

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Заочный
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, должность

_____/_____
« ____ » _____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 2017 г.

Электроснабжение микрорайона «Солнечный»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮУрГУ – 13.03.02. 22017.551.00 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент, к.т.н.

_____/ Ю.В. Коровин /
« ____ » _____ 2017 г.

Автор

студент группы ПЗ-571

_____/ К.С. Токарев /
« ____ » _____ 2017г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н.

_____/ Ю.В. Коровин /
« ____ » _____ 2017г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Токарева Константина Сергеевича

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Электроснабжение микрорайона «Солнечный»

утверждена приказом по университету от 28 апреля 2017 г. № 835

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

1. Дано шесть многоквартирных домов.

2. Три общественных здания.

3. Кадастровый план расположения зданий.

4. Общая длина улиц составляет 3,5 километра.

5. Общая площадь микрорайона сто тысяч квадратных метров

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

1. Принципиальная однолинейная схема ТП-2 (чертеж формата А1)

2. Компоновка оборудования (чертеж формата А1)

3. План расположения электропроводки этажа (чертеж формата А1)

4. Трассировка кабелей (чертеж формата А1)

Всего 4 листов

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания 10 марта 2017 г.

Руководитель

/ Ю.В. Коровин /

Задание принял к исполнению

/ К.С. Токарев /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Описание характеристики основных потребителей	15.02.2017- 20.02.2017	
Определение нагрузок на вводах жилых зданий	21.02.2017- 24.02.2017	
Определение нагрузок на вводах общественных зданий	25.02.2017- 27.02.2017	
Анализ внедрения светодиодных светильников	28.02.2017- 05.03.2017	
Расчет мощности трансформаторов	06.03.2017- 09.03.2017	
Расчет оптимального расположения ТП в микрорайоне	10.03.2017- 15.03.2017	
Формирование схемы распред сетей 0,4 кВ	16.03.2017- 19.03.2017	
Капиталовложения в сеть 0,4 кВ	20.03.2017- 25.03.2017	
Формирование схемы распред сетей 10 кВ	26.03.2017- 30.03.2017	
Расчет затрат на сеть 10 кВ	31.03.2017- 07.04.2017	
Оценка качества напряжения	08.04.2017- 14.04.2017	
Выбор ТП	15.04.2017- 21.04.2017	
Расчет плавких вставок	22.04.2017- 28.04.2017	
Оформление пояснительной записки	29.04.2017- 15.05.2017	
Составление графической части	16.05.2017- 11.06.2017	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /Ю.В. Коровин/

Студент _____ /К.С. Токарев/

Аннотация

Токарев К.С. Электроснабжение микрорайона “Солнечный”. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2017, 76 с. 4 илл., библиогр. список – 26 наим., 4 плаката ф. А1.

В предоставленной работе, произведено энергоснабжение жилого микрорайона города Копейска. Выполнен расчет наружной осветительной сети. Произведен выбор силовых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с проверкой их по перегрузочной способности.

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

Выполнено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем наружного освещения.

Использовались программы AUTOCAD, MATHCAD, WORD.

					<i>13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Токарев К.С.			<i>Электроснабжение микрорайона “Солнечный”</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Коровин Ю.В.					6	76
<i>Рецензент</i>						<i>ЮУрГУ ЭССиС</i>		
<i>Н. Контр.</i>		Коровин Ю.В.						
<i>Утв.</i>		Кирпичникова И.М.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ЭНЕРГОСНАБЖАЕМОГО МИКРОРАЙОНА	
1.1 Характеристика основных потребителей объекта исследования	10
1.2 Характеристика схемы внешнего электроснабжения.....	12
1.3 Выбор напряжения питания ТП.....	13
2 РАСЧЕТ НАГРУЗОК ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ	
2.1 Расчетные электрические нагрузки на вводах в жилые здания.....	14
2.2 Определение расчетных нагрузок общественных зданий.....	17
2.3 Определение осветительной нагрузки микрорайона города.....	19
2.4 Определение электрической нагрузки микрорайона в целом.....	22
3 АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ СВЕТОДИОДНЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ	
3.1 Факторы на которые влияет замена на светодиодное освещение.....	23
3.2 Основные преимущества светильников.....	28
4 ВЫБОР МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 КВ И ИХ РАСПОЛОЖЕНИЯ	
4.1 Выбор мощности и типа трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ.....	30
4.2 Выбор мест расположения ТП на территории города.....	33
4.3 Формирование и выбор схемы и параметров распределительных сетей 380 В в новом районе города.....	37
5 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В СЕТЬ.....	44
6 ФОРМИРОВАНИЕ И ВЫБОР СТРУКТУРЫ, И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 10 КВ РАЙОНА ГОРОДА.....	51
7 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СЕТЬ 10 КВ.....	59
8 ПРОВЕРКА КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ МИКРОРАЙОНОВ	

										Лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

8.1 Оценка обеспечения качества напряжения по его отклонениям от номинального.....	62
8.2 Оценка и обеспечение качества напряжения по размаху его изменений.....	66
9 ВЫБОР ПОДСТАНЦИИ И ПЛАВКИХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ	
9.1 Выбор комплектной подстанции 10/0,4 кВ.....	69
9.2 Выбор предохранителей.....	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	74
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	75

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетического комплекса в программе экономического подъема и развития Российской Федерации, которая предусматривает воплощение политики энергосбережения с помощью последних научных достижений в различных отраслях хозяйства.

Электрификация хозяйства России идет по пути разработки и внедрения высокоэффективной электрической аппаратуры, разнообразного электротехнологического оборудования, линий электропередач, средств автоматики и телемеханики. Вследствие чего значительно уменьшилось энергопотребление. Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, сельское хозяйство городов и поселков, транспорт, причем на промышленность приходится более 70% потребления электроэнергии, которая должна расходоваться рационально и экономно на каждом предприятии, участке и установке. В нашей стране создан мощный высокоэффективный топливно-энергетический комплекс, экономное и рациональное использование которого должно обеспечивать успешное решение народнохозяйственных планов.[4]

Главной задачей проектирования стоит выбор схемы 10/0,4 кВ, подборе кабельных линий, выборе мощности и места размещения трансформаторных подстанций, определение потери напряжений на трансформаторе и вводах электроприемников. Затем производится проверка качества напряжения на зажимах электроприемников (ЭП) по допустимым отклонениям напряжения и колебаниям напряжения. Далее рассчитываются сечения нулевых проводников, плавкие вставки сети 0,38 а также основные экономические показатели спроектированной сети.

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

1 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ЭНЕРГОСНАБЖАЕМОГО МИКРОРАЙОНА

1.1 Характеристика основных потребителей объекта исследования

Задачей этого раздела является наиболее полный и точный сбор сведений о проектируемом микрорайоне.

Рассматривается проектируемый микрорайон «Солнечный», который относится к городским электрическим сетям МУП «Копейские электрические сети».

Микрорайон «Солнечный» города Копейска находится в западной части города, и предназначен для расселения из ветхо-аварийного жилья.

Состоит данный микрорайон из множества потребителей. К основными потребителями электроэнергии которого, относятся 3 многоэтажных домов; 1 больница; 1 школа; 1 отделение сбербанка.

В таблице 1.2 приведены общие сведения о потребителях жилых зданий жилого района города, в таблице 1.3 общие сведения о коммунально-бытовых потребителях жилого района города.

В таблице 1.1 приведены расчетные данные типовых жилых домов района города.

Таблица 1.1 – Основные данные о жилых зданиях

Номер строения	Количество подъездов	Число этажей	Число квартир	Нл*
2.	6	12	288	12
1.	3	9	108	3
8.	4	14	224	8
12.	6	17	408	12
20К1	1	14	56	2
31К1	3	9	108	3

*Количество лифтовых установок

Таблица 1.2 – Общие сведения о потребителях жилых зданий

Номер строения	Тип здания	Количественный показатель
2	жилые дома типовой застройки	12 этажей; лифты: 2х5,5 кВт на 1 секцию
1	жилые дома типовой застройки	9 этажей; лифты: 1х7,5 кВт на 1 секцию
8	жилые дома типовой застройки	14 этажей; лифты: 2х7,5 кВт на 1 секцию
12	жилые дома типовой застройки	17 этажей; лифты: 2х7,5 кВт на 1 секцию
20к1	жилые дома типовой застройки	14 этажей; лифты: 2х7,5 кВт на 1 секцию
31к1	жилые дома типовой застройки	9 этажей; лифты: 1х4 кВт на 1 секцию

Таблица 1.2 – Общие сведения о коммунально-бытовых потребителях

Коммунально-бытовые потребители		
Номер строения	Тип здания	Количественный показатель
8А	Больница с хирургическим отделением	300 к/мест
1Б	школа с электрифицированной столовой и двумя спортзалами	1259 чел.
17С2	Сбербанк	93,75кВ/м ²

Определим необходимые климатические параметры, характеризующие заданный микрорайон.

Рассматриваемый в проекте микрорайон относится к III климатической зоне. Наиболее высокая температура воздуха плюс 40° С, наиболее низкая температура минус 40° С. Годовое количество осадков 358 мм. Средняя толщина снегового покрова 31 см, глубина промерзания 1,8 – 2 м [5].

Электроснабжение микрорайона от потребительской трансформаторной подстанции, питание которой осуществляется от существующей подстанции 35/10 кВ «Шелковая».

Согласно ПУЭ (правила эксплуатации электроустановок) степень надежности электроснабжения, проектируемых зданий относится к следующим категориям [2, 1.2.17].

- I категории больница, банковское отделение (особая группа).
- II категории относятся электродвигатели лифтов жилых домов, школ.

1.2 Характеристика схемы внешнего электроснабжения

Электроснабжение жилого массива осуществляется от подстанции «Шелковая» 35/10 кВ кабельными линиями, электроснабжение потребителей осуществляется напряжением 10 кВ по схеме двоярных магистралей с односторонним питанием [рисунок 1].

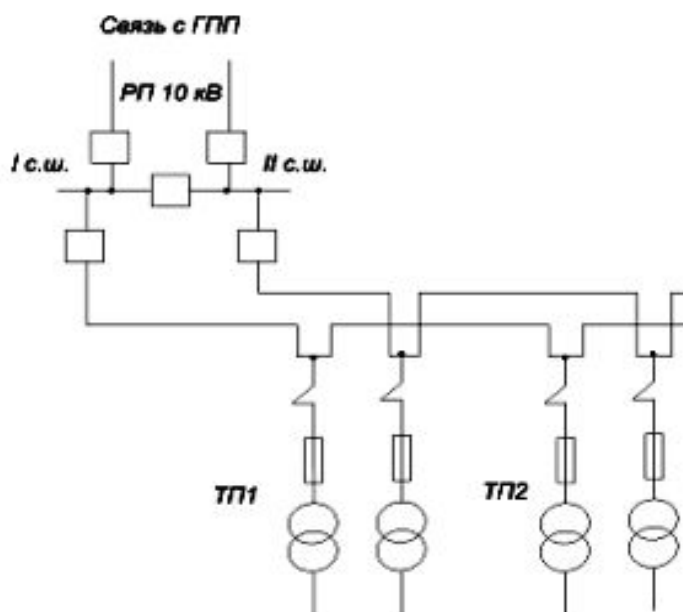


Рисунок 1

Высокая степень надежности электроснабжения при такой схеме обеспечивается благодаря следующим факторам [6].

- Трансформаторы на двухтрансформаторных ТП (трансформаторная подстанция) получают питание от разных магистралей.
- Каждая из двух магистралей рассчитана на питание (при аварийном режиме) основных нагрузок всех ТП данной линии.

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

– Трансформаторы выбраны с таким расчетом, что каждый из них (с учетом перегрузочной способности) может принять на себя всю основную нагрузку ТП.

– Предусмотрено секционирование шин на стороне 10 кВ ГПП (главная понижающая подстанция) и на 0,4 кВ городских ТП с применением АВР (автоматическое включение резерва).

Вариант схемы двухтрансформаторных ТП – с защитными аппаратами ВН (высоко напряжения).

Этот вариант широко применяется, так как конструкция ТП сравнительно проста при сохранении высокой надежности и удобств эксплуатации. Передача электрической энергии 10 кВ от ГПП и ТП, от ТП к ТП осуществляется кабельными линиями, расположенными в земле в каналах.

1.3 Выбор напряжения питания ТП

Вопрос о выборе напряжений 10 кВ для распределительных сетей городов решается однозначно. В районах нового жилищного строительства городов следует применять напряжение 10 кВ вне зависимости от напряжений существующих сетей. При большем напряжении линии потери гораздо ниже, а токи которые способна передать линия – выше. При этом стоимость возведения линий, примерно одинакова. Так как кабели и оборудование применяется однотипное.

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2 РАСЧЕТ НАГРУЗОК ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

2.1 Расчетные электрические нагрузки на вводах в жилые здания

Определяются исходя из сведений о количестве квартир, оборудовании для приготовления пищи и количестве и мощности лифтовых установок [7].

