые кабели и муфты: каталог: − М.: Инновационное научно-техническое предприятие при Российской академии наук, 2015. − 44 с.
13 Козловская, В. Б. Электрическое освещение: справочник − 2-е изд. / В.Б. Козловская. − М.: Техноперспектива, 2008. − 273 с.
14. Хавроничев, С. В. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учеб. пособие / С. В. Хавроничев, И. Ю. Рыбкина. − Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2012.− 56 с.
15. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения.− Введ. 01.01.1999.− М.: Стандартинформ, 2006.− 35 с.
16. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. − М.: НЦ ЭНАС, 2002.−152 с.
17. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.−Введ. 01.01.1995. − Минск: Стандарт, 1994. − 62 с.
18. КСО-10-Э1. Камеры сборные одностороннего обслуживания: Руководство по эксплуатации. − СПб.: ОАО «ПО Элтехника», 2006. − 66 с.
19. БМРЗ-153-КЛ. Цифровой блок релейной защиты типа: руководство по эксплуатации. − СПб.: ООО «НТЦ Механотроника», 2015. − 53 с.
20. Федосеев, М. А. Релейная защита электротехнических систем: учеб. пособие / М. А. Федосеев.− М.: Энергоатомиздат, 1992. −528 с.
21. О внесении изменений в стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии: постановление Правительства РФ от 17 сентября 2018 г. №987// Прогнозные сведенья ооо

«ЮСК».− 2018.− 17 сентября. – С. 8.

22. ТЕРм-08-2001. Территориальные сметные нормативы. Территориальные единичные расценки на монтаж оборудования Вологодская область, часть 8. Электротехнические установки. – Вологда: 2018, − 78 с.
23. МДС 81-33.2004. Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве: утв. УЦиСН Госстроя России 11.12.2003 № 01-НС-17/3. − Введ. 12.01.2004. – М.: Госстрой России, 2004. – 28 с.
24. МДС 81-25.2004. Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве: утв. Госстроем РФ 28.02. 2001г. №15. − М.: Госстрой России, 2004.− 15 с.
25. МДС81-35.2004 Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации: утв. УЦСН Госстрой России 01.03.2004. – Введ. Госстроем России 05.05.2004. – М.: Госстрой России, 2004. – 60 с.
26. ГСН 81-05-01-2001. Сборник сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений: утв. Госстроем России 07 .05.2001 №45. −Взамен СНиП 4-9-82. − Введ. 15.05.2001. – М.: Госстрой России 2001. − 13 с.
27. ГСН 81-05-02-2007. Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время: утв. Росстроем 28.03.2007 г. № СК-1221/02. – Введ. 19.06.2002 №62. – М.: Госстрой, 2007. − 46 с.
28. ПЦСН-2005 МО. Порядок ценообразования и сметного нормирования в строительстве Московской области: утв. Московской обл. комиссией по индексации цен и ценообразования в строительстве 20.05.2005 №05.− Введ. 20.05.2005. −М.: ПЦСН, 2005.− 19 с.
29. О порядке образования и расходования средств на премирование за ввод в действие производственных мощностей и объектов строительства:

постановление Госкомтрудом СССР, Госстроя СССР, президиума ВЦСПС от
23.11.1989 №372/151/П-12// Российская газета. −1989.− 22 октября. – С. 5.

30. Об учете затрат на охрану строящихся жилых домов и объектов соцкультбыта: письмо от 26.10. 1999 года N 39/5061// Российская газета.− 1999.− 23 ноября. – С. 2.

31. О нормативах затрат на содержание службы заказчика – застройщика при строительстве объектов для государственных нужд за счет средств федерального бюджета: приказ Госстроя РФ от 15.02.2005 г. № 36// Российская газета. −2005.

– 14 марта. – С. 4.

32. Об утверждении порядка предоставления государственных гарантий на конкурсной основе за счет средств бюджета развития российской федерации и положения развития российской федерации: постановление Правительства РФ от 22 ноября 1997 г. № 1470// Российская газета.− 1997.− 20 декабря.− С. 20.33. Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету "Учет основных средств" ПБУ 6/01: приказ Минфина РФ от 30 марта 2001 г. № 26н // Российская газета.− 2001. −27 апреля. – С. 7.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

(обязательное)

Спецификация потребителей микрорайона

Таблица П1.1− спецификация потребителей микрорайона

Порядковый № на генплане	Потребитель	Кол-во этажей	Примечание	Кол-о квартир/ подъездов, шт	Категория эл. снабжения
1	жилой дом	9	-	108/3	I
2	продуктовый магазин	1	площадь 1040, м^2	-	II
3	жилой дом	5	-	100/5	III
4	жилой дом	5	-	100/5	III
5	жилой дом	9	-	144/4	I
6	жилой дом	5	-	60/3	III
7	жилой дом	5	-	60/3	III
8	жилой дом	5	-	60/3	III
9	жилой дом	5	-	60/3	III
10	жилой дом	9	-	108/3	I
11	жилой дом	9	-	180/5	I
12	жилой дом	9	-	108/3	I
13	жилой дом	5	-	60/3	III
14	магазин промтоваров	1	площадь 484, м^2	-	III
15	столовая	1	70 чел.	-	II
16	жилой дом	9	-	72/2	I
17	Детский сад	1	350 чел	-	II
18	жилой дом	9	-	180/5	I
19	школа	1	800 чел	-	I
20	парикмахерская	1	10 чел	-	III
21	жилой дом	9	-	180/5	I
22	жилой дом	5	-	80/4	III
23	почта	1	площадь 350, м^2	-	II
24	жилой дом	5	-	80/4	III
25	жилой дом	9	-	108/3	I
26	жилой дом	5	-	60/3	III
27	больница	2	200 чел	-	Iа (особая)
28	жилой дом	5	-	60/3	III

Окончание таблицы П1.1

Порядковый № на генплане	Потребитель	Кол-во этажей	Примечание	Кол-о квартир/ подъездов, шт	Категория эл.снабжения
29	жилой дом	9	-	180/5	I
30	жилой дом	9	-	108/3	I
31	магазин промтовары	1	площадь 420, $м^2$	-	III
32	жилой дом	9	-	72/2	I
33	жилой дом	5	-	80/4	III
34	жилой дом	5	-	80/4	III
35	магазин продуктовый	5	площадь 420, $м^2$	80/4	II
36	жилой дом	5	-	60/3	III
37	жилой дом	9	-	144/4	I
38	жилой дом	5	-	60/3	III
39	жилой дом	5	-	60/3	III
40	жилой дом	5	-	60/3	III
41	жилой дом	9	-	108/3	I
42	Отделение сбербанка	1	площадь 700, $м^2$	-	Iа (особая)
43	Продуктовый магазин	1	площадь 420, $м^2$	-	II
44	жилой дом	5	-	40/2	III
45	жилой дом	12	-	83/1	I
46	жилой дом	12	-	83/1	I
47	жилой дом	12	-	83/1	I
48	жилой дом	12	-	83/1	I
49	жилой дом	5	-	100/5	III
50	жилой дом	9	-	144/4	I

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

(обязательное)

Результаты расчета нагрузки микрорайона

Таблица П2.1 - расчетные нагрузки жилых и общественных зданий

№ ген п	здание	нагрузка	n,шт	$P_{уд}$, кВт/кв	Кс	cosφ	$P_Р$,кВт	$Q_Р$, кВар	Sр.зд. кВ·А	Iр, А
1	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	108	1,14	-	0,98	123	24,6	203	308
		лифты	3	7,6	0,8	0,65	18	21,3	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34,8	-	-
2	маг. продуктовый	S=1040,$м^2$	-	0,22	-	0,8	228	171,6	286	435
3	5-ти эт-ый ж.д.	-	100	0,6	-	0,96	60	17,4	62	95
4	5-ти эт-ый ж.д.	-	100	0,6	-	0,96	60	17,4	62	95
5	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	144	1,08	-	0,98	155	31,1	237	360
		лифты	4	7,6	0,7	0,65	21	24,9	-	-
		насосы	2	29	0,75	0,8	43	32,6	-	-
6	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12,1	43	66
7	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12,1	43	66
8	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12,1	43	66
9	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12,1	43	66
10	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	108	1,14	-	0,98	123	24,6	203	308
		лифты	3	7,6	0,8	0,65	18	21,3	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34,8	-	-
11	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	180	1,03	-	0,98	185	37,0	304	462
		лифты	5	7,6	0,7	0,65	26,6	31,1	-	-
		насосы	3	29	0,8	0,8	69,6	52,2	-	-
12	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	108	1,14	-	0,98	123	24,6	203	308
		лифты	3	7,6	0,8	0,65	18	21,3	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34,8	-	-
13	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12,1	43	66
14	маг. промтоваров	S=484,$м^2$	-	0,14	-	0,9	67	32,5	75	114
15	столовая	70 чел.	-	0,9	-	0,98	63	12,6	64	97
16	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	72	1,24	-	0,98	89	17,	160	243
		лифты	2	7,6	0,8	0,65	12	14,2	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34,8	-	-
17	детский сад №17	350 чел.	-	0,46	-	0,97	161	40,2	165	252

Продолжение таблицы П2.1

№ ген п	здание	нагрузка	n,шт	$P_{уд}$, кВт/кв	Кс	cosφ	$P_Р$,кВт	$Q_Р$, кВар	Sр.зд. кВ·А	Iр, А
18	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	180	1,03	-	0,98	185	37	299	455
		лифты	5	7,6	0,7	0,65	26	31,1	-	-
		насосы	3	29	0,75	0,8	65	48,9	-	-
19	школа №19	800 чел.	-	0,25	-	0,95	200	66	210	320
20	парикмахерская	10 чел.	-	1,3	-	0,97	13	3,2	13	20
21	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	180	1,14	-	0,98	205	41	319	486
		лифты	5	7,6	0,7	0,65	26	31	-	-
		насосы	3	29	0,75	0,8	65,2	48	-	-
22	5-ти эт-ый ж.д.	-	80	0,65	-	0,96	52	15	54	82
23	почта	S=350,м^2	-	0,05	-	0,87	18,9	10	21	33
24	5-ти эт-ый ж.д.	-	80	0,65	-	0,96	52	15	54	82
25	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	108	1,14	-	0,98	123	24	203	308
		лифты	3	7,6	0,8	0,65	18	21	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46,4	34	-	-
26	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12	43	66
27	больница	200 чел.	-	0,15	-	-	30	12,9	32	49
28	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12	43	66
29	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	180	1,03	-	0,98	185	37	304	463
		лифты	5	7,6	0,8	0,65	30	35,5		
		насосы	3	29	0,75	0,8	65	48,9		
30	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	108	1,14	-	0,98	123	24,6	194	295
		лифты	3	5	0,8	0,65	12	14	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34,8	-	-
31	маг. промтоваров	S=420,м^2	-	0,14	-	0,9	58	28	65	99
32	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	72	1,24	-	0,98	89	17,8	160	243
		лифты	2	7,6	0,8	0,65	12	14	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34,8	-	-
33	5-ти эт-ый ж.д.	-	80	0,65	-	0,96	52	15	54	82,36
34	5-ти эт-ый ж.д.	-	80	0,65	-	0,96	52	15	54	82
35	маг. продуктовый	S=420,м^2	-	0,22	-	0,8	92	69	115	175
36	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12	43	66

