

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Проектирование системы электроснабжения жилого района в Павловском районе Ульяновской области»

Студент

Р.И. Мухамедов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе осуществлено проектирование системы электроснабжения жилого района в Павловском районе Ульяновской области.

Приведена краткая характеристика географического расположения и климатических условий жилого района, проведён анализ технических условий проекта системы электроснабжения жилого района.

Осуществлена разработка проекта системы электроснабжения жилого района, включающая выполнение следующих исследований: выбор схемы электроснабжения жилого района, выбор способов прокладки проводников электрической сети, определение расчетной нагрузки, центра электрических нагрузок и места расположения ТП, выбор числа и мощности трансформаторов ТП, расчёт и выбор мощности конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности на шинах ТП, расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения жилого района, выбор и проверка проводников и электрических аппаратов, расчёт релейной защиты и автоматики.

Осуществлён расчёт контура заземления ТП жилого района.

Работа состоит из 86 страниц, 6 чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования	6
1.1 Характеристика географического расположения и климатических условий жилого района.....	6
1.2 Анализ технических условий проекта	7
2 Определение расчетной нагрузки жилого района	10
3 Определение центра электрических нагрузок.....	21
3.1 Определение места расположения ТП.....	21
3.2 Определение места расположения ЦРП	22
4 Выбор трансформаторов ТП и КУ	24
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП.....	24
4.2 Определение мощности конденсаторных установок на ТП.....	31
5 Выбор схемы электроснабжения жилого района	33
6 Расчет токов короткого замыкания	35
7 Расчет и выбор электрооборудования и проводников	40
7.1 Выбор и проверка сечения проводников	40
7.2 Выбор электрических аппаратов	51
7.3 Учёт потребления электроэнергии в системе электроснабжения жилого района	61
8 Расчёт релейной защиты и автоматики.....	65
9 Расчёт контура заземления ТП жилого района.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ	85

ВВЕДЕНИЕ

Целью работы является проектирование системы электроснабжения жилого района в Павловском районе Ульяновской области.

Объектом исследования является система электроснабжения жилого района в Павловском районе Ульяновской области.

Предметом исследования являются элементы системы электроснабжения (электрооборудование, электрические сети, электрические аппараты) проектируемого жилого района в Павловском районе Ульяновской области.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью проектирования системы электроснабжения рассматриваемого жилого района в Павловском районе Ульяновской области с детальной разработкой схем внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей при условии соблюдения требований надежности, экономичности и качества электроэнергии согласно требований нормативных документов [1-4].

Электроснабжение проектируемого жилого района в Павловском районе Ульяновской области осуществляется от энергосистемы на напряжении 10 кВ.

Для проектирования заданы максимальные значения активных нагрузок, коэффициенты мощностей, состав потребителей электрической энергии согласно категорий надёжности электроснабжения [1].

Структура работы представлена девятью разделами, в которых проводится решение основных задач работы, а именно:

- краткая характеристика географического расположения и климатических условий жилого района, проведён анализ технических условий проекта системы электроснабжения жилого района;

- непосредственное проектирование системы электроснабжения рассматриваемого жилого района города, для чего рассмотрены и разработаны следующие вопросы: выбор схемы электроснабжения жилого

района, выбор способов прокладки проводников электрической сети, определение расчетной нагрузки, центра электрических нагрузок и места расположения ТП, выбор числа и мощности трансформаторов ТП, расчёт и выбор мощности конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности на шинах ТП, расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения жилого района, выбор и проверка проводников и электрических аппаратов, расчёт релейной защиты и автоматики;

- осуществлён расчёт контура заземления ТП жилого района.

В графической части приведены следующие чертежи:

1. План расположения объектов жилого района.
2. Однолинейная электрическая схема системы электроснабжения жилого района.
3. Узлы монтажа кабельных линий электрической сети жилого района.
4. План расположения электрической сети электроснабжения жилого района.
5. Структурная схема АСКУЭ для учёта потребления электроэнергии в системе электроснабжения жилого района.
6. Конструкция контура заземления ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района.

Все исследования в работе проведены согласно требований и указаний нормативных документов с применением утверждённых расчётных методик с использованием рекомендованной литературы.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

1.1 Характеристика географического расположения и климатических условий жилого района

Город Ульяновск является административным центром Ульяновской области [5]. Ульяновск расположен на Приволжской возвышенности к востоку от Москвы, на берегах рек Волга и Свияга. В состав Ульяновска входят также более тридцати сельских населённых пунктов (сёл, деревень и посёлков). Климатический график города Ульяновска представлен на рисунке 1.

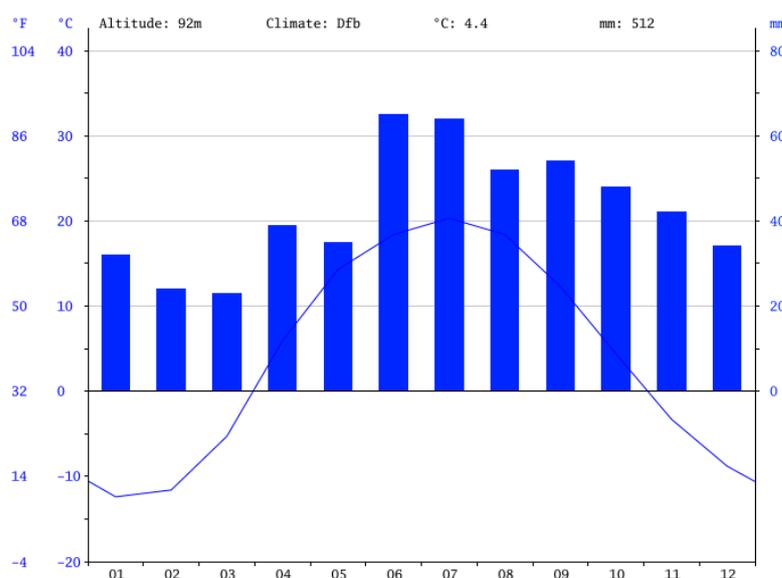


Рисунок 1 – Климатический график города Ульяновска

В год в регионе выпадает около 520 мм осадков [6]. Однако на протяжении календарного года разница в количестве осадков довольно существенна и составляет 50 мм [6]. Температура воздуха в регионе – 4,4 °C [6]. Температурный график города Ульяновска представлен на рисунке 2.

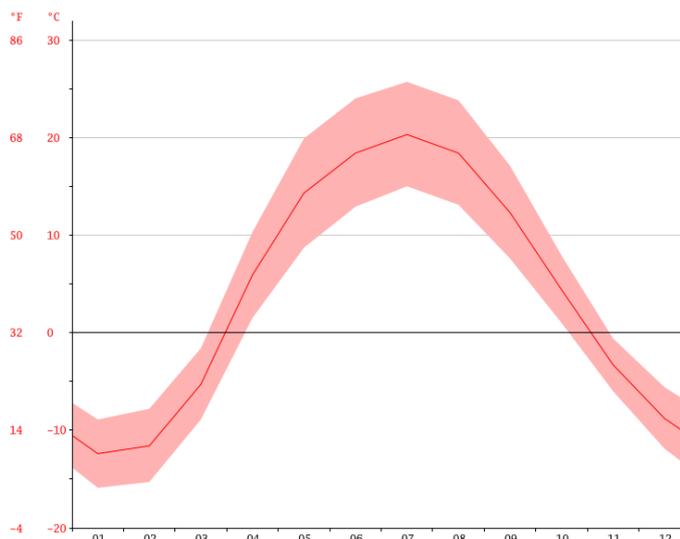


Рисунок 2 – Температурный график города Ульяновска

Город Ульяновск относится к 3 категории по толщине стенки гололёда, а также к 3 категории по ветровому давлению регион [1].

Приведённые климатические характеристики необходимо учесть в работе далее при выборе сечения проводников и оборудования.

1.2 Анализ технических условий проекта

В работе разрабатывается система электроснабжения жилого района Павловского района города Ульяновска. Такая система электроснабжения состоит из центрального распределительного пункта (ЦРП) 10 кВ, трансформаторных подстанций (ТП-10/0,4 кВ), питающей сети 0,4 кВ, распределительной сети 0,4 кВ, а также электрической осветительной сети.

При разработке жилого района Павловского района города Ульяновска необходимо скомпоновать систему электроснабжения из стандартных изделий, выпускаемых промышленностью, которая была бы надёжной и экономичной, обеспечила бы электробезопасность обслуживающего ее персонала [1,5,11]. Для этого, на основе расчетов, надо выбрать из многообразия представленных в каталогах заводов-изготовителей такие

элементы, которые в большей степени соответствуют указанным выше требованиям, состыковать отдельные элементы конструктивно и подтвердить расчетами работоспособность системы в нормальном и аварийном режимах.

Основными потребителями электроэнергии в проектируемом микрорайоне являются: жилые дома разной этажности; общественно-административные здания; коммунально-бытовые потребители. Основные характеристики указанных типов потребителей приведены в работе далее.

Характеристики объектов жилого района в Павловском районе города Ульяновска приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Характеристика жилых домов жилого района в Павловском районе города Ульяновска

№ п/п	Число, шт.			Тип плит (ЭП – электроплиты, ПГ – природный газ)	Число/мощность лифтовых установок		Категория ЭП
					пассаж.	груз.	
-	подъездов	этажей	квартир	ЭП/ПГ	шт/кВт	шт/кВт	-
80	6	14	252	ЭП	6 /4,5	6 /7,5	II
62	3	5	60	ПГ	-	-	III
60	5	9	180	ПГ	5/4,5	5/7,5	III
64	6	5	94	ПГ	-	-	III
68	3	17	158	ЭП	3/4,5	3/7,5	II
78	5	9	135	ЭП	5/ 4,5	-	II
76	4	12	122	ЭП	4 /4,5	4/7,5	II
84	3	10	120	ЭП	3 /4,5	-	II
30	3	10	86	ПГ	3/4,5	-	III
24	6	17	220	ПГ	6 /4,5	6 /7,5	III
16	8	5	156	ПГ	-	-	III
10	5	5	75	ПГ	-	-	III
6	7	5	103	ПГ	-	-	III
4	2	12	72	ЭП	2/4,5	-	II
110	4	17	170	ЭП	4/4.5	4/7,5	II
104	3	12	108	ЭП	3/4,5	-	II
96	2	15	90	ЭП	2/4,5	2/7,5	II
84	4	12	172	ЭП	4 /4,5	4/7,5	II

Таблица 2 - Характеристика общественно-административных зданий и коммунально-бытовых потребителей жилого района в Павловском районе города Ульяновска

№ п/п	Наименование потребителя	Единица показателя	Показатель, М	Категория ЭП
82	Продовольственный магазин с кондиционерами	м ²	600	II
72	Школа	учащихся	1500	I
66	Детские дошкольные учреждения	мест	200	II
86	Детские дошкольные учреждения	мест	120	II
26	Администрация района (с кондиционированием воздуха)	м ²	1000	II
20	Детские дошкольные учреждения	мест	140	II
18	Пиццерия (полностью электрифицирована)	мест	520	II
112	Детские дошкольные учреждения	мест	100	II
10	Продовольственный магазин с кондиционерами	м ²	1000	II
6	Продовольственный магазин без кондиционера	м ²	200	II
102	Непродовольственный магазин с кондиционерами	м ²	1500	II
68	Продовольственный магазин с кондиционерами	м ²	800	II
76	Непродовольственные магазины без кондиционирования воздуха	м ²	500	II

Площадь проектируемого жилого района – 42 га. План расположения объектов жилого района представлен на графическом листе 1.

2 Определение расчетной нагрузки жилого района

Определение расчетной нагрузки жилого района проводится согласно [5]. Расчетная активная нагрузка квартир, приведенной к вводу жилого здания, кВт [5]:

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot N, \quad (1)$$

где $P_{кв.уд.}$ – удельная нагрузка электроприемников (ЭП) квартир, принимаемая по таблице 6.1 [4], кВт/кв;

N – количество квартир.

Согласно [5]

$$P_{кв.уд.(N_{кв.})} = P_{кв.уд.(N1)} - \frac{P_{кв.уд.(N1)} - P_{кв.уд.(N2)}}{N2 - N1} \cdot (N_{кв.} - N1) \quad (2)$$

Расчетная активная нагрузка силовых ЭП, приведенная к вводу [5]

$$P_c = P_l + P_{стп}, \quad (3)$$

где P_l – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{стп}$ – мощность санитарно-технических устройств, кВт.

Суммарная мощность лифтовых установок P_l , кВт [5]

$$P_l = k_c' \sum_1^{n_l} P_{ni}, \quad (4)$$

где k_c' – значение коэффициента спроса [4];

n_l – число лифтовых установок, шт;

P_{ni} – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по [5]:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (5)$$

где k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Значение расчетной реактивной нагрузки жилого дома, кВАр [5]

$$Q_{р.ж.д} = P_{кв} \cdot tg \varphi_{кв} + k_y \cdot P_c \cdot tg \varphi_l, \quad (6)$$

где $tg \varphi_{кв}$ и $tg \varphi_l$ – расчетные коэффициенты, принимаются по [4].