Расчетная активная нагрузка состоит из нагрузки квартир $P_{р.ж.зд}$ и силовую нагрузку $P_{р.с}$, состоящую из нагрузки СТУ (сантехнических устройств) $P_{р.СТУ}$ и лифтовых установок $P_{р.л}$. [11]:

$$P_{р.ж.зд} = P_{р.кв} + k_y \cdot P_{р.с} = P_{р.кв} + k_y (P_{р.л} + P_{р.СТУ}), \quad (2.1)$$

где k_y – коэффициент участия, согласно лекциям, равный 0,9.

Расчетная активная нагрузка квартир определяется по формулой [11]:

$$P_{р.кв} = P_{р.уд}(n_{кв}) \cdot n_{кв}, \quad (2.2)$$

где $n_{кв}$ – количество квартир в доме;

$P_{р.уд}(n_{кв})$ – удельная расчетная нагрузка 1 квартиры, зависящая от количества квартир в доме.

Для типовых квартир с электроплитами мощностью до 8,5 кВт удельные расчетные нагрузки приведены в таблице [1, табл. 2.1]. Удельные расчетные нагрузки для промежуточного числа квартир определяются интерполяцией.

Таблица 2.1 – Удельная расчетная электрическая нагрузка квартир жилого здания

Количество квартир	60	100	200	400	600	1000
$P_{р.уд}(n_{кв}), \text{кВт}$	2,1	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19

Нагрузка лифтовых установок определяется по формуле [11]:

$$P_{р.л} = k_c \times \sum_{i=1}^{n_l} P_{ном.лi}, \quad (2.3)$$

где $P_{ном.л\ddot{u}}$ – мощность лифтовой установки;

$n_{л}$ – число лифтов в здании;

k_c – коэффициент спроса, напрямую зависит от числа лифтов и этажей (может определяться интерполяцией).

Таблица 2.2 – Коэффициенты спроса лифтовых установок жилых зданий

Количество лифтовых установок	Этажность жилого здания	
	До 12 этажей	Более 12 этажей
2-3	0,8	0,9
4-5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Паспортная мощность электродвигателей (ЭД) типовой пассажирской и грузовой лифтовой установки приведены в таблице [7, табл. 2.1.2].

Нагрузка СТУ определяется формулой [7, табл. 2.1.3].

$$P_{р.СТУ} = 0,05 \times n_{кв}, \quad (2.4)$$

где $P_{р.СТУ}$ – расчетная нагрузка СТУ, кВт.

$n_{кв}$ – количество квартир.

Расчетная реактивная нагрузка зданий определяется как [10]:

$$\begin{aligned} Q_{р.ж.зд} &= Q_{р.кв} + k_y Q_{р.с} \\ Q_{р.ж.зд} &= P_{р.кв} \cdot tg\varphi_{кв} + k_y \cdot (P_{р.л} \cdot tg\varphi_{л} + P_{р.СТУ} \cdot tg\varphi_{СТУ}), \end{aligned} \quad (2.5)$$

где k_y – коэффициент участия равен 0,9;

$tg\varphi_{кв}$ – коэффициент реактивной мощности квартир;

$tg\varphi_{СТУ}$ – коэффициент реактивной мощности СТУ;

$tg\varphi_{л}$ – коэффициент реактивной мощности лифтовых установок.

Данные коэффициент сведем в таблицу 2.3 [1].

Таблица 2.3 – Расчетные коэффициенты реактивной мощности жилых домов

Потребитель электроэнергии	tgφ
Квартиры с электрическими плитами	0,2
Оборудования жизнеобеспечения дома (насосы, санитарно-технические устройства)	0,75
Лифтовые установки	1,17

Приведем пример расчета нагрузки жилого здания 1 на шинах ВРУ (вводного распределительного устройства), с количеством квартир $n_{кв} = 108$. Используя таблицу 2.1 и метод интерполяции, определим удельную расчетную нагрузку 1 квартиры этого здания:

$$P_{р.уд.1кв}(108) = 1.5 - (108 - 100) \cdot \frac{1.5 - 1.36}{200 - 100} = 1.489 \text{ кВт/кв}$$

Тогда, по формуле (2.2) расчетная нагрузка 108 квартир будет составлять:

$$P_{р.кв} = 1,498 \times 108 = 161,8 \text{ кВт.}$$

В соответствии с [8] номинальная мощность одной лифтовой установки. Тогда для дома состоящего из 3 подъездов (по одному лифту на подъезд) по формуле (2.3) имеем.

$$P_{р.л} = 0,8 \times 7,5 + 7,5 + 7,5 = 18 \text{ кВт,}$$

Определим коэффициент k_c методом интерполяции определяется по данным таблице [7, табл. 2.2.3] при количества лифтов $n_{л} = 3$ и количестве этажей менее 12:

$$k'_c(3) = 0,8 \text{ кВт/л.}$$

Расчетная нагрузка СТУ определена по формуле (2.4):

$$P_{р.СТУ} = 0,05 \times 108 = 5,4 \text{ кВт.}$$

Тогда, активная расчетная нагрузка жилого здания 1 согласно формуле (2.1) находится как:

$$P_{р.ж.зд} = 161,8 + 0,9 \times (18 + 5,4) = 182,84 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем расчетную реактивную нагрузку этого здания по формуле (2.5):

$$Q_{р.ж.зд}^1 = Q_{р.кв}^1 + k_y \times Q_{р.с}^1 = P_{р.кв}^1 \cdot \text{tg}\varphi_{кв} + k_y \cdot (P_{р.л}^1 \cdot \text{tg}\varphi_{л} + P_{р.СТУ}^1 \cdot \text{tg}\varphi_{СТУ}) = 161,78 \times 0,2 + 0,9 \times (18 \times 1,17 + 5,4 \times 0,75) = 54,955 \text{ квар.}$$

Полная расчетная мощность жилого здания 1 составит:

$$S_{р.ж.зд}^1 = \sqrt{(P_{р.ж.зд}^1)^2 + (Q_{р.ж.зд}^1)^2} = \sqrt{224,95^2 + 59,553^2} = 232,7 \text{ кВА.}$$

Остальные нагрузки зданий рассчитываются аналогично, из результатов составим таблицу 2.4 :

2.2 Определение расчетных нагрузок общественных зданий

Электрическую нагрузки на ВРУ(вводное распределительное устройство) общественных зданий найдем по формуле [10]:

$$P_p = P_{уд} \cdot M. \quad (2.6)$$

Здесь $P_{уд}$ – удельная нагрузка зданий ;

M – количественный показатель

Расчетную реактивную нагрузок зданий определим по активной нагрузке и коэффициенту реактивной мощности [10]:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi. \quad (2.7)$$

Удельная расчетная электрическая нагрузка, а также коэффициенты реактивной мощности приведены в таблице 2.6 на основании данных [1].

Здесь $P_{уд} = 0,2$ кВт/пос. – удельная расчетная нагрузка поликлиники, $M = 500$ пос. – количество посещений в смену, из этих данных мы можем найти нагрузку здания 15 по формуле (2.6):

$$P_{р.15} = 0,2 \cdot 500 = 100 \text{ кВт.}$$

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

Таблица 2.4 – Расчетные нагрузки жилых зданий.

№ стр	N с	N эт	N кв	N Руд 1 кв	N л	P р	К' с	Ркв	Окв	Рр лифт	Ор ли фт	Рр стл	Ор стл	Рр ж зД	Ор ж зД	Sp ж зД
2.	6	12	28	1,32	1	4,	0,	380,	76,055	25,92	30,	14,	10,8	416,563	113,	431,6
			8	0	2	5	48	275		4	326	4			068	35
1.	3	9	10	1,48	3	7,	0,	161,	32,36	18	21,	5,4	4,05	182,84	54,9	236,6
			8	9	5	8	8	78			06				5	9
8.	4	14	22	1,34	8	7	0,	302,	60,444	36,4	42,	11,	8,4	345,060	106,	361,0
			4	9	8	7	65	221			588	2			333	73
12.	6	17	40	1,26	1	7	0,	517,	103,501	48,72	57,	20,	15,3	579,715	168,	603,7
			8	8	2		58	507			002	4			573	27
			8								4					
20К	1	14	56	2,20	2	7	0,	123,	24,640	12,6	14,	2,8	2,1	137,06	39,7	142,7
1			0		2		9	200			742				97	21
31К	3	9	10	1,48	3	4,	0,	160,	32,158	10,8	12,	5,4	4,05	175,370	47,1	181,6
1			8	9	5	8	8	790			636				75	04

Расчетная реактивная нагрузка поликлиники 15 определена по формуле (2.7):

$$Q_p = 100 \cdot 0,43 = 43 \text{ квар.}$$

Электрических нагрузок остальных зданий производится аналогично, результаты расчета обрабатываем и составим таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетные нагрузки общественных зданий

Номер строения	Наименование	М, чел, пос.	Руд, кВт/М	tgφ	Рр, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Ky	Рр·К, кВт	Qp·К, квар
15.	Поликлиника	500	0,2	0,43	100	43	108,85	0,7	70	30,1
17	Сбербанк	95	0,054	0,57	5,13	2,92	5,903	0,6	3,078	1,752
12А	Школа	1259	0,25	0,33	314,75	103,86	331,44	0,4	125,9	41,54
Итого									198,8	73,39

Здесь K_y – коэффициент учитывающий долю электрических нагрузок общественных зданий и жилых домов в наибольшей расчетной нагрузке [1, табл.6.14]

2.3 Определение осветительной нагрузки микрорайона города

Расчетные нагрузки наружного освещения в данном дипломном проекте могут быть определены с помощью нагрузок, приведенных в [9, табл. 11]. Нагрузку от уличного освещения находим по формуле [10]:

$$P_{\text{руо}} = \sum_{i=1}^{n_y} P_{\text{уд.уoi}} \cdot L_{\text{yi}} \quad , \quad (2.6)$$

где $P_{\text{руо}}$ – нагрузка уличного освещения микрорайона;

$P_{\text{уд.уoi}}$ – нагрузка различных категорий улиц;

n_y – количество улиц;

L_{yi} – длина улицы с номером j ;

При расчете реактивной составляющей нагрузки значения коэффициента реактивной мощности ($\text{tg}\phi$) может быть принято равным 0,62 для светодиодных светильников, применяемых для освещения улиц и автострад.

Для примера выполним расчет улицы категории Б из [9, табл. 11] находим среднее значение удельной нагрузки для категории Б: $P_{\text{уд.уо.Б}} = 30$ кВт/км. По генеральному плану (рисунок.3) микрорайона в соответствии с масштабом определяю длину улицы $L_{\text{yo1}} = 0,5$ км

Активная нагрузка улицы категории Б:

$$P_{\text{yo1}} = 30 \cdot 0,5 = 15 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка улицы категории Б:

$$Q_{\text{yo1}} = 15 \cdot 0,62 = 9,3 \text{ кВар}$$

Полная нагрузка улицы категории Б:

$$S = \sqrt{15^2 + 9,3^2} = 17,64 \text{ кВА}$$

При расчете необходимо учитывать категории улиц микрорайона. Состав улиц следующий (рисунок 2).

- одна магистральная улица (категория Б)
- два проезда жилой застройки (категория В)
- четыре пешеходных дорожки (категория Г)

Расчет электрических нагрузок остальных категорий улиц производится аналогично, результаты сведем в таблицу 2.7 .