Окончание таблицы П 2.1

№ ген п	здание	нагрузка	n,шт	$P_{уд}$, кВт/кв	Кс	cosφ	$P_Р$,кВт	$Q_Р$, кВар	Sр.зд. кВ·А	Iр, А
37	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	144	1,08	-	0,98	155	31	240	365
		лифты	4	7,6	0,7	0,65	21	24	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34	-	-
38	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12	43	66
39	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12	43	66
40	5-ти эт-ый ж.д.	-	60	0,7	-	0,96	42	12	43	66
41	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	108	1,14	-	0,98	123	24	203	308
		лифты	3	7,6	0,8	0,65	184	21	-	-
		насосы	2	29	0,8	0,8	46	34,8	-	-
42	банк	S=700,$м^2$	-	0,054	-	0,87	37	21,5	43	66
43	маг. продуктовый	S=420,$м^2$	-	0,22	-	0,8	92	69,3	115	175
44	5-ти эт-ый ж.д.	-	40	0,8	-	0,96	32	9	33	50
45	12-ти эт-ый ж.д.	квартиры	83	1,21	-	0,98	100	20	192	293
		лифты	2	10,7	0,8	0,65	17	20	-	-
		насосы	2	37	0,8	0,8	59	44,4	-	-
46	12-ти эт-ый ж.д.	квартиры	83	1,21	-	0,98	100	20	192	293
		лифты	2	10,7	0,8	0,65	17	20	-	-
		насосы	2	37	0,8	0,8	59	44	-	-
47	12-ти эт-ый ж.д.	квартиры	83	1,21	-	0,98	100	20	192	293
		лифты	2	10,7	0,8	0,65	17	20	-	-
		насосы	2	37	0,8	0,8	59	44	-	-
48	12-ти эт-ый ж.д.	квартиры	83	1,21	-	0,98	100	20	192	293
		лифты	2	10,7	0,8	0,65	17	20	-	-
		насосы	2	37	0,8	0,8	59	44	-	-
49	5-ти эт-ый ж.д.	-	100	0,6	-	0,96	60	17,4	62	95
50	9-ти эт-ый ж.д.	квартиры	144	1,03	-	0,98	148	29	233	355
		лифты	4	7,6	0,8	0,65	24,3	28	-	-
		насосы	2	29	0,75	0,8	43,5	32	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ З

(обязательное)

Распределение нагрузки микрорайона

Таблица ПЗ.1 – Распределение мощности нагрузки по ТП

№ по генплану	Потребитель	Кол-во этажей	$P_{\hat{E}\hat{A}}$, кВт	Q_{KB}, квар	S_{KB}, кВ·А	I_P, А
Трансформаторная подстанция №1						
1	жилой дом	9	181,30	75,15	209,55	293,39
2	продуктовый магазин	1	228,80	171,60	154,00	413,29
3	жилой дом	5	60,00	17,40	62,47	90,28
4	жилой дом	5	60,00	17,40	62,47	90,28
5	жилой дом	9	213,82	82,87	261,48	342,51
6	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
7	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
8	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
9	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
10	жилой дом	9	181,30	75,15	203,02	293,39
	освещение		5,48	3,4	6,2	9,85
	вечерний max		977	414	1061	
Трансформаторная подстанция №2						
11	жилой дом	9	271,98	112,07	304,22	439,62
12	жилой дом	9	181,30	75,15	203,02	293,39
13	жилой дом	5	42	12,18	43,73	63,19
14	магазин промтоваров	1	67,76	32,52	75,16	108,62
15	столовая	1	63,00	12,60	64,25	92,84
16	жилой дом	9	141,98	61,98	160,09	231,35
17	Детский сад	1	161,00	40,25	165,96	239,82
	освещение		8,3	5,15	9,7	14
	вечерний max		744	299	802	
Трансформаторная подстанция №3						
18	жилой дом	9	268,07	109,13	299,32	432,55
19	школа	1	200,00	66,00	210,61	304,35
20	парикмахерская	1	13,00	3,25	13,40	19,36
21	жилой дом	9	287,87	113,09	319,52	461,73
22	жилой дом	5	52,00	15,08	54,14	78,24
23	почта	1	18,90	10,77	21,75	31,44
24	жилой дом	5	52,00	15,08	54,14	78,24
25	жилой дом	9	181,30	75,15	203,02	293,39
	освещение		9,4	5,8	11	16,9
	вечерний max		980	378	1050	

Продолжение таблицы П3.1

№ по генплану	Потребитель	Кол-во этажей	$P_{\hat{E}\hat{A}}$, кВт	Q_{KB}, квар	S_{KB}, кВ·А	I_P, А
Трансформаторная подстанция №4						
26	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
27	больница	2	30,00	12,90	32,66	47,19
28	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
29	жилой дом	9	271,49	113,13	304,59	440,16
30	жилой дом	9	175,68	68,58	194,38	280,90
31	магазин промтовары	1	58,80	28,22	65,22	94,25
32	жилой дом	9	141,98	61,98	160,09	231,35
33	жилой дом	5	52,00	15,08	54,14	78,24
	освещение		2,7	1,7	3,2	4,9
	вечерний max		770	310	830	
Трансформаторная подстанция №5						
34	жилой дом	5	52,00	15,08	54,14	78,24
35	магазин продуктовый	5	92,40	69,30	115,50	166,91
36	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
37	жилой дом	9	216,43	84,83	240,28	347,22
38	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
39	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
40	жилой дом	5	42,00	12,18	43,73	63,19
41	жилой дом	9	181,30	75,15	203,02	293,39
42	Отделение сбербанка	1	37,80	21,55	43,51	62,87
43	Продуктовый магазин	1	92,40	69,30	115,50	166,91
	освещение		2,1	1,3	2,4	3,8
	вечерний max		752	313	815	
Трансформаторная подстанция №6						
44	жилой дом	5	32,00	9,28	33,32	48,15
45	жилой дом	12	169,12	78,07	192,73	278,52
46	жилой дом	12	169,12	78,07	192,73	278,52
47	жилой дом	12	169,12	78,07	192,73	278,52
48	жилой дом	12	169,12	78,07	192,73	278,52
49	жилой дом	5	60,00	17,40	62,47	90,28
50	жилой дом	9	209,36	84,64	233,88	337,98
	освещение		5,1	3,2	6	9,2
	вечерний max		968	420	1056	

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

(обязательное)

Схема сети 10 кВ

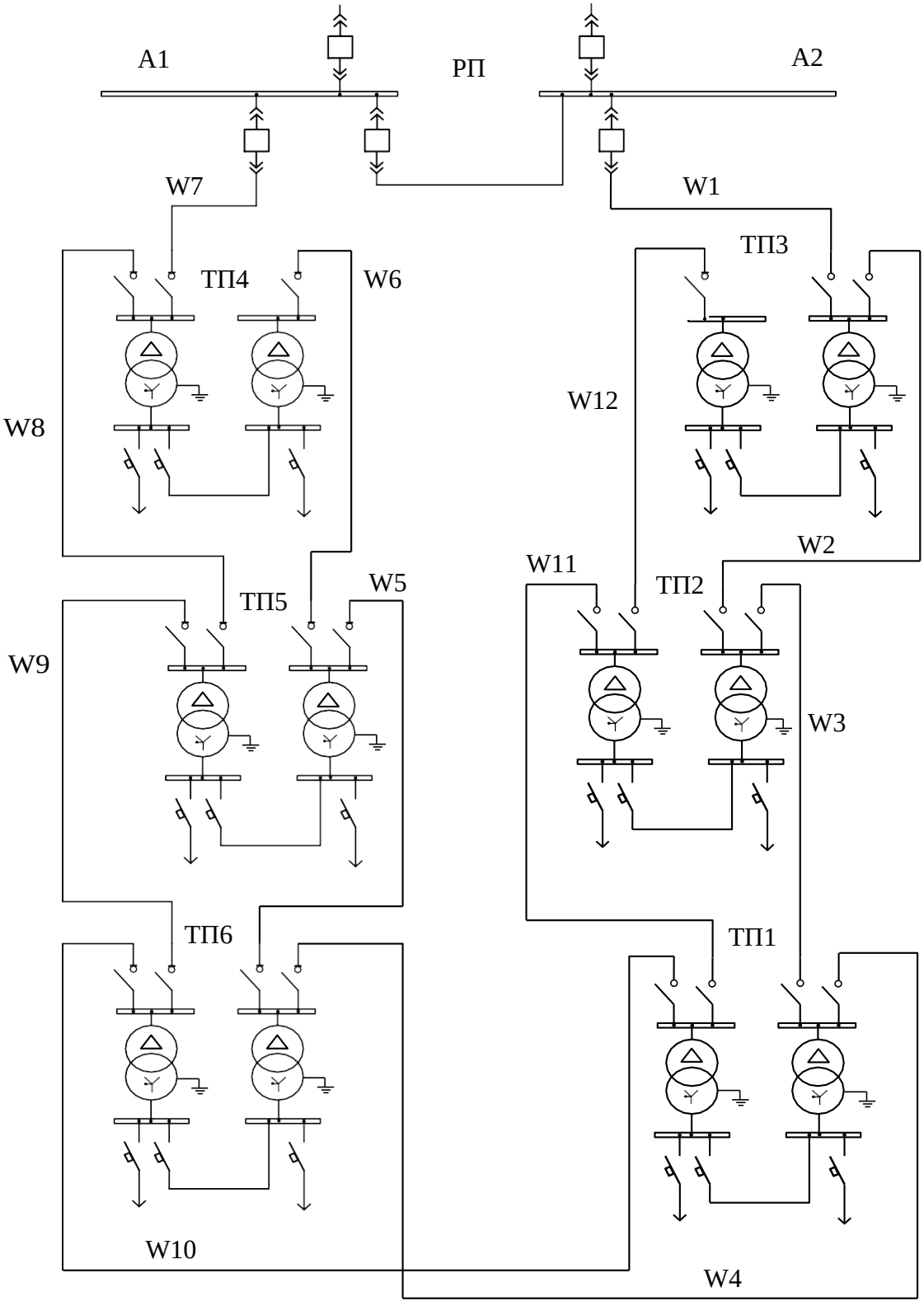


Рисунок П4.1 – Схема сети 10 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