Значение полной расчетной нагрузки на вводе в жилое здание, кВА, [5]:

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2} \quad (7)$$

Расчет электрических нагрузок жилых домов проведён на примере жилого дома № 80 (по плану) с электрическими плитами, при этом:

$$N_{кв} = 252;$$

$$N_p = 6;$$

$$N_l \times P_l = 6 \times 4,5 + 6 \times 7,5 \text{ кВт.}$$

Принимается мощность электрических плит 8,5 кВт.

По приведённым выше условиям производится расчёт значений активной, реактивной и полной нагрузки жилого дома № 80 (по плану) с электрическими плитами.

$$P_{кв.252} = 1,36 - \frac{1,36 - 1,27}{400 - 200} \cdot (252 - 200) = 1,34 \text{ кВт / кв ;}$$

$$P_{кв} = 1,34 \times 252 = 336,9 \text{ кВт;}$$

$$P_{л80} = 0,6(6 \cdot 4,5 + 6 \cdot 7,5) = 43,2 \text{ кВт;}$$

$$P_{р.ж.д.80} = 336,9 + 0,9 \cdot 43,2 = 375,8 \text{ кВт;}$$

$$Q_{р.ж.д.80} = 375,8 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 43,2 \cdot 1,17 = 120,6 \text{ кВар;}$$

$$S_{р.ж.д.80} = \sqrt{375,8^2 + 120,6^2} = 394,7 \text{ кВА.}$$

Результаты нагрузок для остальных жилых домов приведены в таблице

3.

Таблица 3 - Электрические нагрузки жилых зданий жилого района

№ объекта	Число квартир, N _{кв}	Число этажей	Удельная нагрузка, P _{уд.кв.} , кВт/кв	Кол-во лифтов / мощность лифта, n _л /P _л , шт/кВт	Коэф-т реактивной мощности		Коэф-т спроса лифтов	Активная расчетная нагрузка, P _{р.ж.д.} , кВт	Реактивная расчетная нагрузка, Q _{р.ж.д.} , кВАр	Полная расчетная нагрузка, S _{р.ж.д.} , кВА	Категория надежности объекта
					tg φ _{кв}	tg φ _л					
80	252	14	1,34	6/4,5 + 6/7,5	0,2	1,17	0,6	375,8	120,6	394,7	II
62	60	5	1,05	-	0,29	-	-	63,0	18,3	65,6	III
60	180	9	0,80	5/4,5+5/7,5	0,29	1,17	0,5	171,0	78,0	187,9	III
64	94	5	0,87	-	0,29	-	-	81,8	23,7	85,2	III
68	158	17	1,44	3/4,5+3/7,5	0,2	1,17	0,65	248,6	71,9	258,8	II
78	135	9	1,46	5/4,5	0,2	1,17	0,7	211,3	57,2	218,9	II
76	122	12	1,48	4/4,5+4/7,5	0,2	1,17	0,6	206,5	68,6	217,6	II
84	120	10	1,49	3/4,5	0,2	1,17	0,8	178,8	50,0	185,7	II
30	86	10	0,88	3/4,5	0,29	1,17	0,8	85,4	35,0	92,3	III
24	220	17	0,76	6/4,5+6/7,5	0,29	1,17	0,6	206,1	100,8	229,4	III
16	156	5	0,79	-	0,29	-	-	123,2	35,7	128,3	III
10	75	5	0,91	-	0,29	-	-	68,3	19,8	71,1	III
6	103	5	0,86	-	0,29	-	-	88,6	25,7	92,3	III
4	72	12	1,61	2/4,5	0,2	1,17	0,9	123,2	32,3	127,4	II
110	170	17	1,42	4/4,5+4/7,5	0,2	1,17	0,75	273,8	88,9	287,9	II
104	108	12	1,48	3/4,5	0,2	1,17	0,9	170,7	45,6	176,7	II
96	90	15	1,54	2/4,5+2/7,5	0,2	1,17	0,8	155,9	49,4	163,5	II
84	172	12	1,42	4/4,5+4/7,5	0,2	1,17	0,75	276,6	89,4	290,7	II

Расчет электрических нагрузок общественных потребителей жилого района согласно [5]:

$$P_{p.o.z.} = P_{уд.o.z.} \cdot M, \quad (8)$$

где $P_{уд.o.z.}$ – значение удельной расчетной нагрузки общественных зданий, кВт/м [4];

M – значение количественного показателя общественного здания.

Значение расчетной реактивной нагрузки общественных потребителей:

$$Q_{p.o.z.} = P_{p.o.z.} \cdot \operatorname{tg} \phi_{o.z.}, \quad (9)$$

где $\operatorname{tg} \phi_{o.z.}$ – значение расчетного коэффициента для общественных потребителей [4].

Значение полной расчетной нагрузки общественных потребителей [5]:

$$S_{p.o.z.} = \sqrt{P_{p.o.z.}^2 + Q_{p.o.z.}^2} \quad (10)$$

Проводится непосредственный расчет нагрузок общественных зданий жилого района на примере продовольственного магазина (№ 82 по плану).

$$P_{p.o.z.2} = 0,25 \cdot 600 = 150 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.o.z.2} = 150 \cdot 0,62 = 93 \text{ кВАр};$$

$$S_{p.o.z.2} = \sqrt{150^2 + 93^2} = 176,5 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов электрических нагрузок остальных общественных и коммунально-бытовых потребителей жилого района приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Электрические нагрузки общественных и коммунально-бытовых потребителей жилого района

№ поз	Количество показателя, М, ед.	Наименование потребителя	Удельная нагрузка, $P_{уд.о.з.}$, кВт/ед.	Коэффициент реактивной мощности $tg \varphi$	Активная расчетная нагрузка, $P_{р.о.з.}$, кВт	Реактивная расчетная нагрузка, $Q_{р.о.з.}$, кВАр	Полная расчетная нагрузка, $S_{р.о.з.}$, кВА	Категория ЭС
82	600	Продовольственный магазин с кондиционерами	0,25	0,62	150,0	93,0	176,5	II
72	1500	Школа с эл.фиц.столовой и спортзалом	0,25	0,33	150,0	49,5	158,0	I
66	200	Детские дошкольные учреждения	0,46	0,2	92,0	18,4	93,8	II
86	120	Детские дошкольные учреждения	0,46	0,2	55,2	11,1	56,3	II
26	1000	Администрация района (с кондиционированием)	0,054	0,62	54,0	33,5	63,5	II
20	140	Детские дошкольные учреждения	0,46	0,2	64,4	12,9	65,7	II
18	520	Пиццерия	0,86	0,2	447,2	89,5	456,1	II
112	100	Детские дошкольные учреждения	0,46	0,2	46,0	9,2	46,9	II
10	1000	Продовольственный магазин с кондиционерами	0,25	0,62	250,0	155,0	294,2	II
6	200	Продовольственный магазин без кондиционера	0,23	0,62	46,0	28,5	54,1	II
102	1500	Непродовольственный магазин с кондиционерами	0,25	0,62	375,0	232,5	441,2	III
68	800	Продовольственный магазин с кондиционерами	0,25	0,62	200,0	124,0	235,3	II
76	500	Непродовольственные магазины без кондиционирования	0,23	0,62	115,0	71,3	135,3	III

Далее проводится расчёт осветительной нагрузки проектируемого жилого района.

По заданию площадь жилого района $S = 42 \text{ га} = 420000 \text{ м}^2$ при соотношении сторон 1:0,6.

Исходя из этого, определяются удельная нагрузка внешнего освещения (уличного и внутриквартального), приведённая в таблице 5.

Таблица 5 - Данные для расчета уличного и внутриквартального освещения

Название улицы	Категория	Длина улицы, км	Удельная осветительная нагрузка, кВт/км
Армейская	Б	0,50	10
Северная	Б	0,85	10
Энергетиков	А	0,50	37,5
Космонавтов	А	0,85	37,5

Для внешнего (уличного и внутриквартального) освещения используются следующие светодиодные светильники [4] марки LED R500-1-120-6-55K со следующими техническими параметрами: $\cos\varphi = 0,95$; $\text{tg } \varphi = 0,33$.

Значение расчетной активной нагрузки уличного освещения, кВт, [5]:

$$P_{p.y.o.} = \sum_{i=1}^n P_{уд.y.o.i} \cdot l_i, \quad (11)$$

где $P_{уд.y.o.i}$ – удельная нагрузка, кВт/км;

l_i – длина улицы, км.

$$P_{p.y.o.} = 37,5 \cdot (0,5 + 0,84) + 10 \cdot (0,5 + 0,84) = 63,7 \text{ кВт}.$$

Значение расчетной активной нагрузки внутриквартального освещения, кВт, [5]:

$$P_{p.вн.кв.} = P_{уд.вн.кв.} \cdot F_{мкр}, \quad (12)$$

где $P_{уд.вн.кв.}$ – значение удельной нагрузки внутриквартального освещения, кВт/га;

$F_{мкр.}$ – суммарная площадь жилого района, га.

$$P_{р.вн.кв.} = 0,6 \cdot 42 = 25,2 \text{ кВт.}$$

Значение расчетной активной нагрузки освещения жилого района [5]:

$$P_{р.о.мкр.} = P_{р.у.о.} + P_{р.вн.кв.} \quad (13)$$

$$P_{р.о.мкр.} = 63,7 + 25,2 = 88,9 \text{ кВт.}$$

Значение расчетной реактивной нагрузки освещения, кВАр, [5]:

$$Q_{р.о.мкр.} = P_{р.у.о.} \cdot \text{tg}\varphi_{у.о.} + P_{р.вн.кв.} \cdot \text{tg}\varphi_{вн.кв.}, \quad (14)$$

где $\text{tg}\varphi_{у.о.}$ и $\text{tg}\varphi_{вн.кв.}$ – соответственно значение коэффициентов реактивной мощности светильников уличного и внутриквартального освещения.

$$Q_{р.о.мкр.} = 63,7 \cdot 0,328 + 25,2 \cdot 0,328 = 29,2 \text{ кВАр.}$$

Значение полной расчетной нагрузки освещения жилого района [5]:

$$S_{р.о.мкр.} = \sqrt{P_{р.о.мкр.}^2 + Q_{р.о.мкр.}^2} \quad (15)$$

$$S_{р.о.мкр.} = \sqrt{88,9^2 + 29,2^2} = 93,6 \text{ кВА.}$$

Расчет электрической нагрузки жилого района проводится по следующим выражениям [5]:

$$P_{\text{микр}} = P_{p.\text{max}} + \sum_1^{n_i} k_{y_i} \cdot P_{p.i}, \quad (16)$$

$$Q_{\text{микр}} = P_{p.\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi + \sum_1^n k_{y.i} \cdot (P_{\text{кв.}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв.}i} + k'_{c.i} \cdot P_{\text{л.}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{л.}i}), \quad (17)$$

где $P_{p.\text{max}}$ - максимальная электрическая нагрузка групп однородных потребителей, кВт;

$P_{p.i}$ - значение расчетных нагрузок других групп потребителей, кВт;

$K_{y.i}$ - нормируемый коэффициент несовпадения максимумов нагрузки [5].

Значение расчетных нагрузок жилого района определяются с учетом нагрузок внешнего освещения (уличного и внутриквартального).