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

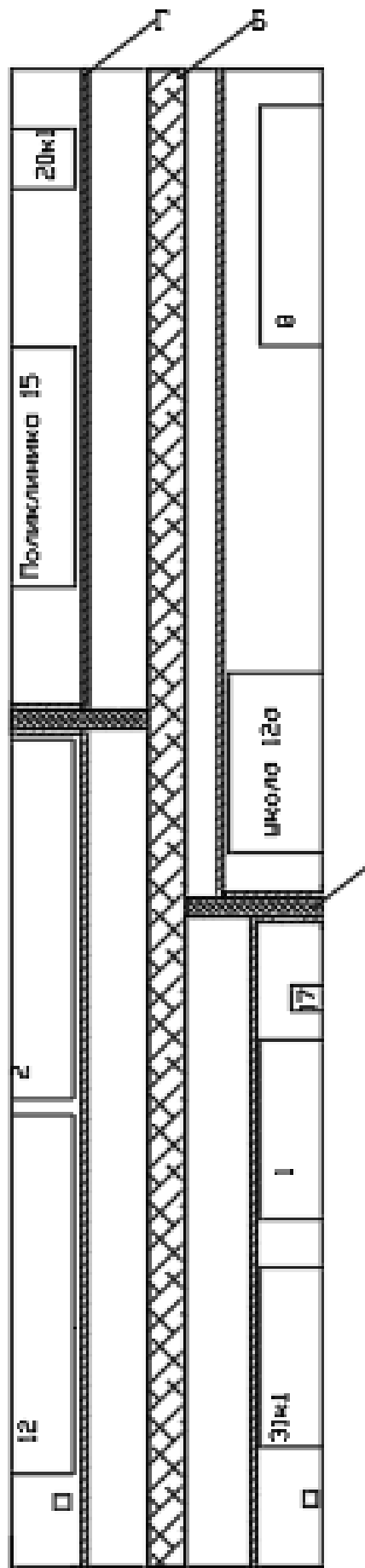


Рисунок 2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ

Лист

21

Таблица 2.7 – Нагрузки уличного освещения

Длина улицы, км	Категория улицы	$P_{уд}$, кВт/км	P , кВт	Q , квар	S , кВА
0,5	Б	30	15	9,3	17,64
0,087	В	10	0,87	0,53	1,01
2,89	Г	5	14,45	8,9	16,98

2.4 Определение электрической нагрузки микрорайона в целом [10]:

$$P_{P.Район.} = P_{зд.МАХ} + \sum_{i}^{n-1} k_{y.i} \times P_{зд.i} \quad (2.7)$$

Здесь $P_{зд.МАХ}$ – наибольшая расчетная нагрузка жилых зданий с одинаковым типом кухонных плит, питаемых по линии или от ТП; последняя нагрузка определяется по суммарному количеству квартир и лифтовых установок;

$P_{зд.i}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых от линии или от ТП;

$k_{y.i}$ – коэффициенты участия в максимуме электрических нагрузок потребителей относительно потребителя с наибольшей нагрузкой. [1, 6.13]

$$P_{P.Район.} = 1836,6 + 0,4 \cdot (314,75) + 0,7 \cdot (100) + 0,6 \cdot (5,13) + 15 = 2096,18 \text{ кВт}$$

$$Q_{P.Района.} = 708,21 \text{ квар}$$

$$S_{P.Л.} = \sqrt{2096^2 + 708^2} = 2212 \text{ кВА}$$

3 АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ СВЕТОДИОДНЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Применение энергосберегающих светильников позволяет сберечь и перенаправить на другие нужды высвободившиеся средства и мощности за счет экономии электроэнергии, мощностей; первоначальное строительство светоточек на улицах с трех и четырех полосным движением станет в полтора раза дешевле за счет возможности применения специальной оптики и установки опор с одной стороны дороги, отсутствие затрат на эксплуатацию и утилизацию на сроки в четыре раза превышающие жизненный цикл ламповых технологий. Давно известно: сбережение энергии всегда обходится и экономике, и экологии в разы дешевле, нежели экстенсивный путь — наращивание ее производства, строительство новых электростанций, для которых требуется добывать все больше топлива, строить шахты и так далее [16].

3.1 Факторы на которые влияет замена на светодиодное освещение

При замене светильников с натриевыми лампами на светодиодные получаем экономию электроэнергии до 3 ГВт в год, это не только снижение капитальных затрат, но и экономия на электроэнергии.

1) Увеличение освещенности за счет установки большего числа осветительной аппаратуры без изменения питающей линии;

Так как большинство информации человек получает через глаза, очень важно сохранять комфортный уровень освещенности. Достаточная освещенности — это залог продуктивной и качественной работы человека. Немало важный фактор — это чувство безопасности в освещенном месте. Исследования показали, что в городах с хорошей ночной освещенностью уровень преступлений гораздо ниже, чем в городах с меньшим уровнем освещенности[21].

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

2) Уменьшение сечения кабеля, за счёт уменьшения нагрузки на линию [21];

3) Отсутствие необходимости строительства новых энергетических объектов, что приводит к снижению капитальных затрат [21];

4) При снижении энергопотребления можно снизить потребления топлива электростанциями. Которое можно экспортировать [21].

Светодиод – это специальный электроприбор, который перерабатывает ток в некоторое свечение. На сегодняшний день светодиоды более известны как LED, что значит «светоизлучающий диод». Светодиод — низковольтный электроприбор, а стало быть, безопасный [17].

Рассмотрим основные отличия новой — светодиодной технологии освещения от ламповой:

Известно, что все лампы дают световое излучение 360 градусам и в основном расходуют электроэнергию на собственный нагрев. Светильники с такими лампами имеют рефлекторы которые служат для направления светового потока в нужную сторону, при чем половина света теряется.

Часто встречающееся последнее время техническое перевооружение светильников путём замены ламп ДРЛ на лампы ДНаТ или ДНаЗ при их аналогичной мощности и заявленной высокой экономичности, не приводит к реальной экономии электроэнергии. Так, при включении новой лампы ДНаТ или ДНаЗ освещённость увеличивается, превышая нормативную в 3-5 раз, что ведет к ослеплению водителей и пешеходов.

Светодиодный светильник создает очень хорошую освещённость, которая выше по сравнению с газоразрядными лампами почти в триста раз.

Сегодня для освещения всех типов дорог в основном используется лампы ДРЛ, ДНаТ, ДНаЗ, которые обладают очень узкой цветовой температурой, которая не обеспечивает нужной цветопередачи. Свет данных ламп имеют характерную желтую окраску, которая не обеспечивает приемлемую освещённость и неприятна для зрения.

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

Продолжение таблицы 3.1

Специальные условия утилизации источников света	есть	нет
Виброустойчивость процессе эксплуатации	низкая	высокая
Устойчивость к перепадам напряжения	низкая	не чувствителен
Стабильность работы систем уличного освещения при низких температурах	низкая	высокая
Наличие стробоскопического эффекта у светильника	есть	нет
Экологическая безопасность светильника	нет	полная
Световой поток	12000лм	8451лм
Вес конструкции светильника	10кг+вес лампы 300гр	4,2кг
Время выхода на рабочий режим освещения источника света	10-15минут период зажигание ламп	Минимум 1с.
Температурные режимы работы во время эксплуатации	От -40 до +40 градусов(при низких t запуск затруднителен)	От -60 до +40 градусов
Потери в ПРА	28Вт	нет
Регулирование освещения	нет	30-40%

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ

Лист

27

3.2 Основные преимущества светильников

По итогам можно выделить основные преимущества светильников Ledel и РКУ 15-250:

Преимущества уличных светодиодных светильников «L-street48» [17]:

- 1) Срок службы — до 100 тысяч часов, что равняется 25 годам работы в режиме восьми часового ночного освещения.
- 2) Экономия электроэнергии 30% по сравнению с уличными светильниками с лампой ДНаТ и 70% по сравнению с уличными светильниками с лампой ДРЛ.
- 3) Окупаемости равной 3-4 годам.
- 4) Высокая экологическая безопасность и отсутствие необходимости специальной утилизации.
- 5) Виброустойчивость и хорошая механическая устойчивость.
- 6) Отсутствие вредного для зрения эффекта пульсации (мерцания).
- 7) Очень низкое потребления по сравнению с классическими светильниками.
- 8) Дополнительным немаловажным преимуществом уличных и промышленных светильников Ledel является мгновенное зажигание при подаче питающего напряжения и независимость работоспособности от низких температур окружающего воздуха.

Преимущества уличных светильников «РКУ-15-250» [18]:

- 1) Простота конструкции обеспечивает быстрый доступ к элементам светильника;
- 2) Отражатель сохраняет светотехнические параметры в процессе эксплуатации;
- 3) Герметический оптический отсек обеспечивает полную защиту от влаги и пыли;
- 4) ПРА установлен на отдельной пластине и легко снимается для замены;

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

5) Защитное стекло антивандально и устойчиво к УФ-излучению;

6) Модификация со степенью защиты IP65, пыле-водозащищена.

Из представленных преимуществ и технического сравнения светильников можно сделать вывод, даже не вооруженным взглядом, что применение светодиодной техники в уличном освещении более целесообразно, чем газоразрядных ламп. Так как светодиодные светильники имеют два основных и не оспоримых преимущества: энергопотребление и долговечность.

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

4 ВЫБОР МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 КВ И ИХ РАСПОЛОЖЕНИЯ

4.1 Выбор мощности и типа трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ

При создании подстанций 6 - 20/0,4 кВ распределительных электрических сетей должно быть обеспечено [10, 4.1].

- повышение надежности за счет предотвращения поставок подстанций и комплектующих, не соответствующих по своим характеристикам требованиям стандартов, нормативно-технической документации и условиям применения;
- снижение потерь и улучшение качества электроэнергии;
- применение современного оборудования для подстанций, в том числе с уменьшенными токами утечки;
- повышение эксплуатационной надежности;
- долговечность электротехнического оборудования;
- минимальный объем профилактических работ;
- ремонтпригодность электротехнического оборудования;
- электромагнитная совместимость;
- снижение травматизма эксплуатационного персонала

Исходя из выше сказанного принимаем для вновь возводимого района напряжение 10/0,4 кВ, с глухо заземлённой нейтралью.

Проектирование РЭС (районных электросетей) городов проводится с целью комплексного рассмотрения всех энергоприемников, находящихся в зоне действия электрических сетей рассматриваемого источника питания, а также комплексного подхода к выбору схем электроснабжения потребителей с принятием во внимание экономической части и общей целесообразности проекта [25].

Проектирование этих сетей включает в себя выбор трансформаторных подстанций, схемы электроснабжения что обусловлено

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

тесной технологической взаимосвязью электросхемы и параметров сетей 380 В и ТП и их технико-экономическими показателями. При этом очень большое значение имеет обеспечение надежности схемы[6].

Согласно ПУЭ большая часть приемников и потребителей электроэнергии жилых районов города относится ко II категории, перерыв в электроснабжении которых связан с нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей, но не приводит к тяжелым последствиям при ограничении длительности этого перерыва. Потребители II категории должны обеспечиваться сетевым резервом, ввод которого разрешается производить действиями оперативного персонала. Лишь единичные электроприемники или их группы в жилых районах относятся к I категории по требованиям надежности электроснабжения. Основным решением задачи обеспечения надежности электроснабжения потребителей, содержащих электроприемники I категории, является применение АВР в ТП, на вводах к потребителю и электроприемнику. В некоторых случаях отсутствуют резервные линии 0,4 кВ и АВР у электроприемника, если имеются резервирующие установки, как, например, по две лифтовых установки в каждой секции многоэтажных зданий [2, п. 1.2.17-1.2.21]

Все выше сказанное обуславливает порядок выбора количества и мощности трансформаторов ТП в завязки со электросхемой и параметрами электрической сети 380 В.

При начале проектирования в первую очередь определяется максимальная нагрузка на ТП. В дальнейшем выбирается схема снабжения с особенностями сетей 10 и 0,38 кВ, а также с учетом допустимых перегрузок трансформатора в нормальном и аварийном режимах [10].

Первоочередным фактором, который оказывает влияющее значение на

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

экономически целесообразную мощность городских ТП, является поверхностная плотность электрической нагрузки в рассматриваемом жилом районе [26]:

$$\sigma_{P, TP} = \frac{P_{MP, \Sigma}}{F_{MP}}, \quad (4.1)$$

где $P_{MP, \Sigma}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;

F_{MP} – площадь микрорайона

$$\sigma_{P, TP} = \frac{2096 \cdot 10^{-3}}{50000 \cdot 10^{-6}} = 41,92 \frac{MВт}{км^2}$$

Зависимость экономической мощности ТП от плотности нагрузки в сочетании со спецификой эксплуатации трансформаторов жилой застройки может обуславливаться целесообразность применения двухтрансформаторных ТП ориентировочно при [7, 4.4.2]

$$\sigma_{P, TP} > 8 - 10 MВт / км^2$$

Ориентировочное расчетное выражение экономически целесообразной мощности отдельностоящих ТП 10/0,38 кВ:

$$S_{ТП}^{\ominus} \cong 1,45 \cdot \sqrt[3]{\sigma_{S, TP}^2}, \quad (4.2)$$

где $\sigma_{S, TP}$ – поверхностная плотность полной нагрузки кВ·А/км²

$$\sigma_{S, TP} = \frac{S_{MP, \Sigma}}{F_{MP}} = \frac{2212}{50000 \cdot 10^{-3}} = 44,24 \cdot 10^3 \frac{кВа}{км^2}$$

$$S_{ТП}^{\ominus} \cong 1,45 \cdot \sqrt[3]{(44,24 \cdot 10^3)^2} = 2732 \text{ кВа}$$

Далее рассмотрим вариант схемы сети 380 В:

с установкой на ТП двух трансформаторов мощностью 2x1000 кВА;

$$n_{TP1} = \frac{S_{ТП}^{\ominus}}{S_{TP} \cdot k_{неп}} = \frac{2732}{1000 \cdot 1,4} = 1,92 = 2 \quad (4.3)$$

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

Из рассчитанного n_{TP} получаем число трансформаторов которое надо установить, так как число не целое округляем его и получаем два трансформатора к установке.

4.2 Выбор мест расположения ТП на территории города

Главным фактором влияющим на экономическое расположение ТП является «Центр нагрузок», который определяется аналогично центру тяжести на плоскости, где расположены силы веса некоторой группы масс. При этом ТП согласно ПУЭ обязана располагаться около проездов на расстоянии не менее 10 м от зданий, но не должна возводиться в центре зон озеленения, отдыха, спорт- и детских площадок и т. п. так же, как и на «красной линии» квартала. Если одно из зданий рассматриваемой зоны имеет очень большую нагрузку, то трансформаторную подстанцию нужно разместить вблизи такого здания [12].

Для того чтобы более точно расположить наши ТП по микрорайону необходимо разбить его на «зоны», число зон будет соответствовать числу ТП выбранных в пункте 4.1, 2 «зоны» питаемых ТП 2x1000.