(обязательное)
Выбор и проверка сечения кабеля сети 0,38 кВ

Таблица П5.1− Расчет силы токов кабельных линий, выбор и проверка сечения

№W	начало линии	конец линии	L,м	$I_р$, А	F, мм^2	$I_д$, А	$I_{тер}$, А	Iпа, А	Ro, Ом/км	$X_о$, Ом/км	$\Delta U_{р,}$ %
13	ТП1	вру 1	99	308	185	354	319	398	0,169	0,078	2,2
14	ТП1	2 маг	38,5	435	2×120	542	488	610	0,13	0,04	0,9
15	ТП1	ВРУ 3	152	255	150	308	277	347	0,208	0,079	3,5
16	ВРУ 3	ВРУ 4	110	190	95	234	211	263	0,329	0,081	3
17	ВРУ 4	ВРУ 9	90	190	95	234	211	263	0,329	0,081	2,4
18	ТП1	ВРУ 5	81	360	2×95	468	421	527	0,16	0,04	2,1
19	ТП1	ВРУ 5	133	360	2×95	468	421	527	0,16	0,04	3,4
20	ТП1	ВРУ 6	50	199	95	234	211	263	0,329	0,081	1,4
21	ВРУ 6	ВРУ 7	122	132	50	161	145	181	0,625	0,085	4,4
22	ВРУ 7	ВРУ 8	34	132	50	161	145	181	0,625	0,085	1,2
23	ТП1	ВРУ 8	79	199	95	234	211	263	0,329	0,081	2,2
24	ТП1	ВРУ 9	162	255	120	271	244	305	0,261	0,08	4,7
25	ТП1	ВРУ 10	180	308	185	354	319	398	0,169	0,078	4,1
26	ТП2	ВРУ 11	130	462	2×120	542	488	610	0,13	0,04	3,4
27	ТП2	ВРУ 11	90	462	2×120	542	488	610	0,13	0,04	2,3
28	ТП2	ВРУ 12	100	308	185	354	319	398	0,169	0,078	2,3
29	ТП2	ВРУ 13	146	140	50	161	145	181	0,625	0,085	5,5
30	ВРУ 13	ВРУ 14	102	114	35	128	115	144	0,894	0,088	4,5
31	ТП2	ВРУ 14	224	140	95	234	211	263	0,329	0,081	4,5
32	ТП2	ВРУ 15	160	97	50	161	145	181	0,625	0,085	4,2
33	ТП2	ВРУ 16	65	243	150	308	277	347	0,208	0,079	1,4
34	ТП2	ВРУ 17	69	251	150	308	277	347	0,208	0,079	1,6
35	ТП3	ВРУ 18	121	454	2×120	542	488	610	0,13	0,04	3,1
36	ТП3	ВРУ 18	189	454	2×120	542	488	610	0,13	0,04	4,9
37	ТП3	ВРУ 19	41	319	185	354	319	398	0,169	0,078	1
38	ТП3	ВРУ 20	82	178	70	193	174	217	0,447	0,082	2,8
39	ТП3	ВРУ 21	43	485	2×120	542	488	610	0,13	0,04	1,2
40	ТП3	ВРУ 21	90	485	2×120	542	488	610	0,13	0,04	2,5
41	ТП3	ВРУ 22	100	178	70	193	174	217	0,447	0,082	3,5
42	ВРУ 22	ВРУ 24	126	164	70	193	174	217	0,447	0,082	4

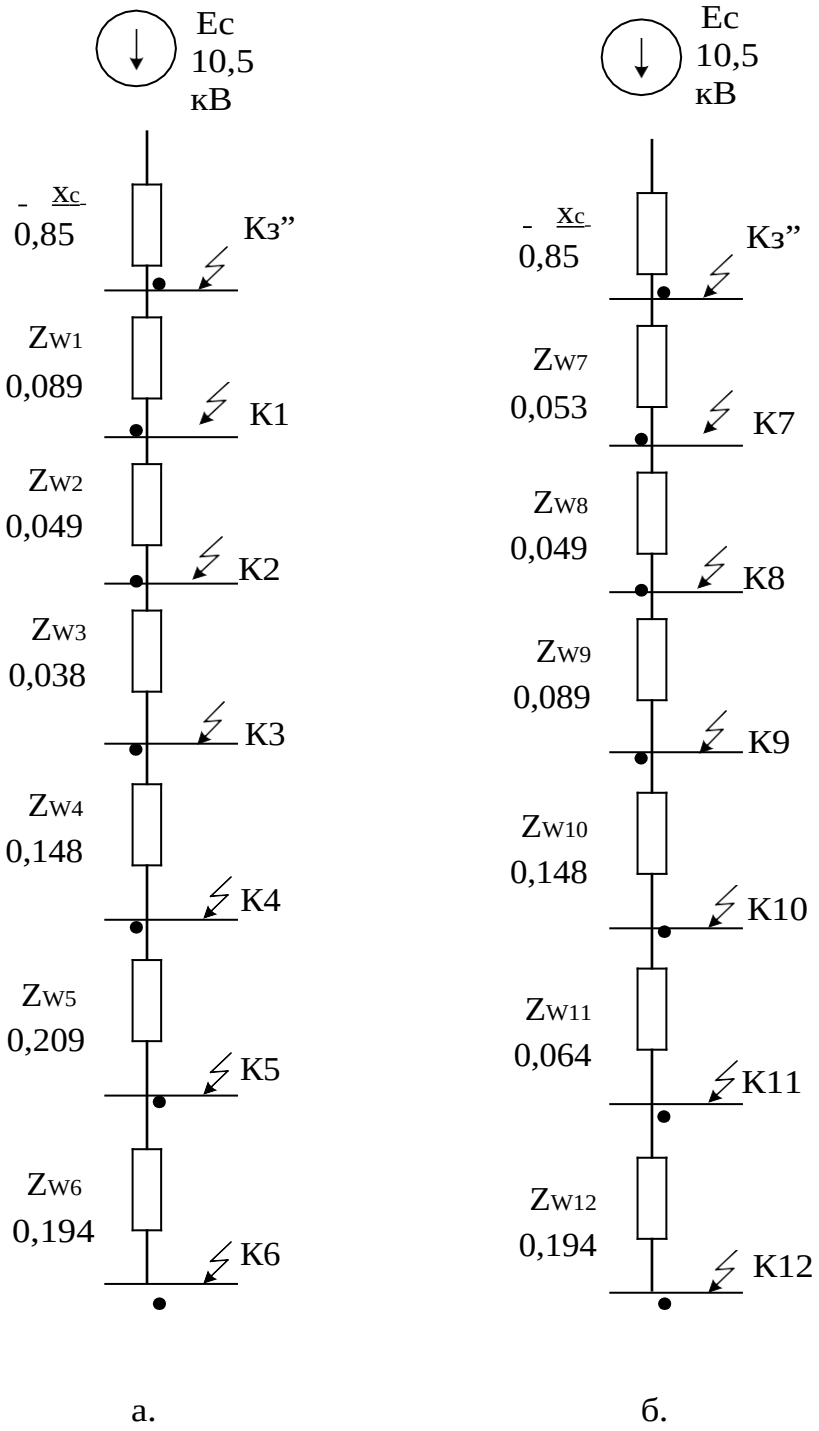
Окончание таблицы П5.1

№W	начало линии	конец линии	L,м	$I_р$, А	F, мм^2	$I_д$, А	$I_{тер}$, А	Iпа, А	Ro, Ом/км	$X_о$, Ом/км	$\Delta U_{р,}$ %
43	ТП3	ВРУ 23	46	33	25	105	95	118	1,25	0,091	0,8
44	ВРУ 24	ВРУ 20	81	164	70	193	174	217	0,447	0,082	2,6
45	ТП3	ВРУ 25	173	308	185	354	319	398	0,169	0,078	3,9
46	ТП4	ВРУ 26	178	130	95	234	211	263	0,329	0,081	3,3
47	ТП4	ВРУ 27	126	48	25	105	95	118	1,25	0,091	3,3
48	ТП4	ВРУ 28	102	130	50	161	145	181	0,625	0,085	3,6
49	ВРУ 28	ВРУ 26	151	65	35	128	115	144	0,894	0,088	3,8
50	ТП4	ВРУ 29	62	462	2×120	542	488	610	0,13	0,04	1,6
51	ТП4	ВРУ 29	133	462	2×120	542	488	610	0,13	0,04	3,5
52	ТП4	ВРУ 30	103	295	185	354	319	398	0,169	0,078	2,2
53	ТП4	ВРУ 31	135	132	50	161	145	181	0,625	0,085	4,8
54	ВРУ 31	ВРУ 33	161	99	50	161	145	181	0,625	0,085	4,3
55	ТП4	ВРУ 32	125	243	120	271	244	305	0,261	0,08	3,4
56	ТП4	ВРУ 33	152	132	70	193	174	217	0,447	0,082	3,9
57	ТП5	ВРУ 34	130	215	120	271	244	305	0,261	0,08	3,2
58	ТП5	ВРУ 35	64	174	70	193	174	217	0,447	0,082	2,2
59	ТП5	ВРУ 36	129	132	50	161	145	181	0,625	0,085	4,6
60	ВРУ 36	ВРУ 40	210	66	50	161	145	181	0,625	0,085	3,8
61	ТП5	ВРУ 37	117	365	2×95	468	421	527	0,16	0,04	3
62	ТП5	ВРУ 37	164	365	2×95	468	421	527	0,16	0,04	4,3
63	ВРУ 38	ВРУ 34	82	149	70	193	174	217	0,447	0,082	2,4
64	ТП5	ВРУ 39	131	215	95	234	211	263	0,329	0,081	4
65	ВРУ 38	ВРУ 39	37	149	70	193	174	217	0,447	0,082	1,1
66	ТП5	ВРУ 40	87	132	50	161	145	181	0,625	0,085	3,1
67	ТП5	ВРУ 41	99	308	185	354	319	398	0,169	0,078	2,2
68	ТП5	ВРУ 42	140	66	35	128	115	144	0,894	0,088	3,6
69	ТП5	ВРУ 43	181	174	95	234	211	263	0,329	0,081	4,5
70	ТП6	ВРУ 44	125	144	70	193	174	217	0,447	0,082	3,5
71	ТП6	ВРУ 45	89	293	185	354	319	398	0,169	0,078	1,9
72	ТП6	ВРУ 46	47	293	185	354	319	398	0,169	0,078	1
73	ТП6	ВРУ 47	59	293	185	354	319	398	0,169	0,078	1,3
74	ТП6	ВРУ 48	29	293	185	354	319	398	0,169	0,078	0,6
75	ТП6	ВРУ 49	105	144	70	193	174	217	0,447	0,082	2,9