Для определения значения суммарной нагрузки проектируемого жилого района необходимо рассчитать нагрузку так называемых «условных» домов, для чего необходимо предварительно объединить однотипные жилые дома в «условные» [5]. По указанной методике в первый «условный» дом объединяются жилые дома с наличием электрических плит для приготовления пищи. При этом согласно исходных данных, суммарное число квартир: $N = 1399$; число и мощность лифтовых установок в домах с этажностью менее 12:

$$n_{\text{л}} \cdot P_{\text{л}} = (28 \cdot 4,5 + 23 \cdot 7,5) \text{ кВт}$$

число и мощность лифтовых установок в домах с этажностью более 12:

$$\begin{aligned} n_{\text{л}} \cdot P_{\text{л}} &= (28 \cdot 4,5 + 23 \cdot 7,5) \text{ кВт}; \\ P_{\text{кв.}705} &= 0,67 - \frac{0,67 - 0,65}{1500 - 1000} \cdot (1399 - 1000) = 0,65 \text{ кВт} / \text{кв}; \\ P_{\text{кв.}y.d.1} &= 0,65 \times 1399 = 909,4 \text{ кВт}; \\ P_{c.y.d.1} &= 0,65 \cdot (5 \cdot 4,5 + 3 \cdot 4,5) + 0,4 \cdot (28 \cdot 4,5 + 23 \cdot 7,5) = 142,8 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P_{p.y.\partial.1} &= 909,4 + 0,9 \cdot 142,8 = 1037,9 \text{ кВт}; \\
Q_{p.y.\partial.1} &= 909,4 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 142,8 \cdot 1,17 = 332,2 \text{ кВАр}; \\
S_{p.y.\partial.1} &= \sqrt{1037,9^2 + 332,2^2} = 1089,8 \text{ кВА}.
\end{aligned}$$

Объединяются во второй «условный» дом жилые дома с плитами для приготовления пищи на природном газе. Суммарное число квартир: $N=974$; количество и мощность лифтовых установок в домах с этажностью менее 12:

$$n_l \cdot P_l = 8 \cdot 4,5 + 5 \cdot 7,5 \text{ кВт};$$

количество и мощность лифтовых установок в домах с этажностью более 12:

$$\begin{aligned}
n_l \cdot P_l &= (6 \cdot 4,5 + 6 \cdot 7,5) \text{ кВт}. \\
P_{кв.562} &= 0,69 - \frac{0,69 - 0,67}{1000 - 600} (974 - 600) = 0,67 \text{ кВт / кв.} \\
P_{кв.y.\partial.2} &= 0,67 \times 974 = 653,8 \text{ кВт}; \\
P_{с.y.\partial.2} &= 0,5 \cdot (8 \cdot 4,5 + 5 \cdot 7,5) + 0,6 \cdot (6 \cdot 4,5 + 6 \cdot 7,5) = 80,0 \text{ кВт}; \\
P_{p.y.\partial.2} &= 653,8 + 0,9 \cdot 80 = 725,8 \text{ кВт}; \\
Q_{p.y.\partial.2} &= 653,8 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 80 \cdot 1,17 = 84,2 \text{ кВАр}; \\
S_{p.y.\partial.2} &= \sqrt{725,8^2 + 84,2^2} = 730,7 \text{ кВА}.
\end{aligned}$$

Суммарная расчетная нагрузка жилого района:

$$P_{p.мкр.} = P_{p.мак} + \sum k_{y.i} \cdot P_{p.i}, \quad (18)$$

где $k_{y.i}$ – значение коэффициента участия потребителя в максимуме нагрузок [4].

$$P_{p.мкр.} = 1037,9 + 725,8 \cdot 0,9 + (150 \cdot 0,5 + 150 \cdot 0,5 + 92 \cdot 0,5 + 55,2 \cdot 0,5 + 54 \cdot 0,5 + 64,4 \cdot 0,5 + 447,2 \cdot 0,4 + 46 \cdot 0,5 + 250 \cdot 0,5 + 46 \cdot 0,5 + 375 \cdot 0,5 + 200 \cdot 0,5 + 115 \cdot 0,5) + 88,9 = 2757,7 \text{ кВт.}$$

Реактивная расчетная нагрузка жилого района, квар:

$$Q_{p.мкр.} = P_{p.маx} \cdot tg\varphi + \sum k_{y,i} \cdot P_{p,i} \cdot tg\varphi_i \quad (19)$$

$$Q_{p.мкр.} = 332,2 + 84,2 \cdot 0,9 + (150 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 150 \cdot 0,5 \cdot 0,33 + 92 \cdot 0,5 \cdot 0,2 + 55,2 \cdot 0,5 \cdot 0,2 + 54 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 64,4 \cdot 0,5 \cdot 0,2 + 447,2 \cdot 0,4 \cdot 0,2 + 46 \cdot 0,5 \cdot 0,2 + 250 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 46 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 375 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 200 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 115 \cdot 0,5 \cdot 0,62) + 1 \cdot 88,9 \cdot 0,328 = 892,9 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка, кВА:

$$S_{p.мкр.} = \sqrt{P_{p.мкр.}^2 + Q_{p.мкр.}^2} \quad (20)$$

$$S_{p.мкр.} = \sqrt{2757,7^2 + 892,9^2} = 2898,7 \text{ кВА}$$

3 Определение центра электрических нагрузок

3.1 Определение места расположения ТП

Координаты центра нагрузок определяются графо–аналитическим методом [3]

$$X_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot P_{p,i}}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}; \quad Y_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \cdot P_{p,i}}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (21)$$

где $P_{p,i}$ – значение активных нагрузок объектов жилого района, подключенных к данной ТП, кВт;

X_i, Y_i – центры нагрузок потребителей, мм.

Определяются центры нагрузок потребителей по формуле (21).
Определяются координаты центра электрических нагрузок для ТП1:

$$X_{\text{ТП1}} = \frac{85,4 \cdot 440 + 206,1 \cdot 440 + 123,2 \cdot 400 + 68,3 \cdot 300 + 88,6 \cdot 280 + 54 \cdot 410 + 64,4 \cdot 450 + 447,2 \cdot 300}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} = 462 \text{ м.}$$
$$Y_{\text{ТП1}} = \frac{85,4 \cdot 350 + 206,1 \cdot 450 + 123,2 \cdot 650 + 68,3 \cdot 550 + 88,6 \cdot 700 + 54 \cdot 450 + 64,4 \cdot 550 + 447,2 \cdot 480}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} = 312 \text{ м.}$$

Аналогично проведены расчёты для остальных ТП и результаты определения местоположения ТП приведены таблице 6.

Таблица 6 – Результаты определения местоположения ТП

Наименование ТП	Координаты центра электрических нагрузок для ТП	
	по оси «X», мм	по оси «Y», мм
ТП № 1	462	312
ТП № 2	612	91
ТП № 3	89	182

3.2 Определение места расположения ЦРП

В работе ЦЕН сооружения можно определить примерно, считая, что его нагрузка распределены равномерно на его территории.

В этом случае ЦЕН сооружения совпадает с его геометрическим центром.

Координаты ЦЕН определяются в условной системе координат, которая наносится на план произвольным образом с условными единицами измерения.

В основном условную систему координат совмещают с нижним левым углом площади. Координаты центра нагрузок определяются по выражению (21), но с другими числовыми данными (всеми нагрузками объектов).

При этом учитываются все сооружения проектируемого жилого района.

Расчет координат ЦЕН ЦРП:

$$\begin{aligned}
 X_{\text{црп}} &= \frac{85,4 \cdot 440 + 206,1 \cdot 440 + 123,2 \cdot 400 + 68,3 \cdot 300 + 88,6 \cdot 280 + 54 \cdot 410 + 64,4 \cdot 450 + 447,2 \cdot 300}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} \\
 &+ \frac{85,4 \cdot 440 + 206,1 \cdot 440 + 123,2 \cdot 400 + 68,3 \cdot 300 + 88,6 \cdot 280 + 54 \cdot 410 + 64,4 \cdot 450 + 447,2 \cdot 300}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} + \\
 &\frac{85,4 \cdot 440 + 206,1 \cdot 440 + 123,2 \cdot 400 + 68,3 \cdot 300 + 88,6 \cdot 280 + 54 \cdot 410 + 64,4 \cdot 450 + 447,2 \cdot 300}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} = 318,2 \text{ м.}
 \end{aligned}$$

$$Y_{\text{ЦРП}} = \frac{85,4 \cdot 350 + 206,1 \cdot 450 + 123,2 \cdot 650 + 68,3 \cdot 550 + 88,6 \cdot 700 + 54 \cdot 450 + 64,4 \cdot 550 + 447,2 \cdot 480}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} +$$

$$\frac{85,4 \cdot 350 + 206,1 \cdot 450 + 123,2 \cdot 650 + 68,3 \cdot 550 + 88,6 \cdot 700 + 54 \cdot 450 + 64,4 \cdot 550 + 447,2 \cdot 480}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} +$$

$$\frac{85,4 \cdot 350 + 206,1 \cdot 450 + 123,2 \cdot 650 + 68,3 \cdot 550 + 88,6 \cdot 700 + 54 \cdot 450 + 64,4 \cdot 550 + 447,2 \cdot 480}{85,4 + 206,1 + 123,2 + 68,3 + 88,6 + 54 + 64,4 + 447,2} = 262 \text{ м.м.}$$

В результате расчётов установлено, что ЦРП в проектируемом жилом районе необходимо разместить в центре электрических нагрузок с координатами (X=318 м; Y=262 м).

4 Выбор трансформаторов ТП и КУ

4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП

Для ориентировочного определения мощности трансформаторов ТП проектируемого жилого района применяется выражение [3]:

$$S_{\text{тр.эк.}} = 1,45 \sqrt[3]{\sigma^2}, \quad (22)$$

где σ – плотность нагрузки жилого района, кВА/км².

Плотность нагрузки жилого района определяется так:

$$\sigma = \frac{S_{\text{р.мкр.}}}{F_{\text{мкр.}}}, \quad (23)$$

где F – площадь жилого района, км².

По выражению (22)

$$\sigma = \frac{2898,7}{0,42} = 6901,7 \frac{\text{кВА}}{\text{км}^2}.$$

По выражению (23)

$$S_{\text{тр.эк.}} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{6901,7^2} = 525,6 \text{ кВА}.$$

Ориентировочное количество ТП в системе электроснабжения проектируемого жилого района определяется так [3,5]

$$N_{\text{ТП}} = \frac{S_{\text{р.мкр.}}}{K_3^H \cdot S_{\text{тр.ном.}} \cdot n_{\text{тр.}}}, \quad (24)$$

где K_3^n – коэффициент загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы;

$S_{тр.ном.}$ – значение номинальной мощности силовых трансформаторов ТП, кВА;

$n_{тр.}$ – число силовых трансформаторов, установленных на ТП, шт.

В проектируемом жилом районе преобладают потребители II категории надёжности, а также имеется потребитель I категории, поэтому принимается число трансформаторов на всех ТП равным двум [1,3,8].

$$N_{ТП} = \frac{2898,7}{0,7 \cdot 630 \cdot 2} = 3,3$$

Принимаем: $N_{ТП} = 3$: 2 ТП мощностью 2×630 кВА и 1 ТП мощностью 2×1000 кВА. Компоновка трансформаторных подстанций и распределение нагрузок потребителей по ТП представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Компоновка трансформаторных подстанций и распределение нагрузок потребителей по ТП

№ ТП	Количество и номинальная мощность силовых трансформаторов, $N_T \times S_{ном.Т},$ шт. \times кВА	№ объектов по плану, которые питаются от ТП
ТП-1	2×630	6,10,16,18,20,24,26,30 часть внешнего освещения
ТП-2	2×630	4,76,84,96, 102,104, 110,112, часть внешнего освещения
ТП-3	2×1000	60,62,64,66,68,72,76,78,80,82,84,86, часть внешнего освещения

Значение коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций в нормальном и послеаварийном режиме работы определяются так [3]:

$$K_3^n = \frac{S_{р.ТП}}{S_{тр.ном.} \cdot n_{тр.}}, \quad K_3^{п.ав.} = \frac{S_{р.ТП}}{S_{тр.ном.} \cdot (n_{тр.} - 1)}, \quad (25)$$

где $S_{p.ТП}$ – значение расчетной мощности трансформаторных подстанций ТП, кВА;

$S_{тр.ном.}$ – значение номинальной мощности силовых трансформаторов трансформаторных подстанций, кВА;

$n_{тр.}$ – число трансформаторов на трансформаторных подстанциях.

Полученные коэффициенты загрузки трансформаторных подстанций в нормальном и послеаварийном режимах по (25) не должны быть больше, чем следующие значения:

$$0,6 \leq K_3^H \leq 0,9; K_3^{п.ав.} \leq 1,5.$$

Значение активной расчетной мощности, которая питается от силовых трансформаторов трансформаторных подстанций:

$$P_{p.ТП} = P_{p.ТП.max} + \sum k_{y.i} \cdot P_{p.i}, \quad (26)$$

где $P_{p.ТП.max}$ – значение максимальной нагрузки, которая получает питание от трансформаторных подстанций, кВт;

$P_{p.i}$ – значение расчетной нагрузки потребителя, кВт;

$k_{y.i}$ – нормируемый коэффициент несовпадения максимумов нагрузки [4].

Значение реактивной расчетной нагрузки трансформаторных подстанций, кВАр:

$$Q_{p.ТП} = P_{p.ТП.max} \cdot tg\varphi + \sum k_{y.i} \cdot P_{p.i} \cdot tg\varphi_i \quad (27)$$

Значение полной расчетной мощности трансформаторных подстанций, кВА:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2}. \quad (28)$$

Проводится детальный расчет нагрузки, которая питается от ТП № 1. При этом в один «условный» дом объединены жилые дома № 6,10,16,24,30 с плитами на природном газе.

Общее число квартир составляет $N = 640$.

$$P_{кв.640} = 0,69 - \frac{0,69 - 0,67}{1000 - 600} \cdot (640 - 600) = 0,69 \text{ кВт} / \text{кв.}$$

$$P_{кв.у.д} = 0,69 \cdot 640 = 441,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{с.у.д} = 0,5(9 \cdot 4,5 + 6 \cdot 7,5) = 42,8 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.у.д} = 441,6 + 42,8 \cdot 0,9 = 480,1 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.у.д} = 480,1 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 1,17 \cdot 42,8 = 184,3 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.у.д} = \sqrt{480,1^2 + 184,3^2} = 514,3 \text{ кВА.}$$

Из всех потребителей, подключенных к ТП №1, наибольшую расчетную мощность имеет «условный» дом.

$$P_{p.ТП1} = P_{p.у.д.1} + k_{26} \cdot P_{26} + k_{20} \cdot P_{20} + k_{18} \cdot P_{18} + k_{y.осв} \cdot P_{p.осв};$$

$$P_{p.ТП1} = 480,1 + 0,5 \cdot 54 + 0,5 \cdot 64,4 + 0,4 \cdot 447,2 + 1 \cdot 29,6 = 747,2 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ТП1} = Q_{p.у.д.1} + k_{26} \cdot Q_{26} + k_{20} \cdot Q_{20} + k_{18} \cdot Q_{18} + k_{y.осв} \cdot Q_{p.осв};$$

$$Q_{p.ТП1} = 184,3 + 0,5 \cdot 33,5 + 0,5 \cdot 12,9 + 0,4 \cdot 89,5 + 1 \cdot 9,7 = 253,1 \text{ кВАр.}$$

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{747,2^2 + 253,1^2} = 788,9 \text{ кВА.}$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^H = \frac{788,9}{630 \cdot 2} = 0,626; \quad K_3^{n.ав.} = \frac{788,9}{630 \cdot (2-1)} = 1,252.$$

$$0,6 < 0,626 < 0,9;$$

$$1,252 < 1,5.$$

Проводится детальный расчет нагрузки, подключенной к ТП 2. Объединяются в один «условный» дом жилые дома 10,16,24,30,102 с электрическими плитами.