Расчет этих зон будет проходить аналогично, с учетом всех коэффициентов (спроса, участия в максимуме и тп.). В дальнейшем для них будет рассчитан коэффициент загрузки. При этом надо выбрать эти зоны таким образом чтобы коэффициент загрузки трансформаторов (k_3) был примерно одинаковым на всех ТП и не превышал стандартного 0,74 в нормальном режиме ($k_3 \leq 0,74$) [10].

В таблице 4.1, приведем значения полных расчетных нагрузок.

Приведем пример расчета для коэффициента загрузки трансформатора «зоны» №1 в варианте 2x1000, которая включает в себя такие здания как 12,2,15,20к1:

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$k_{з1} = \frac{S_{\text{расч}\Sigma}}{S_{\text{ном.тр}} \cdot n_{\text{т}}} = \frac{1284}{1000 \cdot 2} = 0,642 < 0,74, \quad (4.4)$$

условие выполняется.

Таблица 4.1 – Значения полных расчетных мощностей и коэффициентов загрузок в варианте 2х1000

№, зоны	Входящие в состав потребители	$P_{\text{расч}\Sigma}$, кВт	$Q_{\text{расч}\Sigma}$, квар	$S_{\text{расч}\Sigma}$, кВА	k_z
1	12,2,20к1,15	1232	363	1284	0,642
2	1,8,31к1,17,12а	1036	327	1134	0,567

Нагрузка освещения учтена в зоне 2.

Далее перейдем к расчету «центр нагрузок», который будет вестись по данным формулам:

$$X_{\text{ц.н}} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{нагр.}i} \cdot X_{\text{нагр.}i})}{\sum_{i=1}^n S_{\text{нагр.}i}}, \quad (4.5)$$

$$Y_{\text{ц.н}} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{нагр.}i} \cdot Y_{\text{нагр.}i})}{\sum_{i=1}^n S_{\text{нагр.}i}}, \quad (4.6)$$

где $X_{\text{нагр.}i}$ и $Y_{\text{нагр.}i}$ – соответствуют координатам «центра нагрузок»;

$\sum_{i=1}^n S_{\text{нагр.}i}$ – сумма расчетных нагрузок, питающихся от данной ТП.

Ниже приведена таблица 4.2 с измеренными координатами центров электрических нагрузок зданий. М=1:2000 (рисунок 3)

Таблица 4.2 – «Центры нагрузок» зданий микрорайона

№ здания	12	2	15	20к1	31к1	1	17	12а	8
$X_{нагр.i}$,см	4,0	4,1	4,1	4,2	0,55	0,7	0,15	11,3	0,2
$Y_{нагр.i}$,см	4,0	11,0	18,0	23,5	3,0	8,0	9,5	12,2	22,1

Приведем пример расчета центра нагрузок для варианта с ТП 2х1000, зоны 1 по формулам (4.5) и (4.6):

$$\begin{aligned}
 X_{ц.н} &= \frac{\sum_{i=1}^n (S_{нагр.i} \cdot X_{нагр.i})}{\sum_{i=1}^n S_{нагр.i}} = \\
 &= \frac{(S_{нагр.31к1} \cdot X_{нагр.31к1} + S_{нагр.1} \cdot X_{нагр.1} + S_{нагр.17} \cdot X_{нагр.17} + S_{нагр.12а} \cdot X_{нагр.12а} + S_{нагр.8} \cdot X_{нагр.8})}{(S_{нагр.31к1} + S_{нагр.1} + S_{нагр.17} + S_{нагр.12а} + S_{нагр.8})} = \\
 &= \frac{(181,6 \cdot 3,0 + 236,69 \cdot 8,0 + 5,9 \cdot 9,5 + 331,44 \cdot 12 + 361,073 \cdot 21)}{(181,6 + 236,69 + 5,9 + 331,44 + 361,073)} = 12,58 \text{ см},
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Y_{ц.н} &= \frac{\sum_{i=1}^n (S_{нагр.i} \cdot Y_{нагр.i})}{\sum_{i=1}^n S_{нагр.i}} = 0,68 \text{ см}.
 \end{aligned}$$

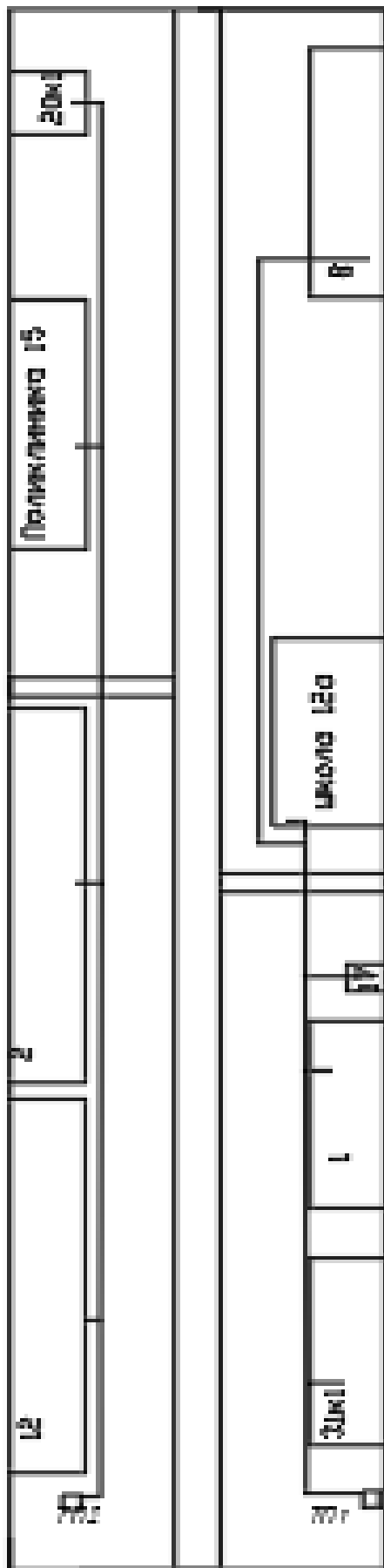


Рисунок. 3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ

Лист

36

Здания, в непосредственной близости от которых располагается ТП, следует питать отдельными линиями и не включать эти здания в магистральные схемы.

Все линии в сети 380 В выполнены кабелем АПвБбШп с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).

Так как число часов использования максимума нагрузки $T_{нб}$ в сетях 380 В не превышает 4000-5000 ч, то сечения жил кабелей не подлежат проверке по экономической плотности тока, согласно ПУЭ. Поэтому сечения жил кабелей линий 380 В должны выбираться по допустимому нагреву в нормальном режиме (НР) с дальнейшей проверкой по допустимому нагреву в послеаварийном режиме (П/АВ) и по допустимым потерям напряжения в нормальных и послеаварийных режимах, а также с учетом применения минимальных сечений по условиям механической прочности (по условиям монтажа и эксплуатации) [10].

Выбор кабелей 0,38 кВ осуществлен по условию допустимого нагрева в нормальном режиме [10]:

$$I_{расч} \leq I'_{доп} \cdot \quad (4.7)$$

где $I_{расч}$ – ток протекающий в нормальном режиме;

$I'_{доп}$ – токовая нагрузка кабелей.

Допустимая токовая нагрузка кабеля:

$$I'_{доп} = I_{доп.табл.} \cdot k_3 \cdot k_t \cdot k_n \cdot k_r, \quad (4.8)$$

где $I_{доп.табл.}$ – допустимый длительный ток для кабеля с алюминиевыми жилами с пластмассовой изоляцией;

k_n – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

k_t – поправочный коэффициент на токи для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от температуры земли;

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

k_3 – нагрузка кабеля в нормальном режиме или перегрузки в послеаварийном режиме;

k_T – коэффициент учитывающий удельную проводимость грунта.

Рассмотрим выбор сечения КЛ, питающей ВРУ жилого здания 1 от ТП1 в варианте схемы сети 380 В 2х1000.

Ток протекающий по кабелю в нормальном режиме:

$$I_{\text{расч}(1)} = \frac{S_{\text{расч}(1)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{181,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 137,9 \text{ А.} \quad (4.9)$$

Так как рядом нет кабельных линий, и число кабелей в траншее равно 2, k_n согласно [2, 1.3.26] принимаем равным 0,9.

Согласно таблице [2] ток для кабеля сечением 95 мм² составляет 240 А. Из этого следует, что в нормальном режиме ток для кабеля будет определен по формуле (4.8):

$$I'_{\text{доп}(1)} = I_{\text{доп.табл.}} \cdot k_3 \cdot k_t \cdot k_n \cdot k_T = 240 \cdot 0,7 \cdot 1,06 \cdot 0,9 \cdot 1 = 160,3 \text{ А.}$$

где $k_t = 1,06$ – расчетная температура грунта +5°C,

$k_3 = 0,7$ – нормального режим,

$k_3 = 1,17$ – послеаварийного режим,

$k_T = 1,0$ – для обычной почвы либо песка влажностью 7-9%, при

удельном сопротивлении 120 [2, 1.3.23].

$I_{\text{расч}(1)} \leq I'_{\text{доп}(1)}$, из этого условия следует что условие по нагреву в нормальном режиме выполнено.

Далее производим проверку по допустимому нагреву в послеаварийном режиме (отключение 1 цепи в радиальной линии, либо отключение 1 цепи головного участка в магистральной линии):

$$I_{\text{п/ав}} \leq I'_{\text{доп.п/ав}}$$

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

Расчетный ток, протекающий по кабелю в послеаварийном режиме определяется по выражению:

$$I_{\text{п/ав}}(1) = 2 \cdot I_{\text{расч}}(1) = 2 \cdot 137,9 = 275,8 \text{ А.} \quad (4.10)$$

$$I'_{\text{доп.п/ав}}(1) = I_{\text{доп.табл.}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_t \cdot k_n \cdot k_{\Gamma} \quad (4.11)$$

$$I'_{\text{доп.п/ав}}(1) = 240 \cdot 1,17 \cdot 1,06 \cdot 1 \cdot 1 = 297,6 \text{ А,}$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме, $k_{\text{пер}} = 1,17$ для кабелей с изоляцией из СПЭ;

$k_n = 1$, так как количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле в послеаварийном режиме равно 1.

$I_{\text{п/ав}}(1) < I'_{\text{доп.п/ав}}(1)$, следовательно, условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

Далее проводится проверка по допустимым потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\%}^{\text{НР}} \leq \Delta U_{\text{доп}\%}^{\text{НР}};$$

$$\Delta U_{\%}^{\text{п/ав}} \leq \Delta U_{\text{доп}\%}^{\text{п/ав}}.$$

Согласно [1] максимально допустимые потери напряжения в сети 0,4 кВ В до дальнего ЭП $\Delta U_{380 \text{ В}}^{\text{доп}}$ составляют 7,5% включают в себя потери напряжения в линиях 380 В $\Delta U_{\text{ЛНН}}^{\text{доп}}$ и во внутренней домовой сети $\Delta U_{\text{внутр}}^{\text{доп}}$:

$$\Delta U_{380 \text{ В}}^{\text{доп}} = \Delta U_{\text{ЛНН}}^{\text{доп}} + \Delta U_{\text{внутр}}^{\text{доп}} = 7,5\%.$$

– для общественных зданий $\Delta U_{\text{внутр}}^{\text{доп}} = 1,5 - 2\%$.

– для жилых зданий выше 12 этажей $\Delta U_{\text{внутр}}^{\text{доп}} = 2,5 - 3\%$.

– для жилых зданий ниже 12 этажей $\Delta U_{\text{внутр}}^{\text{доп}} = 1,5 - 2\%$. Послеаварийный режим является самым тяжелым для сети, поэтому $\Delta U_{\text{доп}\%}^{\text{п/ав}} = 5,5 - 6\%$, вследствие чего, для радиальных линий потери в нормальном режиме не должны превышать 2,75-3%.

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Пример расчета для КЛ, питающей ВРУ здания 31к1 от ТП1 в схеме сети 380 В 2х1000.

Потери напряжения в КЛ от ТП1 до ВРУ секции 1 в НР:

$$\begin{aligned} \Delta U_1^{\text{НР}} &= \frac{P_{\text{расч}(1)} \cdot R_0 \cdot L + Q_{\text{расч}(1)} \cdot X_0 \cdot L}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{224,95 \cdot 0,206 \cdot 0,055 + 59,55 \cdot 0,077 \cdot 0,055}{2 \cdot 0,38} = 3,68 \text{ В}, \end{aligned} \quad (4.12)$$

$$\Delta U_{1\%}^{\text{НР}} = \frac{\Delta U_1}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{3,68}{380} \cdot 100\% = 0,969\%. \quad (4.13)$$

Потери напряжения в КЛ от ТП1 до ВРУ здания 1 в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{1\%}^{\text{п/ав}} = 2 \cdot \Delta U_{1\%}^{\text{НР}} = 2 \cdot 0,969 = 1,939\% < \Delta U_{\text{доп}\%}^{\text{п/ав}}. \quad (4.14)$$

Расчеты для остальных кабельных линий выполнены аналогично. Результаты расчета сведены в таблицы 4.4.