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

(обязательное)

Схема замещения сети 10 кВ



а. б.

Рисунок П6.1− Схема замещения сети 10 кВ

а – схема замещения для первого луча двухлучевой системы; б− схема замещения для второго питающего луча.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

(обязательное)

Расчетная схема, схема замещения сети здания

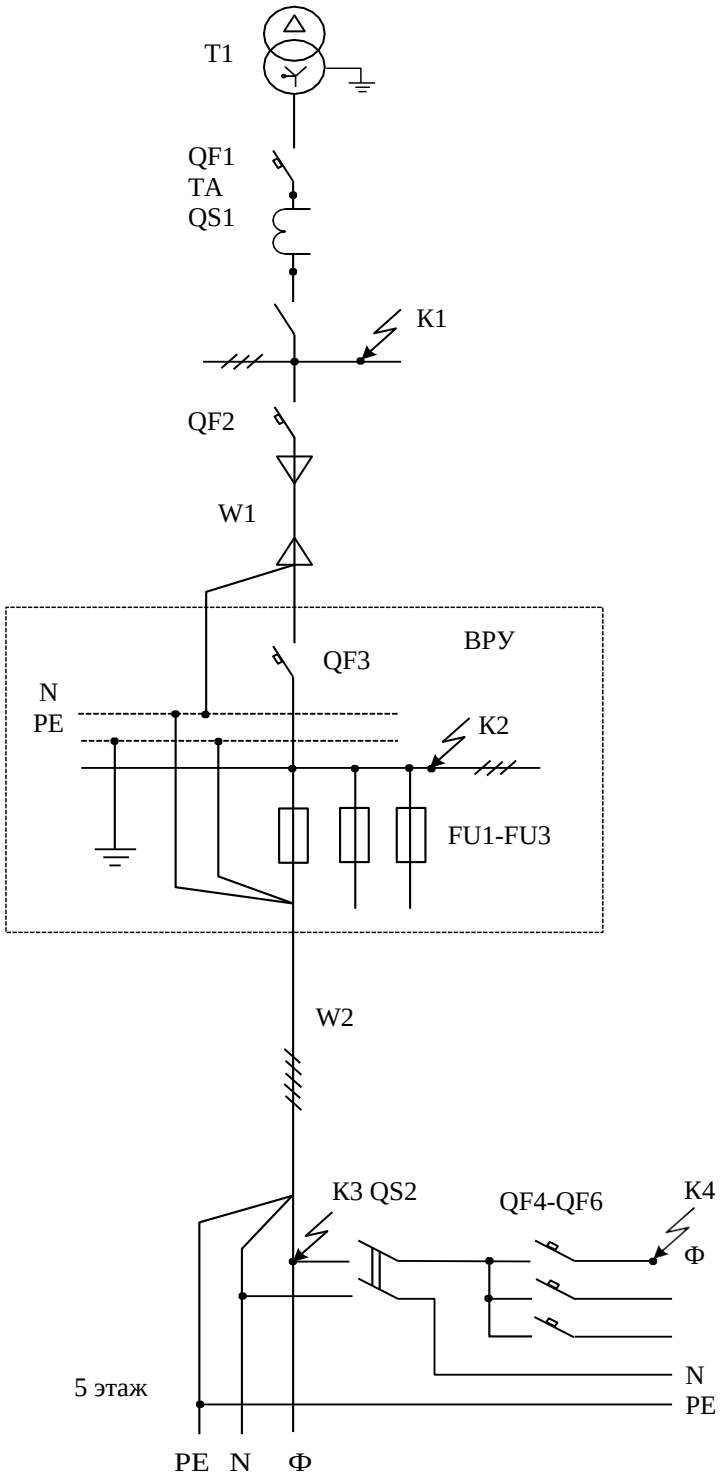


Рисунок П7.1− Принципиальная схема расчетного участка от ТП до здания №9

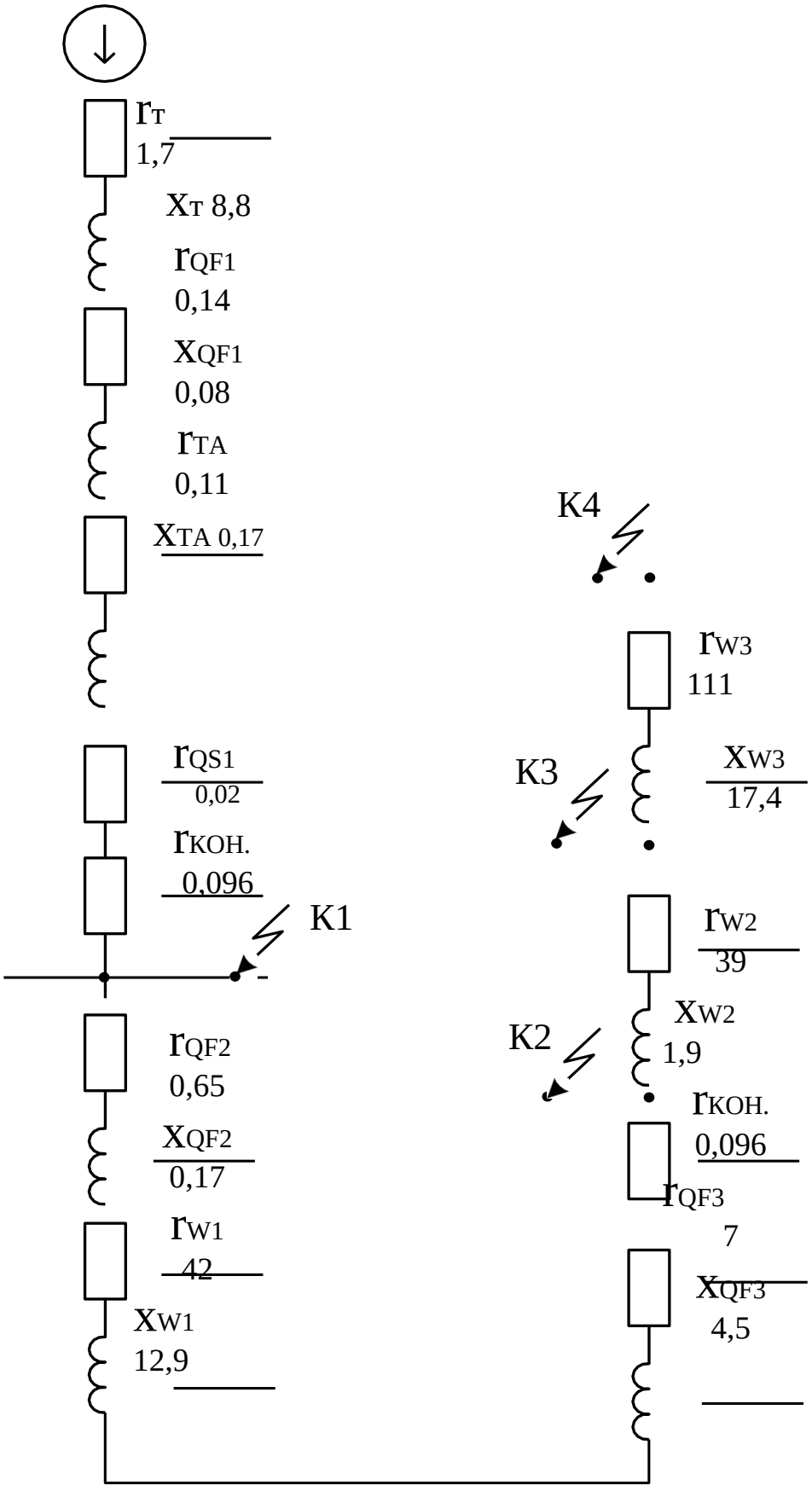


Рисунок П7.2- схема замещения расчетного участка.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

(обязательное)