Общее число квартир равно $N = 612$.

$$P_{кв.612} = 1,23 - \frac{1,23 - 1,19}{1000 - 600} \cdot (612 - 600) = 1,23 \text{ кВт} / \text{кв.}$$

$$P_{кв.у.д} = 1,23 \cdot 612 = 752,8 \text{ кВт.}$$

$$P_{с.у.д} = 0,4(15 \cdot 4,5 + 10 \cdot 7,5) = 57 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.у.д} = 752,8 + 57 \cdot 0,9 = 804,1 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.у.д} = 752,8 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 1,17 \cdot 57 = 210,6 \text{ кВАр.}$$

$$S_{р.у.д} = \sqrt{804,1^2 + 210,6^2} = 831,2 \text{ кВА.}$$

Из всех потребителей жилого района, подключенных к ТП2, наибольшую расчетную мощность имеет «условный» дом.

$$P_{р.ТП2} = P_{р.у.д.1} + k_6 \cdot P_6 + k_{76} \cdot P_{76} + k_{112} \cdot P_{112} + k_{у.осв} \cdot P_{р.осв};$$

$$P_{р.ТП2} = 804,1 + 0,5 \cdot 46 + 0,5 \cdot 46 + 0,4 \cdot 115 + 1 \cdot 29,6 = 907,1 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.ТП2} = Q_{р.у.д.1} + k_6 \cdot Q_6 + k_{76} \cdot Q_{76} + k_{112} \cdot Q_{112} + k_{у.осв} \cdot Q_{р.осв};$$

$$Q_{р.ТП2} = 210,6 + 0,5 \cdot 9,2 + 0,5 \cdot 28,5 + 0,4 \cdot 71,3 + 1 \cdot 9,7 = 254,8 \text{ кВАр.}$$

$$S_{р.ТП2} = \sqrt{907,2^2 + 254,8^2} = 942,3 \text{ кВА.}$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах на ТП2 удовлетворяют условиям [3]:

$$K_3^H = \frac{942,3}{630 \cdot 2} = 0,748; \quad K_3^{n.ав.} = \frac{942,3}{630 \cdot (2-1)} = 1,496.$$

$$0,6 < 0,626 < 0,9;$$

$$1,496 < 1,5.$$

Проводится детальный расчет нагрузки, подключенной к ТПЗ (дома 68,76,78,80,84 с электрическими плитами, N = 787).

$$P_{кв.787} = 1,23 - \frac{1,23 - 1,19}{1000 - 600} \cdot (787 - 600) = 1,21 \text{ кВт} / \text{кв.}$$

$$P_{кв.у.д} = 1,21 \cdot 787 = 953,3 \text{ кВт.}$$

$$P_{с.у.д} = 0,4 \cdot (21 \cdot 4,5 + 13 \cdot 7,5) = 76,8 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.у.д} = 953,3 + 76,8 \cdot 0,9 = 1022,4 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.у.д} = 1022,4 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 1,17 \cdot 76,8 = 285,4 \text{ кВАр.}$$

$$S_{р.у.д} = \sqrt{1022,4^2 + 285,4^2} = 1061,5 \text{ кВА.}$$

Объединяется в один «условный» дом жилые дома 60,62,64 с плитами на природном газе.

Общее число квартир составляет N = 334.

$$P_{кв.334} = 0,77 - \frac{0,77 - 0,71}{400 - 200} \cdot (334 - 200) = 0,73 \text{ кВт} / \text{кв.}$$

$$P_{кв.у.д} = 0,73 \cdot 334 = 243,8 \text{ кВт.}$$

$$P_{с.у.д} = 0,5 \cdot (5 \cdot 4,5 + 5 \cdot 7,5) = 30 \text{ кВт.}$$

$$P_{р.у.д} = 243,8 + 30 \cdot 0,9 = 270,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.у.д} = 270,8 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 1,17 \cdot 30 = 110,1 \text{ кВАр.}$$

$$S_{р.у.д} = \sqrt{270,8^2 + 110,1^2} = 292,3 \text{ кВА.}$$

Из всех указанных потребителей, подключенных к ТПЗ, наибольшую расчетную мощность имеет «условный» дом с электрическими плитами.

$$P_{р.ТПЗ} = P_{р.у.д.1} + k_{р.у.д.2} \cdot P_{р.у.д.2} + k_{у.82} \cdot P_{р.82} + k_{у.72} \cdot P_{р.72} + k_{у.66} \cdot P_{р.66} + k_{у.86} \cdot P_{р.86} + k_{у.10} \cdot P_{р.10} + k_{у.осв} \cdot P_{р.осв};$$

$$P_{р.ТПЗ} = 1022,4 + 0,5 \cdot 270,8 + 0,5 \cdot 150 + 0,5 \cdot 150 + 0,5 \cdot 92 + 0,5 \cdot 55,2 + 29,6 = 1401 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ППЗ} = Q_{p.y.\partial.1} + k_{p.y.\partial.2} \cdot Q_{p.y.\partial.2} + k_{y.82} \cdot Q_{p.82} + k_{y.72} \cdot Q_{p.72} + k_{y.66} \cdot Q_{p.66} + k_{y.86} \cdot Q_{p.86} + k_{y.10} \cdot Q_{p.10} + k_{y.осв} \cdot Q_{p.осв};$$

$$Q_{p.ППЗ} = 285,4 + 0,5 \cdot 110,1 + 0,5 \cdot 93 + 0,5 \cdot 49,5 + 0,5 \cdot 18,4 + 0,5 \cdot 11,1 + 0,5 \cdot 124 + 1 \cdot 9,7 = 495,8 \text{кВар}.$$

$$S_{p.ППЗ} = \sqrt{1401^2 + 495,8^2} = 1486,1 \text{кВА}.$$

Коэффициенты загрузки ТП по (25) в нормальном и послеаварийном режимах работы [3]:

$$K_3^n = \frac{1486,1}{1000 \cdot 2} = 0,74; \quad K_3^{n.ав.} = \frac{1486,1}{1000 \cdot (2-1)} = 1,486.$$

$$0,6 < 0,75 < 0,9;$$

$$1,486 < 1,5.$$

Полученные значения коэффициентов для всех трансформаторных подстанций приведены в таблице 8.

Результаты расчета коэффициентов загрузки всех трансформаторных подстанций удовлетворяют требованиям [1].

Следовательно, силовые трансформаторы на всех ТП жилого района выбраны верно.

Таблица 8 – Результаты расчета коэффициентов загрузки всех трансформаторных подстанций

№ ТП	Полная расчётная мощность ТП, кВА	Число и мощность силовых трансформаторов на ТП	Коэффициент загрузки ТП в нормальном режиме работы системы	Коэффициент загрузки ТП в аварийном режиме работы системы
1	788,9	2x630	0,626	1,252
2	942,3	2x630	0,748	1,496
3	1486,1	2x1000	0,740	1,486

4.2 Определение мощности конденсаторных установок на ТП

Для определения мощности конденсаторных установок на ТП необходимо знать максимальное значение реактивной мощности для передачи через силовые трансформаторы 10/0,4 кВ в электрическую сеть до 1 кВ для обеспечения нормируемого коэффициента загрузки трансформаторов ТП, определяется [3]:

$$Q_T = \sqrt{(N\beta_T S_{\text{ном.Т}})^2 - P_{\text{р.ТП}}^2}, \text{ квар}, \quad (29)$$

где N - число силовых трансформаторов на трансформаторных подстанциях, шт;

β_T - нормируемый коэффициент загрузки силовых трансформаторов трансформаторных подстанций жилого района;

$S_{\text{ном.Т}}$ - значение полной номинальной мощности силовых трансформаторов трансформаторных подстанций, кВА;

$P_{\text{р.ТП}}$ - значение расчетной активной нагрузки ТП, кВт.

Расчётная мощность конденсаторных установок для установки на ТП определяется так:

$$Q_{\text{н.к}} = Q_{\text{р.Т}} - Q_T, \text{ квар}, \quad (30)$$

где $Q_{\text{р.Т}}$ - значение расчетной реактивной нагрузки ТП, квар.

На примере ТП №1 по условию (29)

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 907,1^2} = 439,6 \text{ квар}.$$

По условию (30)

$$Q_{н.к} = 439,6 - 253,1 = 186,5 \text{ квар.}$$

Выбираются для установки на шинах НН напряжением 0,4 кВ ТП №1 системы электроснабжения 2 КУ типа УКРП-0,4-70-20УЗ номинальной мощностью 70 квар каждая [4].

Аналогичные расчеты для других ТП №1 - №3 при выборе компенсирующих устройств приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор комплектных конденсаторных установок на ТП

№ ТП	$N \times S_{\text{ном.т}},$ кВА	$P_{\text{р.ТП}},$ кВт	$Q_{\text{р.ТП}},$ квар	$Q_{\text{т}},$ квар	$Q_{\text{н.к}},$ квар	Типономинал и количество КУ, шт
1	2x630	907,1	253,1	439,6	186,5	2xУКРП-0,4-70- 20УЗ
2	2x630	1022,4	254,8	0	-	-
3	2x1000	1401,0	285,4	772,8	487,4	2xУКРП-0,4-200- 20УЗ

5 Выбор схемы электроснабжения жилого района

Электроснабжение проектируемого жилого района осуществляется от энергосистемы г. Ульяновска на номинальном напряжении 10 кВ.

Источником питания проектируемого жилого района является центральный распределительный пункт (ЦРП) 10 кВ, получающий питание от энергосистемы.

Центральный распределительный пункт выполнен по схеме с секционированной системой сборных шин с применением системы автоматического включения резерва (АВР).

На ЦРП предусмотрена раздельная работа секций сборных шин, которые питаются от независимых источников согласно нормативным положениям и требованиям [1].

Электроснабжение трансформаторных подстанций ТП-10/0,4 кВ осуществляется от ЦРП-10 кВ по радиальной схеме электроснабжения.

При этом все ТП-10/0,4 кВ в системе электроснабжения жилого района – двухтрансформаторные, и каждый трансформатор питается от ЦРП отдельной кабельной линией от разных секций шин. От ТП-10/0,4 кВ получают питание вводные распределительные устройства (ВРУ) потребителей, схемы электроснабжения которых описаны ниже.

В схеме электроснабжения жилого района имеется электроприёмник I категории надёжности, а также подавляющее большинство электроприёмников II категории надёжности, поэтому, согласно [1,3], принимается схема с необходимым резервированием – схема с секционированной системой сборных шин с применением АВР на стороне 0,4 кВ.

На стороне 0,4 кВ для питания потребителей первой категории применяется двухлучевая схема с АВР, которая показана на рисунке 3 [3,4].

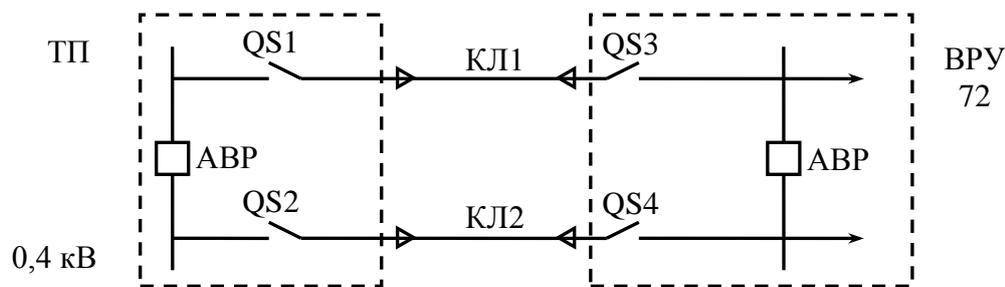


Рисунок 3 – Двухлучевая схема с АВР

На стороне 0,4 кВ для питания электроприемников II категории применяются двухлучевые схемы без АВР (рисунок 4) [3,4].

Эта же схема используется и для питания электроприемников III категории, которые нецелесообразно выделять для питания от отдельной секции ТП в данной схеме электроснабжения проектируемого жилого района [1,3,8].