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.4 – Проверка кабелей в нормальных и послеаварийных режимах по нагреву и допустимым потерям напряжения, 2х1000

N ТП	От	До	P	Q	S	И _{нор} М	И _{п/а} В	F _н агр	И _{доп}	И _{п/а} В	N _к л	N _ц л	L, М	R	X	ΔU	ΔU п/а В	ΔU %	ΔU _п /ав%	F Δ U
1	ТП	31К1	175, 37	47,1 7	181, 60	137, 96	275, 92	95	160	297, 6	2	2	30	0,3 2	0,0 79	2,3 6	4,7 2	0,6 2	1,24	95
	ТП	1	182, 84	54,9	236, 69	179, 81	359, 61	15 0	203, 68	378, 26	2	2	78	0,1 64	0,0 76	3,5 06	7,0 1	0,9 2	1,84	15 0
	ТП	17	5,13	2,92	5,90 3	4,48	8,96	10	43,4	80,6	2	2	82	2,9 4	0,0 73	1,6 5	3,3 0	0,4 3	0,87	10
	ТП	12А	314, 75	103, 86	331, 44	125, 8	251, 75	15 0	181, 04	321, 52	4	2	11 8	0,2 06	0,0 77	5,6 5	11, 31	1,4 8	2,97	15 0
	ТП	8А	172, 5	53,1 6	180	68,3 7	181, 1	15 0	136	321	4	2	22 6	0,2 06	0,0 77	5,8 9	11, 78	1,5	3	15 0
	ТП	8Б	172, 5	53,1 6	180	68,3 7	181, 1	15 0	136	321	4	2	22 6	0,2 06	0,0 77	5,8 9	11, 78	1,5	3	15 0

Продолжение таблицы 4.4

2	ТП	12Б	193	56	201	73	200	18	146, 61	320, 9	6	2	32	0,1 64	0,0 76	0,7 8	1,5 6	0,2 1	0,42	18 5
	ТП	12В	193	56	201	73	200	18	146, 61	320, 9	6	2	32	0,1 64	0,0 76	0,7 8	1,5 6	0,2 1	0,42	18 5
	ТП	12Г	193	56	201	73	200	18	146, 61	320, 9	6	2	32	0,1 64	0,0 76	0,7 8	1,5 6	0,2 1	0,42	18 5
	ТП	2А	208	56,5	215, 8	79	804	18	158, 01	342, 3	4	2	10 4	0,1 64	0,0 76	2,7 0	5,4 0	0,7 1	1,42	18 5
	ТП	2Б	208	56,5	215, 8	79	804	18	158, 01	342, 3	4	2	10 4	0,1 64	0,0 76	2,7 0	5,4 0	0,7 1	1,42	18 5
	ТП	15	100	43	108, 85	41	160	95	82	238	2	2	17 3	0,3 2	0,0 79	4,0 2	8,0 4	0,9 2	1,84	95
	ТП	20К1	137, 06	39,7	142, 72	137	230	18	275	427	2	2	23 0	0,1 64	0,0 77	7,9 3	15, 86	2,0 8	4,17	18 5

5. РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В СЕТЬ

Произведем расчет дисконтированных затрат, которые определяются выражением [22]:

$$Z_{\partial\Sigma} = K_{\Sigma\text{сеть}} + (I'_{\text{эксн}} + I_{\Delta\text{Э}}) \cdot \sum_{t=1}^{T_p} (1+E)^{-t}. \quad (5.1)$$

где $K_{\Sigma(t=0)}$ – суммарные капиталовложения ,

$I'_{\text{эксн}}$ – издержки эксплуатации ,

$I_{\Delta\text{Э}}$ – возмещение потерь электроэнергии,

T_p – срок окупаемости (принимается равным 10 лет),

E – норматив дисконтирования (принимается равным 0,1).

Сумма капиталовложения [22]:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{кл}\Sigma} + K_{\text{тп}\Sigma}. \quad (5.2)$$

Здесь $K_{\text{кл}\Sigma}$ – капиталовложения на сооружения КЛ,

$K_{\text{тп}\Sigma}$ – капиталовложения на сооружение ТП, т.р.

Сумма капиталовложения на возведение кабельной линии [22]:

$$K_{\text{кл}\Sigma} = \sum K_{\text{кл}.i} = K_{0\text{ кл}.i} \cdot l_i + K_{\text{транш}} \cdot l_i + K_{\text{о.прокл}} \cdot l_i \quad (5.3)$$

где $K_{0\text{кл}.i}$ – стоимость сооружения 1 км КЛ, млн.р.;

l_i – длина кабельной линии, км ;

i – номер линии,

$K_{\text{транш}}$ – стоимость сооружения траншеи, с учетом раскопки и ее закопки, млн.р./км,

$K_{\text{прокл}}$ – стоимость прокладки КЛ, млн.руб/км.

Сумма ежегодные затрат на амортизацию и обслуживание частей сети определяются как доля от капитальных вложений и составляют [22]:

$$I_{\text{кл}\Sigma} = K_{\text{кл}\Sigma} \cdot a_{\text{кл}}. \quad (5.4)$$

									Лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

Здесь $I_{кл\Sigma}$ – стоимость обслуживания линии,

$I_{мн\Sigma}$ – стоимость обслуживания ТП.

Издержки на амортизацию и обслуживание линии [22]:

$$I_{кл\Sigma} = K_{кл\Sigma} \cdot a_{кл}, \quad (5.5)$$

где $a_{кл}$ – норма отчислений от капиталовложений в кабельные линии (принимается равным $a_{кл}=0,3+2,0=2,3\%$ – для КЛ до 10 кВ с пластмассовой изоляцией, проложенных в земле).

Издержки на амортизацию и обслуживание подстанций [22]:

$$I_{мн\Sigma} = K_{мн\Sigma} \cdot a_{мн}, \quad (5.6)$$

где $a_{тп}$ – норма отчислений от капиталовложений в подстанции до 150 кВ ($a_{тп}=2,9+3,0=5,9\%$).

Издержки на возмещение потерь определены по формуле [22]:

$$I_{\Delta\mathcal{E}} = c_{\mathcal{E}} \cdot \Delta\mathcal{E}_{\Sigma}, \quad (5.7)$$

где $c_{\mathcal{E}}$ – тариф на электроэнергию, принимается равным 3 руб/кВт·ч ,

$\Delta\mathcal{E}_{\Sigma}$ – суммарные потери электроэнергии в сети, определяемые выражением:

$$\Delta\mathcal{E}_{\Sigma} = \Delta\mathcal{E}_{пер\Sigma} + \Delta\mathcal{E}_{пост\Sigma}, \quad (5.8)$$

где $\Delta\mathcal{E}_{пер\Sigma}$ – условно-переменные потери электроэнергии в сети;

$\Delta\mathcal{E}_{пост\Sigma}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в сети.

Условно-переменные потери электроэнергии в элементе сети определяются по формуле [22]:

$$\Delta\mathcal{E}_{пер} = \Delta P_{нб} \cdot \tau = \frac{S_{нб}^2 \cdot R}{U_{ном}^2} \cdot \tau, \quad (5.9)$$

где τ – время потерь;

$\Delta P_{нб}$ – потери активной мощности;

$S_{нб}$ – полная мощность.

										Лист
										45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

Постоянные потери электроэнергии в элементе сети определяются как произведение условно-постоянных потерь мощности $\Delta P_{\text{пост}}$ и числа часов работы данного элемента сети – времени включения $T_{\text{вкл}}$:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{пост}} \cdot T_{\text{вкл}}. \quad (5.10)$$

Время потерь при $T_{\text{нб}} = 4500$ ч:

$$\tau = \frac{1}{3} T_{\text{нб}} + \frac{2}{3} \cdot \frac{T_{\text{нб}}^2}{8760}$$

$$\tau = \frac{1}{3} \cdot 4500 + \frac{2}{3} \cdot \frac{4500^2}{8760} = 3041,09 \text{ ч.}$$

Параметры трансформаторов были взяты из каталога [23] Минского электротехнического завода имени В.И. Козлова и представлены в таблице 4.1.

Таблица 5.1 – Параметры трансформаторов.

$S_{\text{ном}}$, кВА	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	u_k , %	R_T , Ом	X_T , Ом
1000	1,55	10,6	5,5	1,06	5,5

Цены на кабель АПвБбШп, 2БКТП с АВР на стороне 0,4 кВ трансформаторы ТМГ 1000, а так же на рытье, засыпку траншей и прокладку кабеля в траншее сведем в таблицу 5.3 [13].

Таблица 5.3 – Цены на оборудование и виды работ.

Тип оборудования/работы	Цена млн.руб
АПвБбШп 4x10	0,084
АПвБбШп 4x95	0,420
АПвБбШп 4x150	0,600
АПвБбШп 4x185	0,720
2БКТП+АВР(Н) 1000	2,206
ТМГ 1000	0,385
Рытье и засыпка	0,0002 за м ³
Прокладка кабеля	0,420 за км

Рассчитаем стоимость дисконтированных затрат для сооружения линий с трансформаторами мощностью 2х1000 кВА.

Произведем расчет капиталовложений в кабельные линии.

$$K_{кл} = K_{150} \cdot l_{150} + K_{240} \cdot l_{240} + K_{10} \cdot l_{10} + K_{95} \cdot l_{95}$$

$$K_{кл} = 0,082 \cdot 0,084 + 0,203 \cdot 0,402 + 0,766 \cdot 0,600 + 0,531 \cdot 0,720 =$$

$$= 0,9297 \text{ млн.руб.}$$

При расчете капиталовложений в траншеи примем допущения для сети 380 В, что ширина и высота их постоянны и составляют 0,6м и 0,7м.

Тогда капиталовложения в прокладку, рытье и засыпку траншей составят:

$$K_{тр.пр} = K_{тр} + K_{пр}$$

$$K_{тр.пр} = 0,73 + 0,066 = 0,79 \text{ млн.руб.}$$

где

$$K_{пр} = (K_{пр0} \cdot L) \cdot k_{\partial}$$

$$K_{пр} = (0,420 \cdot 1,582) \cdot 1,1 = 0,73 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{тр.} = \frac{(K_{тр0} \cdot 0,7 \cdot 0,6 \cdot L) \cdot k_{\partial}}{b}$$

и

$$K_{тр.} = \frac{(0,0002 \cdot 0,7 \cdot 0,6 \cdot 1582) \cdot 1,1}{2} = 0,066 \text{ млн.руб}$$

Коэффициент b рассчитан для того, чтобы точно учесть число кабелей в траншее, он представляет из себя среднеарифметическое число кабелей в траншее, его значение позволит нам точно определить длину траншеи:

$$b = \frac{n_{кл} \text{ сумм в траншее}}{n_{прис. на ТП}}$$

$$b = \frac{26}{13} = 2.$$

Суммарные капиталовложения в КЛ будут равны, по формуле (5.3):

$$K_{кл\Sigma} = 0,92 + 0,79 = 1,71 \text{ млн.руб.}$$

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

Затраты на обслуживание будут равны, по формуле (5.5):

$$I_{\text{кл}\Sigma} = 1,71 \cdot 0,023 = 0,039 \text{ млн.руб.}$$

Суммарные условно-переменные потери в КЛ были рассчитаны ранее и приведены в таблице 5.3:

$$\Delta P_{\text{пер кл}\Sigma} = \frac{\Sigma(S_{\text{расч}}^2) \times R_{\text{кл}}}{U_{\text{ном}}^2} = 0,06473 \text{ МВт.}$$

Найдем значение суммарных потерь электроэнергии в КЛ, по формуле (5.9):

$$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma \text{КЛ}} = 0,06473 \times 3041,09 = 196,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда издержки будут равны, по формуле (5.7):

$$I_{\Delta \mathcal{E} \text{ КЛ}} = 3 \cdot \frac{196,8}{1000} = 0,59 \text{ млн. руб.}$$

Произведем расчет капиталовложений в трансформаторные подстанции.

В расчете капиталовложений ТП будем учитывать только стоимость одной 2БКТП и 4 трансформаторов ТМГ 1000 кВА.

$$K_{\text{ТП сум}} = 5,17 \text{ млн. руб.}$$

Тогда издержки на обслуживание будут равны по формуле (5.6):

$$I_{\text{ТП сум}} = 5,17 \cdot 0,059 = 0,305 \text{ млн.руб.}$$

Расчитаем суммарные условно-постоянные потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{пост ТП}} = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot n_{\text{Т}}$$

$$\Delta P_{\text{пост ТП}} = 1,55 \cdot 2 \cdot 2 = 6,2 \text{ кВт} = 0,0062 \text{ МВт.}$$

Суммарные условно-переменные потери считаются по формуле:

$$\Delta P_{\text{пер тп}\Sigma} = \frac{\Sigma(S_{\text{расч}}^2) \times R_{\text{т}}}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{(S_{1\text{ТП}}^2 + S_{2\text{ТП}}^2) \cdot R_{\text{т}}}{U_{\text{ном}}^2}$$

$$\Delta P_{\text{пер тп}\Sigma} = \left(\frac{1284^2 + 1134^2}{10^2} \right) \cdot \frac{1,06}{2} = 0,015 \text{ МВт.}$$

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

Найдем значение суммарных потерь электроэнергии в трансформаторах, по формуле (5.8):

$$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma ТП} = \Delta \mathcal{E}_{пер\Sigma} + \Delta \mathcal{E}_{пост\Sigma} = \Delta P_{пост} \cdot T_{нб} + \Delta P_{пер} \cdot \tau$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma ТП} = 0,0062 \cdot 8760 + 0,015 \cdot 3041,09 = 99,92 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Тогда издержки будут равны, по формуле (5.7):

$$И_{\Delta \mathcal{E} ТП} = 3 \cdot \frac{99,92}{1000} = 0,29 \text{ млн. руб.}$$

Таблица 5.3 – Технико-экономические показатели сети 380 В.