Токи короткого замыкания сети 0,38 кВ

Таблица 8.1 – Результат расчета тока КЗ сети 0,4 кВ

№линии	начало линии	конец линии	r w мОм	x w мОм	Iуд,кА	Iк (3) max,кА	Iк (3) min,кА	Iк (2) min,кА
13	ТП1	вру 1	15,7	7,2	15,89	9,39	6,63	5,75
14	ТП1	2 маг	5,0	1,5	28,99	17,13	12,11	10,48
15	ТП1	ВРУ 3	31,6	12,0	9,78	5,78	4,08	3,54
16	ВРУ 3	ВРУ 4	36,2	8,9	5,13	3,03	2,14	1,86
17	ВРУ 4	ВРУ 9	29,6	7,3	4,89	2,89	2,04	1,77
18	ТП1	ВРУ 5	13,3	3,3	19,41	11,47	8,10	7,02
19	ТП1	ВРУ 5	21,9	5,4	13,85	8,19	5,78	5,01
20	ТП1	ВРУ 6	16,5	4,1	16,97	10,03	7,09	6,14
21	ВРУ 6	ВРУ 7	76,3	10,4	4,01	2,37	1,67	1,45
22	ВРУ 7	ВРУ 8	21,3	2,9	7,36	4,35	3,07	2,66
23	ТП1	ВРУ 8	26,0	6,4	12,13	7,17	5,06	4,39
24	ТП1	ВРУ 9	42,3	13,0	7,87	4,65	3,29	2,85
25	ТП1	ВРУ 10	30,4	14,0	9,73	5,75	4,06	3,52
26	ТП2	ВРУ 11	17,0	5,2	13,69	8,09	5,72	4,95
27	ТП2	ВРУ 11	11,7	3,6	16,34	9,66	6,82	5,91
28	ТП2	ВРУ 12	16,9	7,8	12,84	7,59	5,36	4,65
29	ТП2	ВРУ 13	91,3	12,4	3,98	2,35	1,66	1,44
30	ВРУ 13	ВРУ 14	91,2	9,0	2,26	1,34	0,94	0,82
31	ТП2	ВРУ 14	73,7	18,1	4,68	2,76	1,95	1,69
32	ТП2	ВРУ 15	100,0	13,6	3,66	2,16	1,53	1,32
33	ТП2	ВРУ 16	13,5	5,1	14,91	8,81	6,22	5,39
34	ТП2	ВРУ 17	14,4	5,5	14,48	8,56	6,05	5,24
35	ТП3	ВРУ 18	15,8	4,8	14,22	8,40	5,94	5,14
36	ТП3	ВРУ 18	24,7	7,6	10,91	6,45	4,56	3,95
37	ТП3	ВРУ 19	6,9	3,2	18,67	11,03	7,80	6,75
38	ТП3	ВРУ 20	36,7	6,7	8,63	5,10	3,60	3,12
39	ТП3	ВРУ 21	5,6	1,7	20,55	12,14	8,58	7,43
40	ТП3	ВРУ 21	11,7	3,6	16,34	9,66	6,82	5,91
41	ТП3	ВРУ 22	44,7	8,2	7,36	4,35	3,07	2,66
42	ВРУ 22	ВРУ 24	56,3	10,3	3,55	2,10	1,48	1,29
43	ТП3	ВРУ 23	57,5	4,2	6,16	3,64	2,57	2,23
44	ВРУ 24	ВРУ 20	36,2	6,6	4,76	2,81	1,99	1,72

Продолжение таблицы П 8.1

№линии	начало линии	конец линии	r_w мОм	x_w мОм	Iуд, кА	$I_к^{(3)}$ max,кА	$I_к^{(3)}$ min,кА	$I_к^{(2)}$ min,кА
45	ТП3	ВРУ 25	29,2	13,5	9,06	5,35	3,78	3,28
46	ТП4	ВРУ 26	58,6	14,4	5,72	3,38	2,39	2,07
47	ТП4	ВРУ 27	157,5	11,5	2,40	1,42	1,00	0,87
48	ТП4	ВРУ 28	63,8	8,7	5,52	3,26	2,30	2,00
49	ВРУ 28	ВРУ 26	135,0	13,3	1,94	1,15	0,81	0,70
50	ТП4	ВРУ 29	8,1	2,5	18,70	11,05	7,81	6,76
51	ТП4	ВРУ 29	17,4	5,3	13,51	7,99	5,64	4,89
52	ТП4	ВРУ 30	17,4	8,0	12,63	7,47	5,28	4,57
53	ТП4	ВРУ 31	84,4	11,5	4,28	2,53	1,79	1,55
54	ВРУ 31	ВРУ 33	100,6	13,7	2,21	1,31	0,92	0,80
55	ТП4	ВРУ 32	32,6	10,0	8,96	5,29	3,74	3,24
56	ТП4	ВРУ 33	67,9	12,5	5,14	3,04	2,14	1,86
57	ТП5	ВРУ 34	33,9	10,4	8,70	5,14	3,63	3,15
58	ТП5	ВРУ 35	28,6	5,2	10,38	6,14	4,34	3,76
59	ТП5	ВРУ 36	80,6	11,0	4,46	2,64	1,86	1,61
60	ВРУ 36	ВРУ 40	131,3	17,9	2,03	1,20	0,85	0,73
61	ТП5	ВРУ 37	19,2	4,7	13,08	7,73	5,46	4,73
62	ТП5	ВРУ 37	27,0	6,6	10,54	6,23	4,40	3,81
63	ВРУ 38	ВРУ 34	36,8	6,7	3,08	1,82	1,29	1,12
64	ТП5	ВРУ 39	43,1	10,6	7,40	4,37	3,09	2,68
65	ВРУ 38	ВРУ 39	16,5	3,0	5,50	3,25	2,30	1,99
66	ТП5	ВРУ 40	54,4	7,4	6,34	3,75	2,65	2,29
67	ТП5	ВРУ 41	16,7	7,7	12,92	7,63	5,39	4,67
68	ТП5	ВРУ 42	125,2	12,3	2,98	1,76	1,25	1,08
69	ТП5	ВРУ 43	59,5	14,7	5,64	3,33	2,36	2,04
70	ТП6	ВРУ 44	55,9	10,3	6,40	3,79	2,67	2,32
71	ТП6	ВРУ 45	15,0	6,9	16,35	9,66	6,83	5,91
72	ТП6	ВРУ 46	7,9	3,7	23,21	13,72	9,69	8,39
73	ТП6	ВРУ 47	10,0	4,6	20,79	12,29	8,68	7,52
74	ТП6	ВРУ 48	4,9	2,3	27,81	16,44	11,61	10,06
75	ТП6	ВРУ 49	46,9	8,6	7,50	4,44	3,13	2,71
76	ВРУ 49	ВРУ 44	100,6	18,5	2,54	1,50	1,06	0,92
77	ТП6	ВРУ 50	9,2	2,3	23,65	13,98	9,88	8,56
78	ТП6	ВРУ 50	17,8	4,4	16,10	9,52	6,73	5,82

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

(обязательное)

Выбор автоматических выключателей

Таблица П9.1 – Выбор линейных автоматических выключателей КЛ ТП 0,38 кВ

№ W	марка авт. выкл	$I_{к\ max}^{(3)}$, кА	$I_{к\ min}^{(2)}$, кА	Iр.л,А	Iдп, А	Iн.в., А	Ic.n А	Iсо, кА	Кч	Iпкс кА	tco,c
13	ВА88-40	9,3	5,7	309	354	400	400	3,69	1,8	35	0,1
14	ВА88-40	17,1	10,4	435	542	800	630	5,04	2,4	35	0,1
15	ВА88-37	5,7	3,5	256	308	400	315	2,4	1,7	35	0,1
16	ВА88-35	3	1,8	190	234	250	200	1,26	1,7	35	1
17	ВА88-35	2	1,7	190	234	250	200	1,2	1,7	35	0,25
18	ВА88-40	11,4	7	361	468	400	400	2,03	4	35	1
19	ВА88-40	8,1	5	361	468	400	400	3,4	1,7	35	1
20	ВА88-35	10	6	199	234	250	200	1,77	4	35	0,25
21	ВА88-33	2,3	1,4	132	161	250	160	0,99	1,7	35	1
22	ВА88-33	4,3	2,6	132	161	250	160	1,02	3	35	1
23	ВА88-35	7,1	4,3	199	234	250	200	1,69	3	35	0,25
24	ВА88-37	4,6	2,8	256	271	400	315	1,93	1,7	35	0,25
25	ВА88-37	5,7	3,5	309	354	400	315	2,39	1,7	35	0,25
26	ВА88-40	8	4,5	462	542	800	500	3,36	1,7	35	1
27	ВА88-40	9	5,9	462	542	800	500	4,01	1,7	35	0,25
28	ВА88-37	7,5	4,6	309	354	400	315	2,68	2	35	0,25
29	ВА88-33	2,3	1,4	140	161	160	160	0,98	1,7	35	1
30	ВА88-35	1,3	0,82	114	128	160	125	0,56	1,7	35	0,25
31	ВА88-33	2,7	1,6	140	234	160	160	1,15	1,7	35	1
32	ВА88-33	2,1	1,3	97	161	160	100	0,9	1,7	35	0,25
33	ВА88-35	8,8	5,3	243	308	250	250	2,07	3	35	0,25
34	ВА88-37	8,5	5,2	251	308	400	315	2,63	2,3	35	0,25
35	ВА88-40	8,4	5,1	455	542	800	500	3,49	1,7	35	1
36	ВА88-40	6,4	3,9	455	542	800	500	2,68	1,7	35	1
37	ВА88-40	11	6,7	319	354	400	400	3,39	2,3	35	0,5
38	ВА88-35	5,1	3,1	179	193	250	200	1,8	2	35	0,25
39	ВА88-40	12	7,4	485	542	800	500	3,73	2,3	35	1
40	ВА88-40	9,6	5,9	485	542	800	500	4,01	1,7	35	0,25
41	ВА88-35	4,3	2,6	179	193	250	200	1,81	1,7	35	0,25
42	ВА88-35	2,1	1,2	164	193	250	200	0,87	1,7	35	0,25
43	ВА88-32	3,6	2,2	33	105	125	40	1,51	1,7	25	0,25
44	ВА88-35	2,8	1,7	164	193	250	200	1,17	1,7	35	0,25