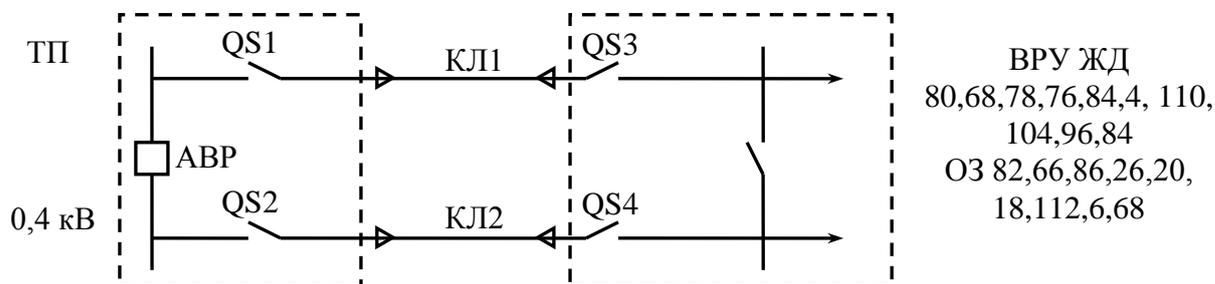


Рисунок 4 – Двухлучевая схема без АВР

Сеть напряжением 10 кВ, обеспечивающая питанием ЦРП от энергосистемы, все потребительские двухтрансформаторные подстанции ТП-10/0,4 кВ от ЦРП, а также питающая сеть напряжением 0,38/0,22 кВ, питающая вводные распределительные устройства (ВРУ) потребителей от ТП-10/0,4 кВ, выполняются кабельными линиями и прокладываются в траншее [6]. Узлы монтажа кабельных линий проектируемого жилого района приведены на графическом листе №3.

6 Расчет токов короткого замыкания

Составляется расчётная схема и схема замещения для расчета токов КЗ, которая представлена на рисунке 6. Расчёт проводится согласно методике, приведённой в [7]. Расчётные точки на рисунке 5 выбраны с целью проверки электрических аппаратов напряжением 10 кВ (точка К1) и 0,4/0,23 кВ (точки К2 и К2").

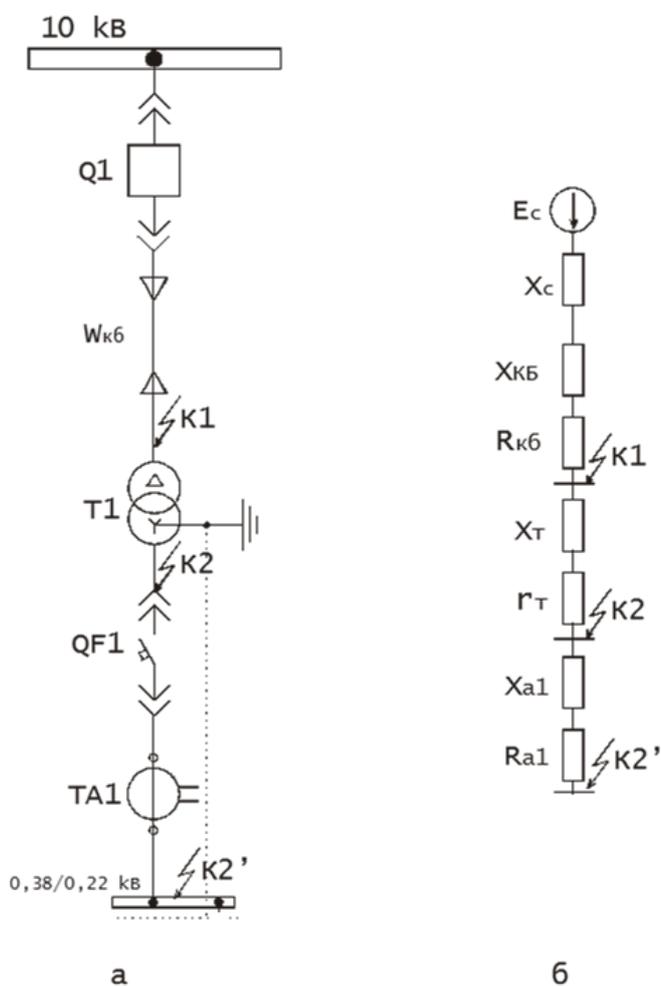


Рисунок 5 – Схема для расчета токов КЗ: а - расчетная схема; б - схема замещения

Проводится расчет токов короткого замыкания к ТП №1, на которой установлены два силовых трансформатора марки ТМЗ-630/10.

Определяется базисная мощность, равная номинальной мощности силового трансформатора, установленного на цеховой ТП №1

$$S_6 = S_{\text{НОМ.Т}} = 630 \text{ кВА.}$$

Определяются базисные напряжения

$$U_{61} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}, \text{ кВ}; \quad (31)$$

$$U_{61} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{62} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Базисный ток определяется по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}, \text{ А}; \quad (32)$$

$$I_6 = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,7 \text{ А.}$$

Определение параметров схемы замещения.

1) Определяется сопротивление системы

$$x_{c*} = \frac{I_6}{I_{\text{п.о}}^{(3)}}, \text{ у.е.}; \quad (33)$$

$$x_{c*} = \frac{34,7}{6000} = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ у.е.}$$

2) Определяется сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кб1}*} = x_{0\text{.кб1}} l_{\text{кб1}} \frac{S_6}{U_{61}^2}, \text{ у.е.}; \quad (34)$$

$$r_{\text{кб1}*} = r_{0\text{.кб1}} l_{\text{кб1}} \frac{S_6}{U_{61}^2}, \text{ у.е.}, \quad (35)$$

где $x_{0\text{.кб1}}$ и $r_{0\text{.кб1}}$ - соответственно реактивное и активное удельные сопротивления кабеля, Ом / км ($x_0 = 0,083$ Ом / км, $r_0 = 0,625$ Ом / км).

$$x_{\text{кб1}}^* = 0,083 \cdot 0,05 \frac{0,63}{10,5^2} = 0,24 \cdot 10^{-4} \text{ у.е.};$$

$$r_{\text{кб1}}^* = 0,625 \cdot 0,05 \frac{0,63}{10,5^2} = 1,8 \cdot 10^{-4} \text{ у.е.}$$

3) Определяется сопротивление трансформатора

$$r_{\text{T}}^* = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \text{ у.е.}; \quad (36)$$

$$x_{\text{T}}^* = \sqrt{u_{\text{к}}^2 - r_{\text{T}}^2} \text{ у.е.}, \quad (37)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ - потери КЗ трансформатора, кВт;

$u_{\text{к}}$ - напряжение КЗ трансформатора, %.

$$r_{\text{T}}^* = \frac{7,6}{630} = 0,0121 \text{ у.е.};$$

$$x_{\text{T}}^* = \sqrt{0,055^2 - 0,0121^2} = 0,0537 \text{ у.е.}$$

4) Определяется суммарное сопротивление в относительных единицах к точке К1

$$x_{\Sigma\text{К1}}^* = x_{\text{С}}^* + x_{\text{кб1}}^*, \text{ у.е.}; \quad (38)$$

$$x_{\Sigma\text{К1}}^* = 0,0058 + 0,000024 = 0,00582 \text{ у.е.}$$

$$z_{\Sigma\text{К1}}^* = \sqrt{x_{\Sigma\text{К1}}^2 + r_{\Sigma\text{К1}}^2}, \text{ у.е.}; \quad (39)$$

$$z_{\Sigma\text{К1}}^* = \sqrt{0,00582^2 + 0,00018^2} = 0,00582 \text{ у.е.}$$

5) Определяется суммарное сопротивление к точке К2

$$x_{\Sigma\text{К2}}^* = x_{\Sigma\text{К1}}^* + x_{\text{T}}^*, \text{ у.е.}; \quad (40)$$

$$x_{\Sigma\text{К2}}^* = 0,00582 + 0,0537 = 0,0595 \text{ у.е.}$$

$$r_{*\Sigma K2} = r_{*K61} + r_{*T}, \text{ у.е.}; \quad (41)$$

$$r_{*\Sigma K2} = 0,00018 + 0,0121 = 0,0123 \text{ у.е.}$$

6) Определяется суммарное сопротивление в именованных единицах к точке K2

$$x_{\Sigma K2} = x_{*\Sigma K2} \frac{U_{62}^2}{S_6}, \text{ Ом}; \quad (42)$$

$$x_{\Sigma K2} = 0,0595 \cdot \frac{0,4^2}{0,63} = 0,0152 \text{ Ом.}$$

$$r_{\Sigma K2} = r_{*\Sigma K2} \frac{U_{62}^2}{S_6}, \text{ Ом}; \quad (43)$$

$$r_{\Sigma K2} = 0,0123 \cdot \frac{0,4^2}{0,63} = 0,0031 \text{ Ом.}$$

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{r_{\Sigma K2}^2 + x_{\Sigma K2}^2}, \text{ Ом}; \quad (44)$$

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{0,0031^2 + 0,0152^2} = 0,0155 \text{ Ом.}$$

7) С ([1], таблица 6.3) принимаются следующие значения сопротивлений автоматов: $r_{a1} = 0,00014 \text{ Ом}$; $x_{a1} = 0,00008 \text{ Ом}$; $r_{a2} = 0,007 \text{ Ом}$; $x_{a2} = 0,0045 \text{ Ом}$.

8) Определяется суммарное сопротивление в именованных единицах к т. K2 "

$$r_{\Sigma K2'} = r_{\Sigma K2} + r_{a1}, \text{ Ом}; \quad (45)$$

$$r_{\Sigma K2'} = 0,0031 + 0,00014 = 0,00324 \text{ Ом.}$$

$$z_{\Sigma K2'} = \sqrt{r_{\Sigma K2'}^2 + x_{\Sigma K2}^2}, \text{ Ом}; \quad (46)$$

$$z_{\Sigma K2'} = \sqrt{0,00364^2 + 0,0152^2} = 0,01563 \text{ Ом.}$$

Определяется ток трехфазного КЗ в точке К1

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{I_6}{z_{\Sigma K1}}, \text{ А;} \quad (47)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{34,7}{0,0087} = 3988 \text{ А.}$$

Определение тока трехфазного КЗ в точках К2, К2 "

$$I_{K.i}^{(3)} = \frac{U_{62}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K.i}}, \text{ кА;} \quad (48)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0156} = 14,8 \text{ кА;}$$

$$I_{K2'}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,01563} = 14,79 \text{ кА;}$$

Ударный ток определяется по формуле

$$i_{y.K.i} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K.i}^{(3)}, \text{ кА;} \quad (49)$$

где K_y - ударный коэффициент.

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,988 = 10,2 \text{ кА;}$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 14,8 = 29,3 \text{ кА;}$$

$$i_{y.K2''} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 14,79 = 29,2 \text{ кА;}$$

$$i_{y.K3} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 0,364 = 0,719 \text{ кА.}$$

Полученные значения тока трехфазного КЗ в точках К1, К2 и К2", а также значение ударного тока КЗ в данных точках, используются далее при выборе и проверке электрических аппаратов в сети 10 кВ и 0,38/0,22 кВ.

7 Расчет и выбор электрооборудования и проводников

7.1 Выбор и проверка сечения проводников

Выбор и проверка сечения кабельных линий, питающих ТП-10/0,4 кВ от шин 10 кВ ЦРП, а также кабельной линии 10 кВ, питающей ЦРП от энергосистемы, проводится в два этапа [1,3].

1) Выбор сечений в нормальном режиме работы. Сечение кабелей напряжением свыше 1 кВ выбирается по экономической плотности тока.

Сечение кабеля определяется по формуле

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_n}{j_e}, \text{ мм}^2, \quad (50)$$

где I_n - ток нормального режима, А, в работе равен номинальному току трансформаторов ТП с учётом резервирования [3];

j_e - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² (согласно [1], для алюминиевых жил кабеля с бумажной изоляцией при значении $T_{\text{макс}}$ от 3000 ч до 5000 ч принимается $j_e = 1,6$ А/мм²).

По значению экономического сечения кабеля выбирается стандартное значение сечения ($S_{\text{ст}}$) из [8]. Определяются номинальный ток трансформаторов ТП с учётом резервирования [3]

$$I_{\text{ном.т.цтп}} = \frac{S_{\text{ном.т.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (51)$$

где $S_{\text{ном.т.}}$ - номинальная мощность трансформатора ТП, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное первичное напряжение, кВ;

$K_{\text{рез}}$ – коэффициент резервирования.

Для ТП №1

$$I_{\text{ном.т.ТП1}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,96 \text{ A.}$$

Сечения кабелей [3,7]:

$$S_{\text{ек}} = \frac{50,96}{1,6} = 31,85$$

$$S_{\text{ст}} = 35 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 115 \text{ A.}$$

После проведённых расчётов и проверки, предварительно принимается сечение кабеля, питающего ТП-1 от ЦРП 10 кВ, равное $S_{\text{ст}} = 15 \text{ мм}^2$.

2) Проверка сечения проводников по максимальному режиму.