Вариант с трансформаторами вида 2х1000			
КЛ		ТП	
$K_{КЛ}$, млн. руб.	1,7	$K_{ТП}$, млн. руб.	5,17
$I_{КЛ}$ ОБСЛ, млн. руб.	0,73	$I_{ТП}$ ОБСЛ, млн. руб.	0,305
$\Delta P_{пер КЛ\Sigma}$, МВт	0,064	$\Delta P_{пер ТП\Sigma}$, МВт	0,0062
$\Delta P_{пост КЛ\Sigma}$, МВт	0	$\Delta P_{пост ТП\Sigma}$, МВт	0,015
$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma КЛ}$, МВтч	196,8	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma ТП}$, МВтч	99,92
$I_{КЛ \mathcal{E}}$, млн. руб.	0,59	$I_{КЛ \mathcal{E}}$, млн. руб.	0,29

Рассчитаем дисконтированные затраты на сооружение сетей , по формуле (5.1):

$$Z_{\partial\Sigma}^{1var} = 1,7 + 5,17 + (0,73 + 0,59 + 0,0062 + 0,29) \cdot 6,14456 =$$

$$= 9,94 \text{ млн.руб.}$$

Таблица 5.4 – Расчет дисконтированных затрат.

<i>K</i> , млн.руб.	<i>I</i> млн.руб.	<i>З</i> , млн.руб.
6,84	3,10	9,94

6. ФОРМИРОВАНИЕ И ВЫБОР СТРУКТУРЫ, И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 10 КВ РАЙОНА ГОРОДА

Электрические сети 10 кВ осуществляют электроснабжение значительных районов городов и некрупных населенных пунктов в целом от ИП (источников питания). Сказанное определяет значительные электрические нагрузки сетей 10 кВ и высокие требования к надежности их работы.

Нейтраль данных электросетей при относительно малой суммарной протяженности линий одного ИП (до 12-18 км), может быть незаземленной, но, обычно, это – компенсированная дугогасящими реакторами (на ИП) нейтраль.

Объект электроснабжения - жилой район. Микрорайоне установлены две ТП мощностью 2×1000 кВА. Электроснабжение района осуществляется от ИП, удалённого от границ района на 3,2 км. [рисунок 4]

Структура городских электросетей может быть однозвеньеовой, когда непосредственно к шинам 10 кВ ИП подключена распределенная сеть или двухзвеньеовой, когда от шин ИП отходят питающие линии, подающие электроэнергию к распределительным пунктам (РП), к шинам которых присоединена распределительная сеть 10 кВ. При плотностях нагрузок более 5 МВт/км² и в радиусе 3-4 км от ИП сооружение РП по чисто экономическим соображениям не оправдывается. Поэтому в данном дипломном проекте принята однозвеньеовая структура без сооружения РП. [7, 4.3.5]

Так как в жилом районе города присутствуют в основном потребители II категории, а также частично потребители I категории по надежности электроснабжения, то для городских двухтрансформаторных подстанций применяем магистральную согласнаправленную автоматизированную «двухлучевую» схему с АВР на стороне низшего напряжения. Данная схема надежна в эксплуатации, обладает

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

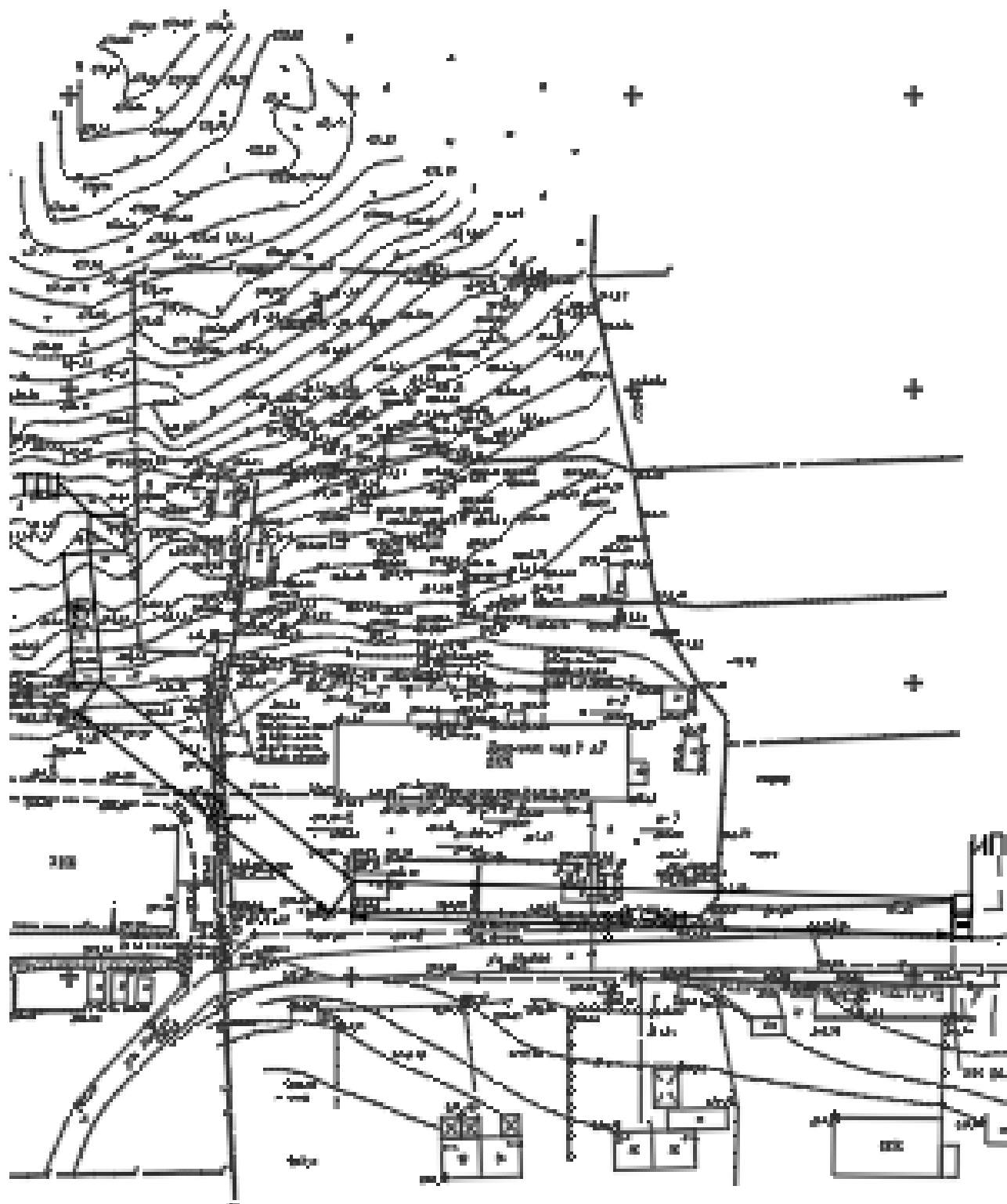


Рисунок 4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ

Лист

52

быстродействием. Кроме того, эта схема является самовосстанавливающейся: при возникновении напряжения на отключившейся линии схема приходит в исходное положение без участия обслуживающего персонала. При выходе из строя одной магистрали высшего напряжения или трансформатора ТП питается через неповрежденную магистраль и трансформатор. Кроме того на каждой ТП устанавливается АВР на стороне низкого напряжения. [14]

Сечения жил кабелей 10 кВ выбираются по экономической плотности тока, а также по техническим ограничениям термической стойкости к токам короткого замыкания, допустимому нагреву в нормальных и послеаварийных режимах и по допустимым потерям напряжений [2].

При определении потокораспределения принимается, что мощность ТП между ее трансформаторами распределена равномерно.

Расчётные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединённых к рассматриваемой линии, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок). [7, 2.4.1]

Расчетная электрическая нагрузка, протекающая по 1 лучу КЛ 10 кВ в НР [11]:

$$P_{\text{расч}} = K_{\text{совм.нр}} \cdot \frac{\sum P_{\text{ТП}}}{2}, \quad (6.1)$$

где $K_{\text{совм.нр}}$ – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, зависящий от количества трансформаторов $N_{\text{тр.нр}}$;

$P_{\text{ТП}}$ – расчетная мощность ТП.

Расчетные нагрузки ТП жилого района приведены в таблице 6.1.

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Таблица 6.1 – Расчетные нагрузки ТП жилого района.

№ ТП	$P_{\text{расч}}$, кВт	$Q_{\text{расч}}$, квар	$S_{\text{расч}}$, кВА
1	1232	363	1284
2	1036	327	1134

Расчитаем расчетную нагрузку для головной линии (магистраль 1) питающей ТП № 1,2 от ИП 1, по формуле (6.1):

$$P_{\text{расч.2}} = \frac{P_{\text{ТП1}} + P_{\text{ТП2}}}{2} \cdot k_{\text{совм}} = \frac{1232 + 1036}{2} \cdot 0,85 = 1487,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{расч.2}} = \frac{Q_{\text{ТП1}} + Q_{\text{ТП2}}}{2} \cdot k_{\text{совм}} = \frac{363 + 327}{2} \cdot 0,85 = 447,5 \text{ квар}.$$

Тогда полная мощность на головной линии будет равна:

$$S_{\text{р.2}} = \sqrt{P_{\text{р.2}}^2 + Q_{\text{р.2}}^2} = \sqrt{1284^2 + 1134^2} = 1713 \text{ кВА}.$$

В послеаварийном режиме (отключение 1 луча) расчет проводится аналогично с учетом того, что количество трансформаторов, питающихся по линии удваивается [11]:

$$P_{\text{п/ав}} = K_{\text{совм.п/ав}} \cdot \Sigma P_{\text{ТП}}, \quad (6.2)$$

где $K_{\text{совм.п/ав}}$ – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов в после аварийном режиме

Выберем сечение жилы кабеля для этого участка по экономической плотности тока [11]:

$$F_{\text{ЭК(1.1)}} = \frac{I_{\text{расч(2)}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (6.3)$$

где $I_{\text{расч}}$ – ток линии в нормальном режиме;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока.

Согласно ПУЭ при числе использования 5000 часов в год для кабелей с пластмассовой изоляцией и алюминиевыми жилами экономическая плотность равна 1,3 А/мм²[2, 1.3.25].

Расчетный ток линии ИП-1А в нормальном режиме:

$$I_{\text{расч}(2)} = \frac{S_{\text{расч}(2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1713}{\sqrt{3} \cdot 10} = 98,9 \text{ А.}$$

Сечение жил кабелей на ГУ магистрали 1, по формуле (6.3):

$$F_{\text{ЭК}(2)} = \frac{I_{\text{расч}(2)}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{98,9}{1,3} = 76,07 \text{ мм}^2,$$

Поэтому выбирается сечение 70 мм².

При проверке сечений жил кабелей по условию допустимого нагрева в нормальном и послеаварийном режиме определяющим является послеаварийный режим как наиболее тяжелый:

$$I_{\text{расч.п/ав}} \leq I'_{\text{доп.п/ав}}.$$

Расчет нагрузки для головной линии, (магистраль 1) питающей ТП № 1,2 от ИП 1:

$$P_{\text{расч.2пав}} = \frac{P_{\text{ТП1}} + P_{\text{ТП2}}}{1} \cdot k_{\text{совм}} = \frac{1232 + 1036}{1} \cdot 0,8 = 2060,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{расч.2пав}} = \frac{Q_{\text{ТП1}} + Q_{\text{ТП2}}}{1} \cdot k_{\text{совм}} = \frac{363 + 327}{1} \cdot 0,8 = 624,6 \text{ квар.}$$

Тогда полная мощность на головной линии в послеаварийном режиме будет равна:

$$S_{\text{р.2пав}} = \sqrt{P_{\text{р.2пав}}^2 + Q_{\text{р.2пав}}^2} = \sqrt{2060,8^2 + 624,6^2} = 2153,6 \text{ кВА.}$$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

Расчетный ток линии 1в послеаварийном режиме (отключение луча

1):

$$I_{\text{расч.п/ав(2)}} = \frac{S_{\text{п/ав(2)}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2153}{\sqrt{3} \cdot 10} = 124,3 \text{ А.}$$

$$I'_{\text{доп.п/ав(ИП-1А)}} = I_{\text{доп.табл.}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_t \cdot k_n \cdot k_T = 210 \cdot 1,17 \cdot 1,06 \cdot 1 \cdot 1 = 260,442 \text{ А.}$$

$I_{\text{расч.п/ав(1.1)}} > I'_{\text{доп.п/ав(2)}}$, следовательно, условие выполнено,

Далее необходимо провести проверку по термической стойкости [11]:

$$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{кз.доп}(\tau)} = \frac{I_{\text{кз.доп}(1\text{с})}}{\sqrt{\tau}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток КЗ в начале проверяемой КЛ;

$I_{\text{кз.доп}(1\text{с})}$ – односекундный ток;

τ – время протекания тока КЗ.