Продолжение таблицы П9.1

№ W	марка авт.выкл	$I_{к\ max}^{(3)}$, кА	$I_{к\ min}^{(2)}$, кА	$I_{р.л}$, А	$I_{дп}$, А	$I_{н.в.}$, А	$I_{с.n}$ А	$I_{со}$, кА	Кч	$I_{пкс}$ кА	$t_{со}$, с
45	ВА88-37	5,3	3,2	309	354	400	315	2,22	1,7	35	0,25
46	ВА88-33	3,3	2	131	234	160	160	1,41	1,7	35	0,25
47	ВА88-32	1,4	0,8	49	105	125	50	0,44	2,3	25	0,25
48	ВА88-33	3,2	2	131	161	160	160	1,36	1,7	35	0,25
49	ВА88-32	1,1	0,7	65	128	125	80	0,48	1,7	25	0,25
50	ВА88-40	11	6,7	462	542	800	500	4,59	1,7	35	0,25
51	ВА88-40	7,9	4,8	462	542	800	500	3,32	1,7	35	1
52	ВА88-37	7,4	4,5	295	354	400	315	2,29	2,3	35	0,25
53	ВА88-33	2,3	1,5	132	161	160	160	1,05	1,7	35	1
54	ВА88-33	1,3	0,8	99	161	160	100	0,54	1,7	35	1
55	ВА88-35	5,2	3,2	243	271	250	250	2,2	1,7	35	0,25
56	ВА88-33	3	1,8	132	193	160	160	1,26	1,7	35	0,25
57	ВА88-35	5,1	3,1	215	271	250	250	2,14	1,7	35	0,25
58	ВА88-35	6,1	3,7	175	193	250	200	1,45	3	35	0,25
59	ВА88-33	2,6	1,6	133	161	160	160	1,1	1,7	35	1
60	ВА88-32	1,2	0,7	66	161	125	80	0,5	1,7	25	1
61	ВА88-40	7,7	4,7	365	468	800	400	3,21	1,7	35	0,25
62	ВА88-40	6,2	3,8	365	468	800	400	2,59	1,7	35	1
63	ВА88-33	1,8	1,1	149	193	160	160	0,76	1,7	35	1
64	ВА88-35	4,3	2,6	215	234	250	250	1,82	1,7	35	0,25
65	ВА88-33	3,2	1,9	149	193	160	160	1,35	1,7	35	0,25
66	ВА88-33	3,7	2,2	133	161	160	160	1,32	2	35	0,25
67	ВА88-37	7,6	4,6	309	354	400	315	2,7	2	35	0,25
68	ВА88-32	1,7	1,08	66	128	125	80	0,73	1,7	25	0,25
69	ВА88-35	3,3	2	175	234	250	200	1,39	1,7	35	0,25
70	ВА88-33	3,7	2,3	145	193	160	160	1,34	2	35	0,25
71	ВА88-37	9,6	5,9	293	354	400	315	2,97	2,3	35	0,25
72	ВА88-37	13,7	8,3	293	354	400	315	2,42	4	35	0,25
73	ВА88-37	12,2	7,5	293	354	400	315	2,89	3	35	0,25
74	ВА88-37	16,4	10	293	354	400	315	2,32	5	35	0,25
75	ВА88-33	4,4	2,7	145	193	160	160	0,78	4	35	1
76	ВА88-33	1,5	0,92	95	193	160	100	0,62	1,7	35	1
77	ВА88-40	13,9	8,5	356	468	800	400	3,29	3	35	0,25
78	ВА88-40	9,5	5,8	356	468	800	400	3,36	2	35	0,25

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

(обязательное)

Смета спецификация

Таблица П10.1− Смета – спецификация

№ п/п	Наименование оборудования и материалов	Тип, мощность	Единицы измерения	Количество
1	Трансформатор масляный трехобмоточный	ТМГ-1000/10	шт.	4
2	Трансформатор масляный трехобмоточный	ТМГ-630/10	шт.	8
3	Камера сборная одностороннего обслуживания для ТН с ОПН и предохранителями	КСО 10-Э1 схема№19	шт.	2
4	Трансформатор напряжения трехфазный	НАМИТ-10-2УХЛ2	шт.	2
5	Камера сборная одностороннего обслуживания с выключателем нагрузки и предохранителями ПКТ для ввода силового трансформатора	КСО 10-Э1 схема№2 2 ВНТ-2П 3Р ПКТ 103-10	шт.	12
6	Камера сборная одностороннего обслуживания с заземляющим разъединителем	КСО 10-Э1 схема№2 3Р	шт.	14
7	Камера сборная одностороннего обслуживания с выключателем нагрузки и заземляющим разъединителем линейная и секционная	КСО 10-Э1 схема№ 5 ВНТ-2П 3Р	шт.	28
8	Камера сборная одностороннего обслуживания с разъединителем и ЗН	КСО 10-Э1 схема№6	шт.	7
9	Камера сборная одностороннего обслуживания для вакуумного выключателя	КСО 10-Э1 схема№5	шт.	2
10	Вакуумный выключатель	ВВ/ТЕЛ 10 12,5/630	шт.	5
11	ограничитель перенапряжения	ОПН-10 УХЛ2	компл. (3 шт.)	2
12	микропроцессорный блок релейной защиты и автоматики	БМРЗ-152-Д-КЛ	шт.	2
13	Трансформатор тока нулевой последовательности	ТЗРЛ-100	шт.	2
14	Ячейка КРУ для вакуумного выключателя	К-59	шт.	3

Продолжение таблицы П10.1

№ п/п	Наименование оборудования и материалов	Тип, мощность	Единицы измерения	Количество
15	Вводная панель 0,4 кВ	ЩО70-1А-44 У3	шт.	12
16	Линейная панель 0,4 кВ	ЩО70-1А-13 У3	шт.	38
17	секционная панель 0,4 кВ с АВР	ЩО70-1А-72 У3	шт.	6
18	автоматические выключатели	ВА88-43 1600	шт.	12
19	автоматические выключатели	ВА88-43 800	шт.	6
20	автоматические выключатели	ВА88-32	шт.	75
21	светильники уличного освещения	TD Street 80-250-85 Вт	шт.	100
23	светильники уличного освещения	TD Street-100-400 100 Вт	шт.	85
25	светильники уличного освещения	ДТУ-06-60-010 40 Вт	шт.	12
27	многогранные пирамидальные металлические опоры освещения	ПО 10/1	шт.	183
28	шины сборные	10 кВ алюминиевые	м.	100
29	шины сборные	0,4 кВ алюминиевые	м.	192
30	кабель 10 кВ	ААП2л 3× 185	км.	0,8
31	кабель 10 кВ	ААП2л 3× 150	км.	0,46
32	кабель 10 кВ	ААП2л 3× 120	км.	0,5
33	кабель 10 кВ	ААП2л 3× 95	км.	0,92

Окончание таблицы П10.1

№ п/п	Наименование оборудования и материалов	Тип, мощность	Единицы измерения	Количество
34	кабель 10 кВ	ААП2л 3×70	км.	0,5
35	кабель 10 кВ	ААП2л 3× 35	км.	0,46
36	муфта концевая для кабеля 10 кВ	КВТп 10 кВ	шт.	24
37	дизель-генератор	ТСС АД-50С-Т4001РМ19 50 кВт	шт.	2
38	кабель 0,4 кВ	АВБбШв 4×50	м.	1980
39	кабель 0,4 кВ	АВБбШв 4×70	м.	2300
40	кабель 0,4 кВ	АВБбШв 4×95	м.	4400
41	кабель 0,4 кВ	АВБбШв 4× 120	м.	3850
42	кабель 0,4 кВ	АВБбШв 4×150	м.	420
43	кабель 0,4 кВ	АВБбШв 4×185	м.	1480
44	кабель освещения 0,4 кВ	АВБбШв 4× 4	м.	279
45	кабель освещения 0,4 кВ	АВБбШв 4×25	м.	580
46	кабель освещения 0,4 кВ	АВБбШв 4×35	м.	673
47	муфта концевая для кабеля АВБбШв до 1 кВ	4ПКВТп-1	шт.	152
48	провод уличного освещения СИП	СИП 3× 50 + 1 × 95	м.	1451
49	провод уличного освещения СИП	СИП 3× 35 + 1 × 50	м.	912
50	провод уличного освещения СИП	СИП 3× 16 + 1 × 25	м.	337
51	провод уличного освещения СИП	СИП 3× 25 + 1 × 35	м.	435

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

(обязательное)

Смета локальная на электромонтажные работы

Таблица П11.1 − Локальная смета электромонтажных работ

№ п/п	Шифр и номер позиции норматива	Наименование работ и затрат	Кол-во ед.изм.	Стоимость на единицу, руб.			Общая стоимость, руб				Затраты труда рабочих, не занятых обсл. машин / Обсл-х маш., чел-ч	
				Всего / основн зарпл.	Экспл. маш. / в т.ч. зарпл.	Материалы	Всего	Основной зарпл	Экспл.маш. в т.ч. зарплаты	Мат-лы	На един.	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Монтажные работы												
1	ТЕРм 08-01-062-01	Трансформатор ТМГ до 3 т	12 шт	2660,28 / 302,20	122,87 / 83,69	1137,2	31923	3626,4	1474,44 / 1004,28	13646,52	30,1	361,2
2	ТЕРм 08-01-054-02	ТН трехфазный НАМИТ-10	2 шт	58,54 / 17,37	32,65 / 1,89	-	117,08	34,74	65,3 / 3,78	-	3,52	7,04

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	ТЕРм 08-01-060-01	выключатель вакуумный	5 шт	7904 3503,96	3830,09 312,84	569,95	39520	17519,8	19150,4 1564,2	2849,75	349	1745
4	ТЕРм 08-01-015-01	Ограничитель перенапряжения ОПН-10	2 комп	646,77 129,52	97,66 14,04	419,59	1293,5	259,04	195,32 28,08	839,18	12,90	25,8
5	ТЕРм 08-01-025-02	КТП до 10 кВ с тарнсформаторам и мощностью до 1000 кВ· А	6 1подс	2619,19 424,69	1683,146 142,42	511,36	15715	2548,14	10098,8 854,52	3068,16	42,30	253,8
6	ТЕРм 08-01-025-26	блок с оборудованием для КТП с выкл-м разъединителем	6 1подс	955,36 413,65	498,42 34,49	43,29	5732,1	2481,9	2990,52 206,94	259,74	41,21	247,26
7	ТЕРм 08-01-025-27	блок с оборудованием для КТП с шинными аппаратами	6 1 под	563,34 194,78	281,66 20,63	86,90	3380	1168,68	1689,96 123,78	521,4	19,40	116,4
8	ТЕРм 08-01-085-01	КРУ с выключателем ВВ/ТЕЛ	3 шт.	3647,95 329,31	3191,07 268,15	127,57	10943	987,93	9573,21 804,45	382,71	32,80	98,4
9	ТЕРм 08-30-599-12	Щитки, устанавливаемы на стене 0,4 кВ болтами до 6 кг	50 шт	133,35 35,26	5,47 0,29	92,62	6667,5	1763	273,5 14,5	4631	0,34	17