Сечение кабеля проверяется на нагрев током максимального режима [4]

$$K_{\text{пер}} I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{ф}} = K_{\text{рез}} I_{\text{н}}, \text{ A,} \quad (52)$$

где $K_{\text{пер}}$ - коэффициент перегрузки кабелей. Принимается равным 1;

$I'_{\text{доп}}$ - допустимый ток, А, значение которого определяется [3,5]

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{ср}} K_{\text{пр}} I_{\text{доп}}, \text{ A,} \quad (53)$$

где $K_{\text{ср}}$ - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, если она отличается от стандартной (таблица 1.3.3 [1]);

$K_{\text{пр}}$ – значение поправочного коэффициента на количество кабелей, которые лежат рядом в земле. В работе принимается $K_{\text{пр}} = 0,9$ согласно [3];

$I_{\text{доп}}$ - допустимый длительный ток проводника стандартного сечения, А;

$K_{\text{рез}}$ - коэффициент резервирования, принимается равным 1,4 [3,5].

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды [8]

$$K_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{T_{\text{ж.н}} - T_{\text{ср}}}{T_{\text{ж.н}} - T_{\text{ср.н}}}}, \quad (54)$$

где $T_{\text{ж.н}}$ и $T_{\text{ср.н}}$ - соответственно нормированная длительно допустимая температура жилы и нормированная температура среды;

$T_{\text{ср}}$ - фактическая температура среды.

Выбранные кабели проверяются по условию (52):

$$1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 115 = 103,5 > 1,4 \cdot 38,5 = 53,9 \text{ А.}$$

Условия выполняются, значит, выбранные кабели АСБ-10(3x25) могут работать в максимальном режиме нагрузки без перегрева изоляции. Аналогично осуществлён выбор кабельных линий к остальным ТП-10/0,4 кВ проектируемого жилого района, а также кабельной линии 10 кВ, питающей ЦРП от энергосистемы (выбирается по полной расчётной нагрузке жилого района) и результаты выбора приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор кабельных линий 10 кВ

Объект	$I_{\text{н}}, \text{А}$	$S_{\text{эк}}, \text{мм}^2$	$S_{\text{сб}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{дон}}, \text{А}$	Марка кабеля
ТП-1	50,96	31,85	35	115	АСБ-10(3x35)
ТП-2	50,96	31,85	35	115	АСБ-10(3x35)
ТП-3	80,92	50,5	50	140	АСБ-10(3x50)
ЦРП	234,64	146,65	150	275	АСБ-10(3x150)

Сечения кабельных линий питающих и распределительных сетей напряжением до 1 кВ выбираются по длительно – допустимому току в нормальном и послеаварийном режимах работы системы с обязательной проверкой на допустимое значение отклонения напряжения [1,4]. Согласно [1], необходимо определить значение суммарного поправочного коэффициента:

- в нормальном режиме работы системы:

$$K^{n}_{общ.} = K_{1.n} \cdot K_2 \cdot K_3. \quad (55)$$

По выражению (55)

$$K^{n}_{общ.} = 0,9 \cdot 1,0 \cdot 1,08 = 0,97;$$

- в послеаварийном режиме работы системы:

$$K^{n.av}_{общ.} = K_{1.n.av} \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4, \quad (56)$$

По выражению (56)

$$K^{n.av}_{общ.} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,08 \cdot 1,25 = 1,35.$$

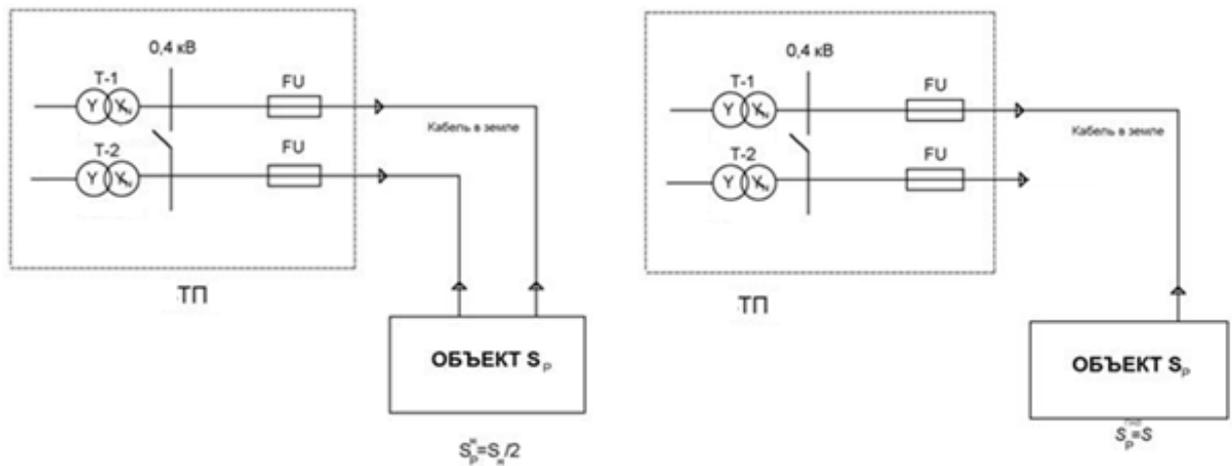
Кабельные линии, питающие электроприемники I и II категорий надёжности от трансформаторных подстанций проектируемого жилого района, выполняются с использованием двух силовых кабелей, питающихся в свою очередь от разных секций сборных шин напряжением 0,4 кВ ТП по радиальной схеме [1,4].

Кабельные линии, питающие электроприемники III категории от ТП, выполняются одним кабелем.

При этом согласно [1] разрешается присоединять такие электроприёмники «в цепочку» (в магистраль).

Выбор и проверка кабельной линии в работе проводится для кабельной линии ТПЗ-72, питающей ВРУ 72. Данная линия состоит из двух силовых кабелей.

Расчетные схемы для выбора и проверки указанной кабельной линии приведены на рисунке 6.



а) нормальный режим, б) послеаварийный режим
 Рисунок 6 – Расчетная схема для выбора кабельных линий:

Значение расчетного тока в кабельной линии в нормальном режиме работы определяется [4]:

$$I_p^n = \frac{S_p^n}{\sqrt{3}U_n}, A. \quad (57)$$

где S_p^n - значение полной расчетной нагрузки кабельной линии, кВА;
 U_n - значение номинального напряжения электрической сети.

Для школы (I категория надёжности), в нормальном режиме [4]:

$$S_p^n = \frac{S_{p,обр.шк.}}{2}, A. \quad (58)$$

где $S_{p,обр.шк.}$ - значение полной расчетной нагрузки школы, кВА.

$$S_{p,обр.шк.}^n = \frac{158}{2} = 79 \text{ кВА.}$$

По условию (57):

$$I_p^n = \frac{79}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 120 A.$$

Значение расчетного тока в послеаварийном режиме [1,4]:

$$I_p^{n.ав} = \frac{0,9 \cdot S_p^{n.ав}}{\sqrt{3}U_n} A. \quad (59)$$

По условию (59)

$$I_p^{n.ав} = \frac{0,9 \cdot 158}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 216,1 A.$$

Условия выбора кабеля кабельных линий проводится [1]:

$$I_{доп} \geq I_p^H, A. \quad (60)$$

где $I_{доп}$ – табличное значение длительного допустимого тока кабеля кабельной линии, А [1].

С учётом непосредственных отклонений от нормируемых условий среды и прокладки [1,4]:

$$I'_{доп} \geq K_{общ}^H I_{доп}, A. \quad (61)$$

$$I'_{доп} \geq I_p^H, A, \quad (62)$$

где $K_{общ}^H$ – значение суммарного поправочного коэффициента в нормальном режиме.

В качестве примера проводится выбор и проверки кабеля кабельной линии Л15. По току нормального режима линии $I_p^H = 120$ А для принятой марки кабеля и способа его прокладки выбирается сечение кабеля 35мм^2 с допустимым током $I_{доп} = 126$ А [2].

Проверка по условию (60) выполняется

$$126 A > 120 A.$$

Проверка по условию (61) выполняется

$$I'_{\text{дон.}} = 0,97 \cdot 126 = 122,2 \text{ A.}$$

$$122,2 \text{ A} > 120 \text{ A.}$$

Проверка в послеаварийном режиме работы системы [1,4]:

$$I_{\text{дон.}}^{n.ав} = K_{\text{общ.}}^{n.ав} \cdot I_{\text{дон.}}, \text{ A.} \quad (63)$$

$$I_{\text{дон.}}^{n.ав} \geq I_p^{n.ав}, \text{ A.} \quad (64)$$

где $K_{\text{общ.}}^{n.ав}$ – значение суммарного поправочного коэффициента в послеаварийном режиме работы системы;

$I_p^{n.ав}$ – значение расчетного тока кабельной линии в послеаварийном режиме системы, А.

По условию (64)

$$I_{\text{д.}}^{n.ав} = 1,35 \cdot 126 = 170,1 \text{ A.}$$

$$170,1 \text{ A} \leq 216,1 \text{ A.}$$

Условие проверки (64) не выполняется, значит, принимается кабель со стандартным сечением $F=70 \text{ мм}^2$, с $I_{\text{дон.}}=184 \text{ A}$.

Повторная проверка по (64) выполняется

$$I_{\text{д.}}^{n.ав} = 1,35 \cdot 184 = 248,4 \text{ A.}$$

$$248,4 \text{ A} > 216,1 \text{ A.}$$

Окончательно принимается стандартное сечение жилы силового кабеля для данной кабельной линии $F=70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{д.м.}}=184 \text{ A}$. Аналогично выбраны и проверены кабели других участков распределительной сети напряжением до 1 кВ проектируемого жилого района и результаты выбора представлены в

таблице 11. Максимальные значения допустимых потерь напряжения для кабелей 0,38/0,22 кВ [1,4]:

- в нормальном режиме – не более значения $\Delta U_{\text{дон.}}^n \leq 5\%$;
- в послеаварийном режиме – не более значения $\Delta U_{\text{дон.}}^{n.ab} \leq 10\%$.

То есть должно выполняться условия [1,4]:

- в нормальном режиме

$$\Delta U_{\text{дон.}}^n \leq 5\%; \quad (65)$$

- в ПАВ режиме

$$\Delta U_{\text{ПАВ.}}^n \leq 10\%; \quad (66)$$

Потери напряжения в кабельной линии в нормальном режиме работы [1,4]:

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p^n \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_n} \cdot 100, \%, \quad (67)$$

где I_p^n - расчетный ток в нормальном режиме;

U_n - номинальное напряжение сети, В;

r_0 и x_0 - удельные сопротивления кабеля, Ом/км;

L - длина линии, км.

Потери напряжения в КЛ в послеаварийном режиме работы:

$$\Delta U_{\text{нас.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p^{nas} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_n} \cdot 100, \%, \quad (68)$$

где I_p^{nas} - расчетный ток в послеаварийном режиме работы.

Определяются потери напряжения на примере КЛ ТП1-72, состоящей из двух силовых кабелей стандартным сечением 70 мм².

По (67):

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot 0,28 \cdot (0,46 \cdot \cos 0,95 + 0,06 \cdot \sin 0,95)}{380} \cdot 100\% = 2,38\%.$$

Условие (65) выполняется:

$$2,38\% < 5\%.$$

По (68):

$$\Delta U_{ПAB} = \frac{\sqrt{3} \cdot 216,1 \cdot 0,28 \cdot (0,46 \cdot \cos 0,95 + 0,06 \cdot \sin 0,95)}{380} \cdot 100\% = 5,49\%.$$

Условие (66) выполняется:

$$5,19\% \leq 10\%.$$

В результате проведённых проверок расчётным путём установлено, что полученные потери напряжения остальных кабельных линий меньше предельно допустимых нормируемых значений потерь как в нормальном, так и послеаварийном режимах работы (таблица 11).

Таблица 11 - Выбор и проверка кабелей распределительной сети напряжением до 1 кВ жилого района

Линия	Участок	Расчетный ток линии		$I_{\text{доп}}$	F	$K^{н}_{\text{общ.}}$	$I'_{\text{д}}=I_{\text{д.м}} \cdot K^{н}_{\text{общ}}$	$I_{\text{д.}^{н.а\text{в}}}=I_{\text{д.м}} \cdot K^{н.а\text{в}}_{\text{об}}$	$I_{\text{д.}^{н.а\text{в}}} \geq I_{\text{р.}^{н.а\text{в}}}$	$\Delta U_{\text{н}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$	$\Delta U_{\text{ПAB}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$
		$I_{\text{р}}^{н}$	$I_{\text{р}}^{н.а\text{в}}$								
—	—	А	А	А	мм ²	—	А	А	соотв./ не соотв.	соотв./ не соотв.	соотв./ не соотв.
ТП-1											
Л1	ТП1-24	348,5	-	219	2×95	0,86	376,7	-	соотв.	соотв.	соотв.
	24-30	140,2	-	153	50	1,08	165,2	-	соотв.	соотв.	соотв.
Л2	ТП1-10	108,0	-	126	35	0,86	108,4	-	соотв.	соотв.	соотв.
	10-6	140,2	-	153	50	1,08	165,2	-	соотв.	соотв.	соотв.
Л3	ТП1-16	97,5	-	126	35	0,86	108,4	-	соотв.	соотв.	соотв.
Л4	ТП1-18	346,6	623,7	2×314	2×185	0,86	540,1	722,2	соотв.	соотв.	соотв.
Л5	ТП1-26	48,3	86,9	79	16	0,86	67,9	90,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л6	ТП1-20	50,0	89,8	79	16	0,86	67,9	90,9	соотв.	соотв.	соотв.
ТП-2											
Л7	ТП2-104	134,3	241,6	219	95	0,86	188,3	251,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л8	ТП2-84	220,9	397,5	359	240	0,86	308,7	412,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л9	ТП2-96	124,3	223,6	219	95	0,86	188,3	251,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л10	ТП2-4	96,8	174,3	153	50	0,86	131,6	175,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л11	ТП2-102	335,2	603,5	2×314	2×185	0,86	540,1	722,2	соотв.	соотв.	соотв.
Л12	ТП2-110	218,8	393,8	359	240	0,86	308,7	412,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л13	ТП2-76	102,9	185,1	184	70	0,86	158,2	211,6	соотв.	соотв.	соотв.
Л14	ТП2-112	35,7	64,1	60	10	0,86	51,6	69,0	соотв.	соотв.	соотв.