Согласно ПУЭ если на термическую стойкость к токам КЗ проверяется одиночный кабель, то расчетная точка КЗ - в начале пучка [2, 1.4.17].

В качестве примера произведем проверку по данному техническому ограничению для магистрального кабеля в Варианте 1 идущий от ИП 1 до ТП1. Схема замещения участка приведена на рисунке 6.4.

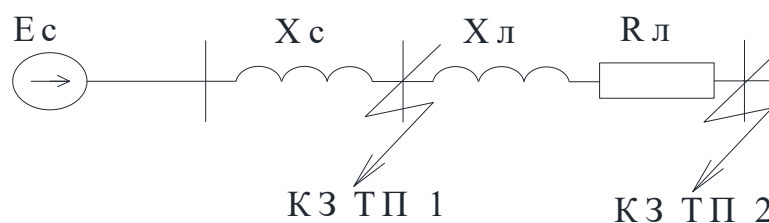


Рис.6.4 Схема замещения участка.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{КЗ\text{ ИП}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 11,0} = 0,481 \text{ Ом.}$$

Для кабелей сечением 70 мм² $I_{кз.доп(1с)} = 6,6 \text{ кА.}$

Тогда при $\tau = 0,6 \text{ с}$, время отключения тока КЗ, по формуле (6.4):

$$I_{кз.доп(\tau)} = \frac{I_{кз.доп(1с)}}{\sqrt{\tau}} = \frac{6,6}{\sqrt{0,6}} = 8,348 \text{ кА.}$$

Так как $I_{кз.доп(\tau)} \leq I_{КЗ(ГУ)}$, то данное сечение не удовлетворяет условию допустимой термической стойкости, поэтому сечения надо увеличить до 95 мм².

Произведем пересчет, по формуле (6.4):

$$I_{кз.доп(\tau)} = \frac{I_{кз.доп(1с)}}{\sqrt{\tau}} = \frac{8,9}{\sqrt{0,6}} = 11,257 \text{ кА.}$$

Данное сечение удовлетворяет условию термической стойкости.

Ток короткого замыкания в начале КЛ ТП 1 - ТП 2 (на шинах ТП 1):

$$I_{КЗ(3>4)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_3)^2 + (X_c + X_{ИЗ})^2}} =$$
$$= \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3,274 \cdot 0,32)^2 + (3,274 \cdot 0,114 + 0,481)^2}} = 4,15 \text{ кА,}$$

с учетом того что по термической стойкости потребовалось увеличить сечение КЛ головного участка до 95мм².

$$I_{кз.доп(\tau)} = \frac{I_{кз.доп(1с)}}{\sqrt{\tau}} = \frac{6,6}{\sqrt{0,6}} = 8,348 \text{ кА.}$$

Условие $I_{КЗ(ГУ)} \leq I_{кз.доп(\tau)}$ выполняется.

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ

Далее выполняется проверка на допустимые потери напряжения в КЛ 10 кВ.

Расчетаем потери напряжения на КЛ ИП 1 > ТП 1, для нормального режима:

Потери напряжения в КЛ ИП 1 > ТП 1 в НР(нормальном режиме):

$$\Delta U_{\text{ИП1>ТП3}} = \frac{P_{\text{расч(ИП1>ТП3)}} \cdot R_0 + Q_{\text{расч(ИП1>ТП3)}} \cdot X_0}{U_{\text{НОМ}}} \cdot L =$$
$$\frac{1487 \cdot 0,32 + 447 \cdot 0,114}{10} \cdot 3,3025 = 171,8\text{В};$$

$$\Delta U_{\text{ИП1>ТП3},\%} = \frac{\Delta U_{\text{ИП1>ТП3}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{171}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,71\%.$$

Потери напряжения в КЛ 1Б-2Б в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\text{ИП1>ТП3}}^{\text{п/ав}} = \frac{P_{\text{п/ав(ИП1>ТП3)}} \cdot R_0 + Q_{\text{п/ав(ИП1>ТП3)}} \cdot X_0}{U_{\text{НОМ}}} \cdot L =$$
$$\frac{2060 \cdot 0,32 + 624 \cdot 0,114}{10} \cdot 0,074 = 5,4\text{В};$$

$$\Delta U_{1.2>3.2,\%}^{\text{п/ав}} = \frac{\Delta U_{1.2>3.2}^{\text{п/ав}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{5,4}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,0054\%.$$

7. РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СЕТЬ 10 КВ

Выбор оптимального варианта произведен по критерию минимума дисконтированных затрат, которые определяются выражением [22]:

$$Z_{\partial\Sigma} = K_{\Sigma\text{сеть}} + (I'_{\text{эксн}} + I_{\Delta\text{Э}}) \cdot \sum_{t=1}^{T_p} (1 + E)^{-t}, \quad (7.1)$$

где $K_{\Sigma(t=0)}$ – суммарные затраты на линию и подстанцию,

$I'_{\text{эксн}}$ – издержки эксплуатации ,

E – норматив дисконтирования .

$I_{\Delta\text{Э}}$ – потерь электроэнергии,

T_p – ожидаемый срок окупаемости (принимается равным 10 лет),

Суммарные капиталовложения [22]:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{кл}\Sigma} \quad (7.2)$$

где $K_{\text{кл}\Sigma}$ – суммарные капиталовложения на сооружения КЛ, млн.р.

Суммарные капиталовложения на сооружения КЛ [22]:

$$K_{\text{кл}\Sigma} = \sum K_{\text{кл}.i} = K_{0 \text{ кл. } i} \cdot l_i + K_{\text{транш}} \cdot l_i + K_{\text{о.прокл}} \cdot l_i, \quad (7.3)$$

где $K_{0\text{кл}.i}$ – стоимость сооружения 1 км КЛ, млн.р.;

l_i – длина КЛ, км ;

i – номер линии,

$K_{\text{транш}}$ – стоимость прокладки КЛ,

$K_{\text{прокл}}$ – стоимость прокладки КЛ, млн.руб/км.

Сумма ежегодных затрат на амортизацию и обслуживание элементов сети определяются как доля от капитальных вложений и составляют [22]:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{кл}\Sigma}, \quad (7.4)$$

где $I_{\text{кл}\Sigma}$ – сумма затрат амортизацию и обслуживание линии.

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

Таблица 7.1 – Цены на оборудование и виды работ

Тип оборудования/работы	Цена млн.руб
АПВПУГ 1х95	0,423
Рытье и заковка	0,0002 за м ³
Прокладка кабеля	0,420 за км

Расчет сети 10 кВ будет произведен по аналогии с сетью 380 В, результаты будут сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Техничко-экономические показатели

Вариант 1	
Кабельная линия	
$K_{КЛ}$, млн. руб.	1,38
$I_{КЛ}$ ОБСЛ, млн. руб.	0,067
$\Delta P_{пер\ КЛ\Sigma}$, МВт	0,014
$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma КЛ}$, МВтч	52,82
$I_{КЛ \mathcal{E}}$, млн. руб.	0,158

Рассчитаем дисконтированные затраты на сооружение КЛ :

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma}^{1var} &= K_{КЛ(10кВ)\Sigma} + (I'_{эксп.КЛ\Sigma} + I_{\Delta \mathcal{E}.КЛ}) \cdot \sum_{t=1}^{10} (1 + E)^{-t} = \\
 &= 1,38 + (0,067 + 0,158) \cdot 4,356 = \\
 &= 2,36 \text{ млн.руб.}
 \end{aligned}$$

Таблица 7.3 – Расчет дисконтированных затрат

K , млн.руб.	I млн.руб.	Z , млн.руб.
1,38	0,225	2,36

8. КАЧЕСТВО НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКАХ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ МИКРОРАЙОНОВ

8.1. Оценка обеспечения качества напряжения по его отклонениям от номинального

На этапе разработки проекта желательно, чтобы во всей сети была бы установлена одна и та же отпайка ПБВ (устройства переключения ответвлений без возбуждения). Данная ответвление согласно ГОСТом [19] должно обеспечивать требуемое значение отклонения напряжения как в режиме НБ (наибольших нагрузок зима), так и в режиме НМ (наименьших нагрузок лето) при этом во внимание должен приниматься диапазон РПН (регулирования под нагрузкой) трансформаторов на источники питания.

По требованию ГОСТ [19] нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети. При этом предельно допустимые значения отклонения напряжения могут наблюдаться не более чем в 5% случаев, то есть не более 72 минут в сутки. И так как время существования послеаварийного режима существенно больше, то необходимо обеспечить в таких режимах допустимые установившегося отклонения напряжения.

Таким образом, если одна и та же отпайка ПБВ должна обеспечивать требуемое ГОСТом значение отклонения напряжения у ЭП $\delta U_{у.ЭП}$ для этого во всех режимах должны выполняться следующие условия:

$$\delta U_{у.ЭП}^{п/ав} > -5\% \text{ (в послеаварийном режиме);}$$

$$\delta U_{у.ЭП}^{НМ} < +5\% \text{ (в режиме НМ).}$$

Отклонения напряжения у электроприемников могут быть определены по выражению:

										Лист
										62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ

$$\begin{aligned} \delta U_{y.ЭП, \%} &= \delta U_{y.ИП, \%} - \Delta U_{лсн, \%} - \Delta U_{тр, \%} - \Delta U_{лнн, \%} - \Delta U_{зд, \%} + E_{\%} = \\ &= \delta U_{ИП, \%} - \Delta U_{\Sigma, \%} + E_{\%}, \end{aligned} \quad (8.1)$$

где $\delta U_{y.ИП, \%}$ – отклонение напряжения на шинах 10кВ источника питания;

$\Delta U_{лсн, \%}$ – потери в линиях 10 кВ;

$\Delta U_{тр, \%}$ – расчетные потери ТП;

$\Delta U_{лнн, \%}$ – расчетные потери в линиях 0,38 кВ;

$\Delta U_{зд, \%}$ – потери во внутренней сети зданий;

$E_{\%}$ – «надбавка» зависящая рабочего ответвления на трансформаторах трансформаторной подстанции;

$\Delta U_{\Sigma, \%}$ – потери напряжения на линии.

Из предыдущего выражения (8.1) можно получить формулу для выбора E :

$$\delta U_{y.ЭП}^{НБ} - \delta U_{ИП, \%}^{НБ} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{n / ав} \leq E_{\%} \leq \delta U_{y.ЭП}^{НМ} - \delta U_{ИП, \%}^{НМ} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{НМ}, \quad (8.2)$$

где $\delta U_{ИП, \%}^{НБ} = +5\%$ – отклонение напряжения на шинах 10кВ режиме НБ нагрузок;

$\delta U_{ИП, \%}^{НМ} = 0\%$ – отклонение напряжения на шинах 10кВ источника питания в режиме НМ нагрузок;

$\Delta U_{\Sigma, \%}^{п/ав}$ – сумма потерь от ТП до ЭП в послеаварийном режиме;

$\Delta U_{\Sigma, \%}^{НМ}$ – сумма потерь напряжения от ТП до ЭП в режиме НМ нагрузок.

Таким образом это неравенство необходимо записать для самого электрически близкого и самого электрически удаленного ЭП.

Из выше сказанного следует что, необходимо определить самый электрически близкий ЭП в сети и самый электрически удаленный ЭП в сети.

Запишем левую часть неравенства для 1 послеаварийного режима (отключение 1 луча линии 10 кВ).

$$\delta E_{\%} \geq \delta U_{\text{у.ЭП}}^{\text{НБ}} - \delta U_{\text{ИП,}\%}^{\text{НБ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{п/ав1}}.$$

Потери напряжения в ЛСН в 1 послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\text{ЛСН,}\%}^{\text{п/ав}} = 4,47\%.$$

Потери напряжения в КЛ 380 В от ТП до ЭП:

$$\Delta U_{\text{ЛНН,}\%} = \Delta U_{8\%} = 5,89\%.$$

Тогда суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{п/ав}} = \Delta U_{\text{ЛСН,}\%}^{\text{п/ав}} + \Delta U_{\text{тр,}\%} + \Delta U_{\text{ЛНН,}\%} + \Delta U_{\text{зд,}\%};$$

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{п/ав}} = 4,47 + 1,65 + 5,89 + 2 = 14,02\%.$$

Запишем левую часть неравенства (8.2) для послеаварийного режима:

$$\delta E_{\%} \geq \delta U_{\text{у.ЭП}}^{\text{НБ}} - \delta U_{\text{ИП,}\%}^{\text{НБ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{п/ав}};$$

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{п/ав}} = -5 - 5 + 14,02 = 4,02\%.$$

Расчет суммарных потерь напряжения аналогичен расчету для послеаварийного режима.