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10	ТЕРм 08-01-068-01	шины сборные алюминиевые до 250 мм^2	3 100 м	824,45 527,10	168,09 64,28	129,26	2473,35	1581,3	504,27 192,84	387,78	52,5	157,5
11	ТЕРм 08-01-053-01	трансформаторы тока 10 кВ	2 шт	52,60 24,40	12,91 0,86	15,29	105,2	48,8	25,82 1,72	30,58	2,43	4,86
12	ТЕРм 08-01-080-03	Приборы измерения и защиты БМРЗ-152	2 шт	52,07 22,59	19,94 1,15	9,54	104,14	45,18	39,88 2,3	19,08	2,25	4,5
13	ТЕРм 08-01-084-04	Камеры сборных распределительных устройств КСО с выключателем нагрузки	28 шт	365,51 235,94	109,67 6,35	19,19	10234,28	6606,32	3070,76 177,8	537,32	23,50	658
14	ТЕРм 08-01-085-01	КРУ с выключателем ВВ/ТЕЛ	3 шт.	3647,95 329,31	3191,07 268,15	127,57	10943,85	987,93	9573,21 804,45	382,71	32,80	98,4
15	ТЕРм 08-01-084-01	КСО с выключателем ВВ/ТЕЛ	2 шт.	539,56 247,99	271,67 15,73	19,9	1079,12	495,98	543,34 31,46	39,8	24,7	49,4
16	ТЕРм 08-01-084-02	КСО линейного ввода или разъединителя	7 шт.	412,13 202,81	189,42 10,97	19,9	2884,91	1419,67	1325,94 76,79	139,3	20,2	141,4

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
17	ТЕРм 08-01-103-01	шкафы с автоматами ЩО-70	56 шт.	872,71 146,58	154,52 8,95	571,61	48871,76	8208,48	8653,12 501,2	32010,16	14,6	817,6
18	ТЕРм 08-02-158-16	заделка концевая для 4-жильного кабеля до 1 кВ до 185 мм^2	54 шт.	25,10 15,86	2,49 0,14	6,75	1355,4	856,44	134,46 7,56	364,5	1,58	85,32
19	ТЕРм 08-02-158-16	заделка концевая для 4-жильного кабеля с пластмассовой изоляцией до 1 кВ до 120 мм^2	98 шт.	22,99 13,75	2,49 0,14	6,75	2253,02	1347,5	244,02 13,72	661,5	1,37	134,26
20	ТЕРм 08-02-158-21	заделка концевая для 3-жильного кабеля с пластмассовой изоляцией до 10 кВ до 185 мм^2	24 шт.	38,83 29,62	2,49 0,14	6,72	931,92	710,88	59,76 3,36	161,28	2,95	70,8
21	ТЕРм 08-02-471-04	заземлитель вертикальный из круглой стали 16 мм	16,8 10шт	604,55 81,32	55,58 2,02	467,65	10156,4	1366,1	933,7 33,936	7856,52	8,29	139,2
22	ТЕРм 08-02-472-01	заземлитель горизонтальный	1,9 100м.	771,74 186,39	60,38 2,02	524,97	1466,3	354,1	114,72 3,838	997,4	19	36,1

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
23	ТЕРм 08-02-144-07	присоединение к зажимам проводов и кабелей к зажимам сечением до 240 мм^2	176 100 шт	381,52 381,52	-	-	67147,52	67147,52	-	-	38	6688
24	-	**Итого монтажные работы**	-	-	-	-	-	**172072,3**	**96571,29 6924,944**	**94087,83**	-	**16945,64**
Подземная прокладка в траншее кабеля с алюминиевыми жилами												
25	ТЕР-01-01-009-02	Разработка грунта в траншеях экскаваторами «обратная лапата» с ковшом вместимостью 0,25 м^3 в отвал	9,8 1000 м^3	2625,26 0,00	2625,26 510,11	-	25727,5	-	25727,5 4999	-	-	-
26	ТЕРм 08-02-177-01	Указатели кабельных трасс. проложенных в земле	98 шт..	28,66 6,43	-	22,23	2808,68	630,14	-	2178,54	0,64	62,72
27	ТЕРм 08-02-141-05	кабели до 35 кВ в готовых траншеях без покрытий до 9 кг	196 100м.	1591,58 220,88	127,33 96,27	97,37	311949,6	43292,4	24956,68 18868,92	19084,52	22	4312
28	ТЕРм 08-02-142-02	устройство постели при двух кабелях в траншее	98 100м.	1691,7 91,57	1600,13 92,64	-	165786,6	8973,86	156812,74 9078,72	-	9,12	893,76

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
29	ТЕРм 08-02-143-04	Покрытие двух кабелей проложенного в траншее плитами	98 100м.	2093,37 106,93	1986,44 115	571,61	205150,2	10479,14	194671,1 11270	56017,78	10,65	1043,7
30	ТЕР 01-02-055-02	разработка грунта вручную с креплениями в траншеях шириной до 2 м	0,7 100 $м^3$	1649,97 1649,97	-	-	1154,9	1154,9	-	-	189	132,3
31	-	**Итого подземна прокладка кабеля с алюминиевыми жилами**	-	-	-	-	-	**64530,44**	**402168,02** **44216,64**	**77280,84**	-	**6444,48**
Сети наружного освещения с воздушной прокладкой кабеля												
32	ТЕРм 08-02-362-01	цоколи к опорам	183 шт.	402,61 44,15	313,2 24,82	45,26	73677,63	8079,45	57315,6 4542,06	8282,58	4,27	781,41
33	ТЕРм 08-02-363-01	кронштейны специальные на опорах для светильников 1	183 шт.	263,49 34,75	211,06 19,48	17,68	48218,67	6359,25	57315,6 4542,06	3235,44	3,41	624,03
34	ТЕРм 08-02-367-07	Провода СИП по металлическим опорам	3 км.	1390,3 206,42	1129,38 104,47	54,5	4170,9	619,26	3388,14 313,41	163,5	19,4	58,2

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
35	ТЕРм 08-03-596-07	прожектор, отдельно устанавливаемый на кронштейне,установленном на опоре с лампой мощностью до 500 Вт	1,9 100 шт	42409,87 3960,22	25140,76 2306,35	13308	82699	7722,4	49024,4 4497,3	25950,5	383	746,85
36	-	**итого сети наружнего освещения**	-	-	-	-	-	**22780,4**	**167043** **13894**	**37631,4**	-	**2209,64**
Пусконаладочные работы												
37	ТЕРп01-02-002-02	пусконаладочные работы тр-ры до 11 кВ, мощностью до 1,6МВ· А	12 шт	- 162,05	-	-	-	1944,6	-	-	12	144
38	ТЕРп 01-02-017-01	ТН трехфазные до 11 кВ	2 шт	- 18,94	-	-	-	37,88	-	-	1,5	3
39	ТЕРп 01-02-018-01	трансформаторы тока	2 шт	- 25,26	-	-	-	50,52	-	-	2	4
40	ТЕРп 01-03-002-15	выключатели трехполюсные с п/п и электромагнитным расцепителем максимального тока до 1600А	18 шт	- 234,84	-	-	-	4227,12	-	-	24	432

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
41	ТЕРп 01-03-002-15	выкл-ли трехполюсные с электромагнитным расцепителем максимального тока до 250 А	76 шт	- 156,56	-	-	-	11585,44	-	-	16	1184
42	ТЕРп 01-02-018-01	Трансформаторы тока нулевой последовательности	76 шт.	25,26	-	-	-	1919,76	-	-	2	152
43	ТЕРп 01-05-016-01	Устройства АВР	6 шт	383,38	-	-	-	2300,28	-	-	29	174
44	ТЕРп 01-12-020-02	Испытание распределительных устройств кабелей до 11 кВ	12 1исп	107,46	-	-	-	1289,52	-	-	9	108
45	ТЕРп 01-12-021-02	испытание аппарата коммутационного напряжением	40 испыт	44,20	-	-	-	1768	-	-	2	80
46	ТЕРп 01-12-027-04	испытание кабеля за каждые последующие 500 м добавлять к расценке 01-12-027-01	39,2 испытание	71,64	-	-	-	2808,288	-	-	6	235,2
47	-	**Итого пусконаладочные работы**	-	-	-	-	-	**27931,408**	-	-	-	**2516,2**