Продолжение таблицы 11

Линия	Участок	Расчетный ток линии		$I_{доп}$	F	$K^{н.обц.}$	$I'_{\partial}=I_{\partial.m}\cdot K^{н.обц.}$	$I_{\partial}^{n.аб}=I_{\partial.m}\cdot K^{н.аб}$	$I_{\partial}^{n.аб}\geq I_p^{n.аб}$	$\Delta U_{н}\leq \Delta U_{доп}$	$\Delta U_{ПAB}\leq \Delta U_{доп}$
		$I_p^{н}$	$I_p^{n.аб}$								
–	–	А	А	А	мм ²	–	А	А	соотв./ не соотв.	соотв./ не соотв.	соотв./ не соотв.
ТП-3											
Л15	ТП3-72	120,0	216,1	184	70	0,97	122,2	248,4	соотв.	соотв.	соотв.
Л16	ТП3-64	64,7	-	79	16	0,86	67,9	-	соотв.	соотв.	соотв.
	64-62	49,8	-	60	10	1,08	64,8	-	соотв.	соотв.	соотв.
Л17	ТП3- 60	142,8	-	184	70	0,86	158,2	-	соотв.	соотв.	соотв.
Л18	ТП3-78	166,4	299,4	281	150	0,86	241,7	323,2	соотв.	соотв.	соотв.
Л19	ТП3-84	141,1	254,0	248	120	0,86	213,3	285,2	соотв.	соотв.	соотв.
Л20	ТП3-86	42,8	77,0	79	16	0,86	67,9	90,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л21	ТП3-68	178,8	244,6	248	120	0,86	213,3	285,2	соотв.	соотв.	соотв.
Л22	ТП3-80	299,9	410,2	359	240	0,86	308,7	412,9	соотв.	соотв.	соотв.
Л23	ТП3-66	71,3	97,5	102	25	0,86	87,7	117,3	соотв.	соотв.	соотв.
Л24	ТП3-82	134,2	241,4	248	120	0,86	213,3	285,2	соотв.	соотв.	соотв.
Л25	ТП3-76	165,3	297,6	281	150	0,86	241,7	323,2	соотв.	соотв.	соотв.

7.2 Выбор электрических аппаратов

Условия выбора электрических аппаратов напряжением 10 кВ приводятся ниже [7,8]. Высоковольтные аппараты напряжением 10 кВ устанавливаются на ЦРП (выключатели высокого напряжения и трансформаторы тока) и ТП-10/0,4 кВ на стороне ВН (выключатели нагрузки и предохранители).

Известно, что электрические аппараты (ЭА) напряжением выше 1 кВ выбираются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном.ЭА}} \geq U_{\text{ном.с}}, \text{ кВ}, \quad (69)$$

где $U_{\text{ном.ЭА}}$ - значение номинального напряжения электрического аппарата;

$U_{\text{ном.с}}$ - значение номинального напряжения сети, в которой применяется ЭА;

- по максимальному рабочему току

$$I_{\text{ном.ЭА}} \geq I_{\phi}, \text{ А} \quad (70)$$

где $I_{\text{ном.ЭА}}$ - значение номинального тока электрического аппарата;

I_{ϕ} - значение тока форсированного режима;

- соответствие окружающей среде, рода установки (внешняя, внутренняя), конструктивному выполнению (стационарная, выдвижная);

- параметрам основных функциональных характеристик электрического аппарата.

Проверка электрического аппарата проводится по условиям работоспособности при сквозных токах КЗ.

Должны выполняться следующие условия:

- ток электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_y, \text{А}, \quad (71)$$

где i_y - расчетный ударный ток;

- допустимый ток термической стойкости с учётом допустимого времени термической устойчивости

$$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq I_{\text{K}}^2 t, \text{А}^2 \cdot \text{с}. \quad (72)$$

где I_{K} - расчетный ток КЗ;

t - настоящее время отключения КЗ.

Выбираются высоковольтный выключатель, устанавливаемый на ЦРП-10 кВ для защиты и коммутации ТП-10/0,4 кВ.

Данные расчетов и каталога [4] приведены в таблицах 12 – 13.

Таблица 12 – Выбор вводного и секционного высоковольтных выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя LF1-10,5-12,5/ 630-У2-41
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.м}}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.в}} = 10 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.в}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 231,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А}$
Род установки, ответственность окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У2
По динамической устойчивости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к1}}$	$i_{\text{у.к1}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$
По термической устойчивости $I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \text{с}$

Результаты выбора линейных высоковольтных выключателей на ЦРП приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор линейных высоковольтных выключателей на ЦРП-10 кВ системы электроснабжения

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя LF1-10,5-12,5/ 630-У2-41
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.м}}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.в}} = 10 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.в}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 50,96 \text{ А}$	$I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А}$
Род установки, ответственность окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У2
По динамической устойчивости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к1}}$	$i_{\text{у.к1}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$
По термической устойчивости $I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$

Трансформаторы тока (ТТ), кроме приведённых ранее условий выбора, выбираются также по классу точности и вторичной нагрузке [7,8].

Нагрузка вторичных выводов ТТ [7,8]

$$Z_{\text{розр}} = 2 \cdot R_{\text{к}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}}, \text{ Ом} \quad (73)$$

где $R_{\text{к}}$ - значение сопротивления кабелей, Ом;

$R_{\text{пр}}$ - значение сопротивления приборов, Ом;

$R_{\text{пер}}$ - переходное значение сопротивления контактов, Ом.

Значение сопротивления кабелей [7,8]

$$R_k = \frac{l}{\nu S}, \text{ Ом} \quad (74)$$

где l - длина кабеля, м;

ν - удельная электропроводность, Ом/м;

S - стандартное сечение жилы кабеля.

Значение сопротивления приборов [7]:

- амперметр марки Э-335;

- счетчик активной ЭЭ марки СТКЗ-10А1ТЗР;

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{пр.А}} + R_{\text{пр.В}}, \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = 0,02 + 0,02 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{розр}} = 2 \cdot 0,037 + 0,04 + 0,1 = 0,214 \text{ Ом}.$$

Выбор трансформатора тока [4] приведён в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор трансформатора тока

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТТ ТПОЛМ-10
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.ТТ}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ТТ}} = 10 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.ТТ}} \geq I_{\text{ф}}$	$I_{\text{ф}} = 231,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ТТ}} = 250 \text{ А}$
По динамической устойчивости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к}}$	$i_{\text{у.к1}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$
По термической устойчивости $I_{\text{т.т}}^2 t \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т.т}}^2 t = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$

Продолжение таблицы 14

По допустимой нагрузке на вторичную обмотку $Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{розр}}$	$Z_{2\text{розр}} = 0,19 \text{ ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ ом}$
--	--------------------------------------	------------------------------------

Как было определено ранее, в шкафах ввода 10 кВ на всех ТП-10/0,4 кВ устанавливаются выключатель нагрузки и предохранитель.

Проводится выбор выключателя нагрузки [4] и результаты выбора приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателя нагрузки

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя нагрузки ВНПу-10/400-10-УЗ
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.ВН}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ВН}} = 10 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.ВН}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 231,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ВН}} = 250 \text{ А}$
По динамической устойчивости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к}}$	$i_{\text{у.к1}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$
По термической устойчивости $I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.ВН}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ВН}} = 10 \text{ кВ}$

Высоковольтные предохранители выбираются по условиям [3,7]:

- 1) прочности изоляции;
- 2) допустимого нагрева токами в длительном режиме;
- 3) соответствия окружающей среде;
- 4) несрабатывания при включении трансформатора;
- 5) номинальным током патрона;
- 6) отключающей способности

Выбор предохранителей для ТП-10/0,4 кВ [4] приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор высоковольтных предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные предохранителя ПК103-10-100-31,5/У3
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.ВН}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.п}} = 10 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 50,96 \text{ А}$ (для ТП-1 и ТП-2) $I_{\phi} = 80,92 \text{ А}$ (для ТП-3)	$I_{\text{ном.вст}} = 100 \text{ А}$
По динамической устойчивости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к}}$	$i_{\text{у.к1}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
По термической устойчивости $I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.ВН}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.м}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ВН}} = 31,5 \text{ кВ}$

В качестве защитных электрических аппаратов в сети 0,38/0,22 кВ системы электроснабжения жилого района принимаются низковольтные плавкие предохранители марки ПН-2 [7,8]. Выбираются низковольтные плавкие предохранителя типа ПН-2 для защиты от токов короткого замыкания кабельной линии, которая снабжает питанием жилой дом №84.

Выбор плавкой вставки предохранителя осуществляется по нормальному режиму согласно [7,8]:

а) при питании нагрузки без двигателей [7,8]:

$$I_{\phi} \geq I_{\text{р.н}} \text{ ,} \quad (80)$$

б) при питании двигательной нагрузки [7,8]:

$$I_{\epsilon} \geq 1,1 \cdot (I_p^n - I_{н.дв} + \frac{I_{н.дв} \cdot K_n}{\alpha}), \quad (81)$$

где I_p^n – максимальный ток потребителя, А;

K_n – коэффициент пуска электродвигателя;

$I_{н.дв}$ – значение номинального тока электродвигателя, А [7,8].

Для лифтовой установки

$$I_{н.дв} = \frac{P_{н.дв}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.дв} \cdot \cos \varphi_{дв} \cdot \eta}, \text{ А}, \quad (82)$$

где $P_{н.дв}$ – номинальное значение мощности электродвигателя лифтовой установки, кВт.

По условию (81):

$$I_{\epsilon} \geq 1,1 \cdot (141,1 - 16,23 + \frac{16,23 \cdot 5,5}{2,5}) = 160,6 \text{ А}.$$

Согласно [8] выбирается номинальный ток плавкой вставки $I_{\epsilon, ном} = 200$ А, ток патрона предохранителя $I_{пред.} = 250$ А, значение предельного тока отключения составляет $I_{пр.отк.} = 40$ кА.

Проверка в послеаварийном режиме [7,8]:

$$I_{\epsilon} \geq I_{max(пав)} / 1,4 \quad (83)$$

где $I_{max(пав)}$ – значение максимального тока в послеаварийном режиме.

По условию (81):

$$200 \text{ А} \geq 254 / 1,4 = 181,4 \text{ А}.$$

Условие (81) выполняется.

Согласование плавкого предохранителя с кабелем:

$$I'_\delta \geq 0,33 \cdot I_{\text{в.ном}} , \quad (84)$$

где I'_δ – предельный допустимый ток кабельной линии.

$$I'_\delta = 213,3 \text{ A.}$$

$$213,3 \text{ A} > 0,33 \cdot 200 \text{ A.}$$

$$213,3 \text{ A} > 66 \text{ A.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных кабельных линий в распределительной сети низкого напряжения и результаты приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Определение тока плавкой вставки предохранителей и согласования его с защищаемым проводником

Линия	Расчетный ток линии (нормальный режим) I_p^n, A	Расчетный ток линии (ПАВ режим) $I_{max(av)}, A$	Допустимый ток линии I'_d, A	Расчетный ток плавкой вставки: $I_{в.расч.}, A$	Номинальный ток вставки предохранителя $I_в, A$	Номинальный ток предохранителя: $I_{пр.}, A$	Пред. отк. ток $I_{пр.отк.}, A$	Условие проверки по ПАВ: $I_в \geq \frac{I_{max}}{1,4}$	Условие проверки: $I'_d \geq 0,33 \times I_{в.м}$
ТП-1									
Л1	348,5	-	376,7	406,7	500	630	25	соотв.	соотв.
	140,2	-	165,2	175,1	200	250	40	соотв.	соотв.
Л2	108,0	-	108,4	-	125	250	40	соотв.	соотв.
	140,2	-	165,2	-	160	250	40	соотв.	соотв.
Л3	97,5	-	108,4	-	100	100	50	соотв.	соотв.
Л4	346,6	623,7	540,1	-	500	630	25	соотв.	соотв.
Л5	48,3	86,9	67,9	-	80	100	50	соотв.	соотв.
Л6	50,0	89,8	67,9	-	80	100	50	соотв.	соотв.
ТП-2									
Л7	134,3	241,6	188,3	168,3	200	250	40	соотв.	соотв.
Л8	220,9	397,5	308,7	263,9	315	400	25	соотв.	соотв.
Л9	124,3	223,6	188,3	157,6	160	250	40	соотв.	соотв.
Л10	96,8	174,3	131,6	127,4	160	250	40	соотв.	соотв.
Л11	335,2	603,5	540,1	-	355	400	25	соотв.	соотв.
Л12	218,8	393,8	308,7	261,6	315	400	25	соотв.	соотв.
Л13	102,9	185,1	158,2	134,1	160	250	40	соотв.	соотв.
Л14	35,7	64,1	51,6	-	50	100	50	соотв.	соотв.