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{норм}} = \Delta U_{\text{ЛСН,}\%} + \Delta U_{\text{тр,}\%} + \Delta U_{\text{ЛНН,}\%}^{\text{п/ав}} + \Delta U_{\text{зд,}\%};$$

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{норм}} = 1,77 + 1,65 + 5,89 + 2 = 11,31\%.$$

Запишем левую часть неравенства для самого электрически удаленного ЭП (жилое здание 8) для нормального режима:

$$\delta E_{\%} \geq \delta U_{\text{у.ЭП}}^{\text{НБ}} - \delta U_{\text{ИП,}\%}^{\text{НБ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{норм}};$$

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{норм}} = -5 - 5 + 11,31 = 1,31\%.$$

Приведем расчет диапазона допустимых значений E для самого электрически близкого ЭП (жилое здание 31к1, питающийся от ТП 1(ИП1) в режиме НМ, правая часть неравенства (8.2):

$$E_{\%} \leq \delta U_{\text{у.ЭП}}^{\text{НМ}} - \delta U_{\text{ИП,}\%}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{НМ}}.$$

										Лист
										65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

Суммарные потери напряжения в режиме НМ нагрузок:

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{НМ}} = \Delta U_{\text{ЛСН, \%}}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\text{тр4, \%}}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\text{ЛНН, \%}}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\text{зд, \%}}^{\text{НМ}};$$

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{НМ}} = 0,3 \cdot 1,71 + 0,3 \cdot 1,65 + 0,3 \cdot 2,36 + 0 = 1,71\%.$$

$$E_{0\%} \leq \delta U_{\text{у.ЭП}}^{\text{НМ}} - \delta U_{\text{ИП, \%}}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{НМ}} = 5 - 0 - 1,71 = 3,284\%.$$

Сведем полученные диапазоны в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Диапазон выбора отпайки в городе.

Эл. Уд.8		Эл. Бл. 31к1
Режим НБ		Режим НМ
$E_{\text{пав, \%}}$	$E_{\text{норм, \%}}$	$E_{\text{норм, \%}}$
4,02	1,31	3,284

Поэтому окончательно для города получим следующее неравенство:

$$1,31\% \leq E_{0\%} \leq 3,28\%$$

Следовательно, из полученного диапазона «надбавок» напряжения, для городских трансформаторов, выберем надбавку $E = 2,5\%$. Напряжение рабочего ответвления при этом $U_{\text{отв}} = 10,25\text{кВ}$.

8.2 Оценка и обеспечение качества напряжения по размаху его изменений

Резкопеременные изменения возникают из-за электроприемников с резкопеременными пусковыми токами. Так наиболее наглядным примером будет снижение напряжения, вызванное пуском короткозамкнутого асинхронного электродвигателя, пусковой ток которого в 4-8 раз превышает его номинальный ток. За-за двигателя возникает резкое снижение напряжения, длящееся сравнительно малое время, затем по мере разгона двигателя и уменьшения величины пускового тока напряжение снова повышается.

В жилых районах наиболее часто такой вид двигателей ставится в лифтовые установки [20].

Из этого следует что мы должны проверить свою сеть 0,4 кВ по условию соблюдения допустимых значений размаха изменений напряжения. При определении дополнительного снижения напряжения при пуске двигателя лифта напряжение на шинах высшего напряжения трансформаторов 10 кВ принимается практически не изменяющимся, так как сопротивления сети 10 кВ значительно меньше сопротивлений сети 0,4 кВ. Поэтому следует учитывать потери напряжения в трансформаторах ТП и на соответствующих участках сети 0,4 кВ, к которым подключён электродвигатель.

Для расчёта размаха изменения напряжения рассматривается наиболее электрически удалённый двигатель микрорайона. Таким двигателем является двигатель лифта в доме №30к1.

Сопротивления кабельной линии 380 В:

$$R_{КЛ} = 0,163 \text{ Ом}$$

$$X_{КЛ} = 0,071 \text{ Ом}$$

Сопротивления трансформатора, приведенные к низкому напряжению:

$$R'_T = R_T \cdot \left[\frac{0,4}{10} \right]^2 = 1,08 \cdot \left[\frac{0,4}{10} \right]^2 = 0,0017 \text{ Ом}$$

$$X'_T = X_T \cdot \left[\frac{0,4}{10} \right]^2 = 5,5 \cdot \left[\frac{0,4}{10} \right]^2 = 0,0088 \text{ Ом}$$

Суммарные сопротивления:

$$R_{\Sigma} = R_{КЛ} + R'_T = 0,163 + 0,0017 = 0,166 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma} = X_{КЛ} + X'_T = 0,071 + 0,0088 = 0,0798 \text{ Ом}$$

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Коэффициент мощности двигателя при пуске принимаем :

$$\cos \varphi_{\text{пуск}} = 0,4.$$

Соответственно $\sin \varphi_{\text{пуск}} = 0,916$.

КПД двигателя: $\eta = 0,875$.

Рассчитаем пусковой ток двигателя:

$$I_{\text{пуск}} = K_I \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta}$$

$$I_{\text{пуск}} = 7 \cdot \frac{7}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,88 \cdot 0,875} = 96,7 \text{ A}$$

Размах изменений напряжения равен:

$$\delta U_t = \sqrt{3} \cdot I_{\text{пуск}} \cdot \left(R_{\Sigma} \cdot \cos \varphi_{\text{пуск}} + X_{\Sigma} \cdot \sin \varphi_{\text{пуск}} \right)$$

$$\delta U_t = \sqrt{3} \cdot 96,7 \cdot (0,166 \cdot 0,4 + 0,78 \cdot 0,916) = 13 \text{ B}$$

В процентах:

$$\delta U_t \% = \frac{\delta U_t}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{13}{380} \cdot 100 = 3,4 \%$$

Для $m=90$ 1/час или 1,5 1/мин согласно [19] $\delta U_t \% \approx 3,4 \%$

Из выполненных расчетов можно сделать вывод, что напряжение на электроприемнике удовлетворяет требованиям ГОСТа [19].

9.ВЫБОР ПОДСТАНЦИИ И ПЛАВКИХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

9.1 Выбор подстанции

Подстанцией называют электроустановку, служащую для преобразования и распределения электроэнергии которая состоит из понижающего трансформатора и других коммутационных аппаратов. Распределительного устройства, устройства управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от назначения они называются ТП или ПП (преобразовательная подстанция). (рисунок. 9.1)



Рисунок. 9.1 – 2БКТП 10/0,4

Так как мы уже просчитали мощность трансформаторов и знаем нужное нам оборудование примем к установке уже готовую трансформаторную подстанцию 2БКТП (блочное комплектная трансформаторная подстанция) с АВР на стороне 0,4кВ.Подстанция имеет следующие технические характеристики представленные в таблице 9.1.

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ				

9.1 – Технические характеристики 2БКТП

Наименование параметра	Значение
Мощность силового трансформатора. кВа	1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Номинальный ток сборных шин на стороне ВН, А	630
Номинальный ток сборных шин на стороне НН, А	1600
Ток термической стойкости сборных шин на стороне ВН,кА/1с	16
Климатическое исполнение по ГОСТу 15150	У1 (при температуре окружающей среды ниже -25°С БКТП изготавливаются в северном исполнении)
Степень защиты по ГОСТу 14254	IP23
Сейсмичность района сооружения, баллов по шкале МСК-64	До 9
Высота над уровнем моря, м	До 3000
Срок службы, лет	Не менее 25

9.2 Выбор предохранителей

Плавкий предохранитель предназначен для защиты электрических установок от токов КЗ и перегрузок.

Основными его характеристиками являются:

- номинальный ток плавкой вставки $I_{НОМ}^{Пл.вст.}$;
- номинальный ток предохранителя $I_{НОМ}^{Пр.}$;
- номинальное напряжение предохранителя $U_{НОМ}^{Пр.}$;
- защитная (времятоковая) характеристика предохранителя.

Выбор предохранителей производят по условиям [24]:

										Лист
										70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ					

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{пр}} \geq U_{\text{НОМ сети}}; I_{\text{НОМ}}^{\text{пр.}} \geq I_{\text{НОМ}}^{\text{пл.вст.}};$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{пл.вст.}} > I_{\text{тах раб}}^{\text{н.р.}} - \text{максимальный рабочий ток в нормальном режиме}$$

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{пл.вст.}} > 1,3 \cdot I_{\text{тах раб}}^{\text{п/ав}} - \text{максимальный рабочий ток в}$$

послеаварийном режиме

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{пл.вст.}} < \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{3} - \text{ток однофазного кз в конце защищаемой линии}$$

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{тп}}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{\left(\frac{R_{\text{тп}}}{3} + R_{\phi-0}\right)^2 + \left(\frac{X_{\text{тп}}}{3} + X_{\phi-0}\right)^2}} \quad (9.1)$$

где $R_{\phi-0}$ и $X_{\phi-0}$ – активное и реактивное сопротивления петли фаза-ноль.

Удельные сопротивления одной жилы:

$$r_0^{95} = 0,320 \frac{\text{МОм}}{\text{м}}; x_0^{95} = 0,079 \frac{\text{МОм}}{\text{м}};$$

$$r_0^{10} = 2,94 \frac{\text{МОм}}{\text{м}}; x_0^{10} = 0,073 \frac{\text{МОм}}{\text{м}};$$

$$r_0^{150} = 0,164 \frac{\text{МОм}}{\text{м}}; x_0^{150} = 0,076 \frac{\text{МОм}}{\text{м}};$$

$$r_0^{185} = 0,164 \frac{\text{МОм}}{\text{м}}; x_0^{185} = 0,077 \frac{\text{МОм}}{\text{м}};$$

где $R_{\text{тп}}$ и $X_{\text{тп}}$ – активное и реактивное сопротивления трансформатора,

приведенное к стороне низкого напряжения.

Приведем пример расчета для кабеля от ТП2 до корп.20к1 (ВРУ-1)

[24]:

$$R_{\phi-0} = R_{\phi} + R_0 = 2 \cdot R_{\phi}$$

$$R_{\phi-0} = 2 \cdot r_0^{240} \cdot L = 2 \cdot 0,164 \cdot 230 = 75,44 \text{ МОм}$$

						13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			71

Таблица 9.2 – Пла вкие предохранители

Т	П	От	До	L, м	I _{нр} , А	I _{плав} , А	I _{плав} , р.А	F _{униф} мм ²	U _к , %	ΔP _к , кВТ	R _т , МОм	X _т , МОм	R _ф -0, МОм	X _ф - 0, МОм	I _к (1), кА	I _к ^{(1)/3} , А	I пл.вст.по м, А	I пр.лом , А																
1	ТП 1	31к 1	1	30	137, 96	275, 92	297, 6	95	5,5	10,8	1,73	8,83	48, 9	23,1	2,0 1	402	400	400																
																			ТП 1	78	179, 81	359, 61	378, 26	150	5,5	10,8	1,73	8,83	71, 4	31,8	2,1 9	583	400	400
	ТП 1	12а	118	125, 8	251, 75	321, 52	150	5,5	10,8	1,73	8,83	47, 4	22,3	1,9 5	390	400	400	400																
																			ТП 1	226	68,3	181, 1	321	150	5,5	10,8	1,73	8,83	61, 3	25,7	2,3 3	401	400	250
	2	ТП 2	126	32	32	73	200	320	185	5,5	10,8	1,73	8,83	48, 3	21,8	1,9	411	400	400	250														
																					ТП 2	12в	32	73	200	320	185	5,5	10,8	1,73	8,83	48, 3	21,8	1,9
		ТП 2	12г	32	32	73	200	320	185	5,5	10,8	1,73	8,83	48, 3	21,8	1,9	411	400	400	250														
																					ТП 2	2а	104	79	204	342	185	5,5	10,8	1,73	8,83	51, 4	24,1 5	2,1 7
		ТП 2	26	15	173	173	41	160	238	95	5,5	10,8	1,73	8,83	60, 3	28,3	2,5	572	400	400	200													
																						ТП 2	20к 1	230	427	185	5,5	10,8	1,73	8,83	75, 44	35,4 2	2,0 6	686

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была спроектирована система электроснабжения нового района города, расположенного в Челябинской области.

Было выбрано питающее напряжение для ТП1 и ТП2 величиной 10 кВ и напряжение распределительной сети 0,4 кВ. Был произведен выбор двух двухтрансформаторных подстанций типа 2БКТП–1000 кВА. Которые являются полностью готовыми распреустройствами, что значительно снижает расходы на их установку. Произведён расчет капиталовложений в сеть. Был сделан расчет подключений ТП к ИП (источник питания).

Выбранная схема электроснабжения обеспечивает необходимое качество электроэнергии у электроприемников жилых и общественных зданий по допустимым потерям напряжения и по размаху изменения напряжения.

Для спроектированной системы электроснабжения нового района города потери мощности и электроэнергии в сети составил 3,4%, что находится в пределах нормы [19].

					13.03.02. 2017. 551.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