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Оборудование в текущих ценах 2019 года												
48	прайс-лист «ООО.ЭЛЕКТРОН»	ТМГ-1000/10	4 шт.	516,791	-	-	2067,164	-	-	-	-	-
49	прайс-лист «ООО.ЭЛЕКТРОН»	ТМГ-630/10	8 шт.	395,418	-	-	3163	-	-	-	-	-
50	прайс-лист «Промкомплект"	КСО 10-Э1 схема№19 для ТН с ОПН и ПК	2 шт.	64000	-	-	128000	-	-	-	-	-
51	прайс-лист ООО «Самарский трансформатор»	НАМИТ-10-2УХЛ2	2 шт.	51000	-	-	102000	-	-	-	-	-
52	прайс-лист ООО «Промкомплект"	КСО 10-Э1 схема№22 ВНТ-2П ЗР ПКТ 103-10	12 шт.	52000	-	-	624000	-	-	-	-	-
53	ООО "Промкомплект"	КСО 10-Э1 схема№2 с заземляющим разъединителем ЗР	14 шт.	37000	-	-	518000	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
54	ООО «Электроаппарат»	КСО 10-Э1 схема№5 с нагрузкиВНТ-2П и заземляющим разъединителем ЗР	28 шт.	50000	-	-	1400000	-	-		-	-
55	ООО «Электроаппарат»	КСО 10-Э1 схема№6 с разъединителем и заземляющими ножами	7 шт.	45000	-	-	315000	-	-	-	-	
56	" ООО «Электроаппарат»	для вакуумного выключателя КСО 10-Э1 схема№5	2 шт.	72000	-	-	144000	-	-	-	-	-
57	ООО «Русэнергомонтаж»	вакуумный выключатель ВВ/ТЕЛ 10 12,5/630	5 шт.	57000	-	-	285000	-	-	-	-	-
58	ООО «ВЭЛСнаб»	ОПН-10 УХЛ2	2 шт.	1170	-	-	2340	-	-	-	-	-
59	ООО «КБ-Сириус»	БМРЗ-152-Д-КЛ	2 шт.	137923	-	-	275846	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
60	ОАО"Свердловский завод трансформаторов тока"	трансформатор тока ТЗРЛ-100	2 шт.	14112	-	-	28224	-	-	-	-	-
61	ООО «Завод силовой электроаппаратуры»	ячейка КРУ для BB/TEL K-59	3 шт.	150000	-	-	450000	-	-	-	-	-
62	ООО "Промкомплект"	вводная панель ЩО70-1А-44 У3	12 шт.	25600	-	-	307200	-	-	-	-	-
63	ООО "Промкомплект"	линейная панель с трансформаторами тока и измерительными приборами ЩО70-1А-13 У3	38 шт.	25600	-	-	972800	-	-	-	-	-
64	ООО "Промкомплект"	секционная панель ЩО70-1А-72 У3	6 шт.	25600	-	-	153600	-	-	-	-	-
65	ООО «Электроват»	ВА88-43 1600	12 шт.	43010	-	-	516120	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
66	ООО «Электроват»	ВА88-43 800	6 шт.	15640	-	-	93840	-	-	-	-	-
67	ООО «Электроват»	ВА88-32	75 шт.	2386	-	-	178950	-	-	-	-	
68	Тепломир	TD Street 80-250-85 Вт	84 шт.	5260	-	-	441840	-	-	-	-	-
69	GALAD	TD Street-100-400 100 Вт	100 шт.	8760	-	-	876000	-	-	-	-	-
70	ООО «завод светотехн. изделий»	ДТУ-06-60-010 40 Вт	12 шт.	2000	-	-	24000	-	-	-	-	-
71	ООО «Опт-строй Индустрия»	ПО 10/1	183 шт.	18000	-	-	3294000	-	-	-	-	-
72	прайс-лист ооо «ТСС Стандарт»	Дизельгенератор ТСС АД-50С-Т4001РМ19 50 кВт	2 шт.	527000	-	-	1054000	-	-	-	-	-
73	-	**Итого**	-	-	-	-	**12189990,16**	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Материалы в текущих ценах 2019 года												
74	ООО «Энергия»	шины 10 кВ алюминиевые	25 / 4 м.	392,15	-	-	9804	-	-	-	-	-
75	ООО «Энергия»	шины 0,4 кВ алюминиевые	48 / 4 м.	322,15	-	-	15463	-	-	-	-	-
76	ооо «кабельные системы»	кабель 10 кВ ААП2л 3× 185	800 / м.	886	-	-	708800	-	-	-	-	-
77	ооо «кабельные системы»	кабель 10 кВ ААП2л 3× 150	460 / м.	654,6	-	-	301116	-	-	-	-	-
78	ооо «кабельные системы»	кабель 10 кВ ААП2л 3× 120	500 / м.	510	-	-	255000	-	-	-	-	-
79	ооо «кабельные системы»	кабель 10 кВ ААП2л 3× 95	920 / м.	418,95	-	-	385434	-	-	-	-	-
80	ооо «кабельные системы»	кабель 10 кВ ААП2л 3×70	500 / м.	320	-	-	160000	-	-	-	-	-
81	ооо «кабельные системы»	кабель 10 кВ ААП2л 3× 35	460 / м.	178	-	-	81880	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
82	ООО «АПИС»	муфта концевая 3 КВТп 10 кВ	24 шт.	1483	-	-	35592	-	-	-	-	-
83	ооо «кабельные системы»	АВБбШв 4×50	1980 м.	323,4	-		640332	-	-	-	-	-
84	ооо «кабельные системы»	АВБбШв 4×70	2300 м.	202,61	-	-	466003	-	-	-	-	-
85	ооо «кабельные системы»	АВБбШв 4×95	4400 м.	276	-	-	1214400	-	-	-	-	-
86	ооо «СИ Электро»	АВБбШв 4× 120	3850 м.	344	-	-	1324400	-	-	-	-	-
87	ооо «кабельные системы»	АВБбШв 4×150	420 м.	588,81	-	-	247300	-	-	-	-	-
88	Завод кабель	АВБбШв 4×185	1480 м.	600,14	-	-	888207	-	-	-	-	-
89	ооо «ЭКС»	АВБбШв 4× 4	279 м.	46,17	-	-	12881	-	-	-	-	-
90	ооо «СИ Электро»	АВБбШв 4×25	580 м.	100,12	-	-	58070	-	-	-	-	-
91	ооо «кабельные системы»	АВБбШв 4×35	673 м.	142,19	-	-	95694	-	-	-	-	-

Окончание таблицы П11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
92	ООО «Элетролюкс»	муфта концевая 4ПКВТп-1	152 шт.	510	-	-	77520	-	-	-	-	-
93	ООО «Кирскабель»	СИП 3× 50 + 1 × 95	1451 м.	194	-	-	281494	-	-	-	-	
94	Энергокомплект	СИП 3× 35 + 1 × 50	912 м.	168	-	-	153216	-	-	-	-	-
95	прайс-лист ООО «Маркеткабель»	СИП 3× 16 + 1 × 25	337 м.	93	-	-	31341	-	-	-	-	-
96	прайс-лист ООО «Маркеткабель»	СИП 3× 25 + 1 × 35	435 м.	115	-	-	50025	-	-	-	-	-
	итого	-	-	-	-	-	**7493972**	-	-	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

(обязательное)

Стоимость электромонтажных работ

Таблица П12.1 − Итоговая стоимость электромонтажных работ в текущих ценах 2019

№п/п	Наименование показателя	Коэфф-т, отн.ед.	Значение, тыс. руб.
1.	**Монтажные работы в базисных ценах по видам строительства в том числе:**		
	Монтаж оборудования		
	основная заработная плата	1	172,07
	заработная плата машинистов	1	6,924
	затраты по эксплуатации машин	1	96,57
	строительные материалы	1	94,08
	Всего прямых затрат		466,2
	Накладные расходы	0,95	255,2
	Сметная прибыль организации	0,65	174,6
	Всего затрат на монтажные работы		**896,05**
2.	**Подземная прокладка кабеля в траншее алюминиевыми жилами**		
	основная заработная плата	1	64,5
	заработная плата машинистов	1	44,2
	затраты по эксплуатации машин	1	402,16
	строительные материалы	1	77,28
	Всего прямых затрат		990,3
	Накладные расходы	0,95	443,3
	Сметная прибыль организации	0,65	303,3
	Всего затрат на монтажные работы		**1737**
3.	**Сети уличного освещения с воздушной прокладкой кабеля**		
	основная заработная плата	1	22,7
	заработная плата машинистов	1	13,8
	затраты по эксплуатации машин	1	167,04

Продолжение таблицы П 12.1

№п/п	Наименование показателя	Коэфф-нт, отн.ед.	Значение, тыс. руб.
3.	строительные материалы	1	37,6
	Всего прямых затрат		408,3
	Накладные расходы	0,95	180,3
	Сметная прибыль организации	0,65	123,3
	Всего затрат на монтажные работы		**3417,8**
4.	**Пусконаладочные работы**		
	основная заработная плата	1	27,9
	заработная плата машинистов	1	-
	затраты по эксплуатации машин	1	-
	строительные материалы	1	-
	Всего прямых затрат		27,9
	Накладные расходы	0,95	26,5
	Сметная прибыль организации	0,65	18,15
	Всего затрат на монтажные работы		72,6
	Итоговая стоимость СМР в ценах 2001 года		**3417,8**
5.	**Пересчет стоимости монтажных работ в текущие цены:**		
	Удорожание затрат на СМР монтаж оборудования	9,72	**7715**
	Удорожание затрат на подземную прокладку кабеля в траншее алюминиевыми жилами	7,68	**11794,7**
	Удорожание затрат на сети уличного освещения с воздушной прокладкой кабеля	6,26	**4557,5**
	Удорожание затрат пусконаладочные работы	23,87	**1652,8**
	Итого стоимость СМР в ценах 2016 года		**25720,2**
6.	**Стоимость оборудования по смете:**		
	Стоимость оборудования в текущих ценах		12189,99
	Расчет дополнительных расходов на оборудование:		
	расходы на запасные части	0,02	243,79

Продолжение таблицы П12.1

№п/п	Наименование показателя	Коэфф-нт, отн.ед.	Значение, тыс. руб.
6.	расходы на тару и упаковку	0,015	182,84
	транспортные расходы	0,03	365,69
	снабженческо-сбытовая наценка	0,05	609,49
	заготовительно-складские расходы	0,012	146,27
	расходы на комплектацию	0,005	60,9
	Всего дополнительные расходы на оборудование:		1609
	Всего расходы на оборудование в текущих ценах		**13799**
7.	**Стоимость материалов по смете:**		
	Оптовая цена на материалы в текущих ценах		7493,9
	Расчет дополнительных расходов на материалы		
	транспортные расходы	0,03	224,81
	расходы на тару и упаковку	0,015	112,4
	заготовительно-складские расходы	0,012	89,9
	Всего дополнительные расходы на материалы:		427,1
	Всего расходы на материалы в текущих ценах		7921,1
8.	**Лимитированные и прочие затраты в текущих ценах:**		
	Затраты на временные здания и сооружения	0,039	1003,08
	Затраты на работу в зимнее время	2,1	24305,5
	Затраты на подвижной характер работы	-	-
	Затраты на перевозку крупногабаритных грузов	0,0003	7,7
	Затраты на добровольное страхование	0,03	771,6
	Затраты на премирование за ввод в эксплуатацию	0,0255	643
	Затраты на охрану объектов строительства	0,013	334,3
	Затраты на содержание дирекции строящихся объектов	0,011	282,9
	Сумма лимитированных и прочих затрат		27348,2

Окончание таблицы П 12.1

№п/п	Наименование показателя	Коэфф-нт, отн.ед.	Значение, тыс. руб.
	Непредвиденные расходы и затраты	0,03	2243.6
	Всего лимитированных и прочих затрат в текущих ценах:		**74788,7**
9.	ИТОГО		**77032, 3**
10.	НДС	0,18	**13865,83**
11.	Полная стоимость электромонтажных работ в текущих ценах:		**90898,19**