Продолжение таблицы 17

Линия	Расчетный ток линии (нормальный режим) $I_{p.н}, A$	Расчетный ток линии (ПAB режим) $I_{max(av)}, A$	Допустимый ток линии I'_d, A	Расчетный ток плавкой вставки: $I_{в.расч.}, A$	Номинальный ток вставки предохранителя $I_в, A$	Номинальный ток предохранителя: $I_{np.}, A$	Пред. отк. ток $I_{np.отк.}, A$	Условие проверки по ПAB: $I_в \geq \frac{I_{max}}{1,4}$	Условие проверки: $I'_d \geq 0,33 \times I_{в.m}$
ТП-3									
Л15	120,0	216,1	122,2	-	250	250	40	соотв.	соотв.
Л16	64,7	-	67,9	-	80	100	50	соотв.	соотв.
	49,8	-	64,8	-	50	100	50	соотв.	соотв.
Л17	142,8	-	158,2	178,0	200	250	40	соотв.	соотв.
Л18	166,4	299,4	241,7	203,9	250	250	40	соотв.	соотв.
Л19	141,1	254,0	213,3	176,1	200	250	40	соотв.	соотв.
Л20	42,8	77,0	67,9	-	80	100	50	соотв.	соотв.
Л21	178,8	244,6	213,3	217,6	250	250	40	соотв.	соотв.
Л22	299,9	410,2	308,7	350,8	400	630	25	соотв.	соотв.
Л23	71,3	97,5	87,7	-	80	100	50	соотв.	соотв.
Л24	134,2	241,4	213,3	-	200	250	40	соотв.	соотв.
Л25	165,3	297,6	241,7	202,7	250	250	40	соотв.	соотв.

7.3 Учёт потребления электроэнергии в системе электроснабжения жилого района

Для расчёта технико-экономических показателей энергосистемы необходимо учитывать следующие аспекты [14,16]:

- производство электрической энергии на электростанциях, для чего устанавливаются счётчики электроэнергии для генераторов;
- полезный отпуск потребителям энергосистемы.

Потребители электроэнергии по системе расчетных тарифов делятся на одноставочные, двухставочные и многоставочные [19,20]. При этом злостные неплательщики отключаются от энергопотребления в установленном порядке. Далее в работе проводится аргументированный выбор системы учёта и контроля электроэнергии в системе электроснабжения проектируемого жилого района. Автоматическая система контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ) является инновационным современным решением вопросов учёта и контроля потребления электроэнергии на жилых объектах и предприятиях.

В работе система АСКУЭ оптимизировать электропотребление потребителей ТП-6/0,4 кВ также за счёт установки лимитов электропотребления. Помимо этого, всем желающим потребителям всех типов, совместно с внедрением в их сетях системы АСКУЭ, предоставляется непосредственная возможность использования многотарифного учёта электроэнергии, что также оптимизирует электропотребление в системе электроснабжения проектируемого жилого района за счёт переноса максимальной нагрузки в то время суток, когда оплата за потреблённую электроэнергию будет минимальной. Известно, что есть два варианта принципиального построения систем АСКУЭ: первый вариант - это классическая система АСКУЭ, представляющая собой сложную систему, непосредственно нуждающейся в постоянном мониторинге и качественном обслуживании. Основными элементами этой системы являются приборы учета, линии связи, машины для обработки информации. Вместо счетчиков

могут использоваться датчики, подключаемые к системе через аналогово-цифровые преобразователи. Также можно применять классические индукционные приборы, но для них потребуется установка специальных считывающих устройств. Вторым вариантом является использование интеллектуальных электронных счетчиков, обладающих широкими возможностями. Второй вариант перспективен, однако данная система не приспособлена для современной. Поэтому в работе для выполнения поставленных задач контроля и учёта электроэнергии в системе электроснабжения проектируемого жилого района принимается первый (классический) вариант построения системы АСКУЭ с использованием электронных счётчиков.

В [10] рассмотрена возможность использования математической модели, в основе которой лежит закон сохранения энергии, т.е. для любого периода времени работы энергосистемы выполняется закон сохранения энергии:

$$W_{\text{ПОД}} = W_{\text{ПОТ}} + \Delta W, \quad (85)$$

где $W_{\text{ПОД}}$ – объем электроэнергии, подведенный к электрической сети;

$W_{\text{ПОТ}}$ – объем электроэнергии, отпущенный потребителям;

ΔW – потери электроэнергии в электрической сети.

При этом значение технических и коммерческих потерь электроэнергии определяется как:

$$\Delta W = W_{\text{ТЕХ}} + W_{\text{КОМ}}, \quad (86)$$

где $\Delta W_{\text{ТЕХ}}$ – технические потери электроэнергии;

$\Delta W_{\text{КОМ}}$ – коммерческие потери электроэнергии.

Оценка погрешности показаний измерительной системы определяется по следующей формуле:

$$F = \sum (W_i^{расч} - W_i^{изм})^2 \rightarrow \min, \quad (87)$$

где $W_i^{расч}$ – расчётная величина значения потреблённой электроэнергии i -го счётчика;

$W_i^{изм}$ – реальная величина значения потреблённой электроэнергии i -го счётчика, полученная непосредственно в результате проведения измерений;

k – суммарное количество счётчиков в схеме;

a_i – значения весовых коэффициентов.

Весовые коэффициенты в выражении (87) принимаются обратно пропорциональными дисперсиям ошибок измерений.

Схему электрической сети можно представить в виде графа, в котором линии электропередачи и трансформаторы являются его ребрами, а электростанции и подстанции – узлами.

Составляется система уравнений, в которой каждое слагаемое представляет собой выполнение первого закона Кирхгофа для расчетных потоков энергии, т.е.:

$$\sum W_i^p - W_{ij}^p, \quad (88)$$

где W_i^p – расчетное значение узловой электроэнергии;

W_{ij}^p – расчетное значение потока электроэнергии в искомой ветви;

N – число узлов схемы.

Решение (88), при котором обеспечивается минимум функции:

$$CW_{ij}^p = B. \quad (89)$$

В результате в системе локализуются узлы с наибольшими значениями коммерческих потерь электроэнергии. Все перечисленные ранее в работе мероприятия такого рода позволяют повысить точность измерения электроэнергии [8].

Учитывая приведённые аспекты, в работе предлагается применение электронного счётчика «Меркурий», который входит в систему АСКУЭ (описана далее).

Такая система без участия энергоснабжающей организации в автоматическом режиме отключать питание потребителю случае, если превышены лимит энергопотребления или допустимых потерь электроэнергии.

Последний аспект возможно использовать для оптимизации электропотребления в системе электроснабжения проектируемого жилого района.

Структурная схема АСКУЭ, предлагаемая для использования в системе электроснабжения проектируемого жилого района, приведена на графическом листе №5.

Электронные реле, приведённые на графическом листе №5, непосредственно реализуют поставленную задачу управления дифференцированными по времени суток тарифов на электроэнергию, а также лимитами энергопотребления и допустимых потерь электроэнергии.

8 Расчёт релейной защиты и автоматики

В работе производится расчёт релейной защиты и автоматики для защиты линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района. Релейная защита и автоматика устанавливается на ЦРП-10 кВ. В работе выбираются инновационные микропроцессорные релейные устройства типа УЗА-АТ [18,19]. Это - микроэлектронные реле без дополнительного источника питания. Питание элементов схемы осуществляется от входного тока [18,19]. При этом выбираются следующие типы блоков микропроцессорного устройства УЗА-АТ, имеющих следующие функции и применяемые для защиты линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района [1,18,19]:

- линии 10 кВ и – блок УЗА-10РС15 (для защиты линий). Питание устройства осуществляется как от трансформаторов тока, так и от цепей оперативного напряжения. Основные РЗ (применяемые в работе): МТЗ, ТО, ЗП, ЗОЗ;

- секционный выключатель 10 кВ – блок УЗА-10РС15 (с дополнительным устройством АВР).

Для определения уставок РЗиА в работе осуществляется определение максимального рабочего тока линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района. В схеме на стороне 10 кВ предусмотрено взаимное резервирование всех линий.

Для линий с резервированием [1,18,19]:

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{раб.макс}(н)} + I_{\text{раб.макс}(д)}, \quad (90)$$

где $I_{\text{раб.макс}(н)}$ - рабочий максимальный ток нормального режима, А;

$I_{\text{раб.макс}(д)}$ - рабочий максимальный ток дополнительной нагрузки, А.

При этом [1,18,19]

$$I_{\text{раб.макс}(n)} = K_o \cdot K_z I_{\text{max}}, \quad (91)$$

где I_{max} - максимальный расчётный ток в нормальном режиме работы (рассчитан в работе ранее);

K_o и K_z - соответственно коэффициент одновременности и коэффициент загрузки.

Принимается для всех элементов с учётом резервирования [1,18,19]

$$I_{\text{раб.макс}(\partial)} = I_{\text{раб.макс}(n)} \quad (92)$$

Проводится определение максимального рабочего тока на примере линии 10 кВ, питающих ТП №1 системы электроснабжения жилого района.

По выражению (91)

$$I_{\text{раб.макс}(n)} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 50,96 = 36,7 \text{ A.}$$

По выражению (92)

$$I_{\text{раб.макс}(\partial)} = I_{\text{раб.макс}(n)} = 36,7 \text{ A.}$$

По выражению (90)

$$I_{\text{раб.макс}} = 36,7 + 36,7 = 73,4 \text{ A.}$$

Аналогично определяется значение максимального рабочего тока остальных линий 10 кВ и результаты приводятся в таблице 18.

Таблица 18 – Расчёт максимального рабочего тока линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района

№ п/п	Элемент СЭС	I_{max}, A	$I_{раб.макс.(н)}, A$	$I_{раб.макс}, A$
1	Ввод	234,64	168,9	337,8
2	Секционный	234,64	168,9	337,8
3	T1 ТП №1	50,96	36,7	73,4
4	T2 ТП №1	50,96	36,7	73,4
5	T1 ТП №2	50,96	36,7	73,4
6	T2 ТП №2	50,96	36,7	73,4
7	T1 ТП №3	80,92	58,3	116,6
8	T2 ТП №3	80,92	58,3	116,6

Далее проводится выбор коэффициента трансформации трансформаторов тока линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района.

Номинальный ток ТТ выбирается по значению максимального рабочего тока, принимается ближайшее большее значение по стандартной шкале номинальных токов ТТ (таблица 19). Вторичный ток ТТ принимается равным $I_{ном.ТТ2} = 5A$ [1,18,19].

Таблица 19 – Выбор коэффициента трансформации линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района

№ п/п	Элемент СЭС	$I_{раб.макс}, A$	$I_{ном.ТТ1}, A$	K_T
1	Ввод	337,8	400	80
2	Секционный	337,8	400	80
3	T1 ТП №1	73,4	75	15
4	T2 ТП №1	73,4	75	15
5	T1 ТП №2	73,4	75	15
6	T2 ТП №2	73,4	75	15
7	T1 ТП №3	116,6	150	30
8	T2 ТП №3	116,6	150	30

Далее непосредственно проводится расчет уставок микропроцессорных защит линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района. Для защиты линий 10 кВ, как было указано ранее, выбран блок микропроцессорной защиты типа УЗА-10РС15 [1,18,19]. Для защиты указанных линий использована двухступенчатая токовая защита –

максимальная токовая защита с выдержкой времени и токовая отсечка без выдержки времени, рекомендованная [1].

Максимальная токовая защита (МТЗ). Ток срабатывания МТЗ должен удовлетворять условиям [1,18,19]:

1 условие - защита не должна срабатывать в результате послеаварийного режима

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}}{K_{в}}, \quad (93)$$

где $I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки реле;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска;

$K_{в}$ - коэффициент возврата, $K_{в} = 0,8$.

При этом ток срабатывания реле определяется [1,18,19]

$$I_{с.р} \geq \frac{K_{сх}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{с.з}, \quad (94)$$

где $K_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы, для данной схемы соединения ТТ и реле

$$K_{сх}^{(3)} = 1.$$

2 условие - защита не должен срабатывать в момент подключения дополнительной нагрузки

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot (I_{раб.макс(н)} + K_{сзн} \cdot I_{раб.макс(д)}). \quad (95)$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле [1,18,19]

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (96)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}$ - минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии в минимальном режиме работы;

$K_{\text{сх}}^{(3)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле;

$K_{\text{сх}}^{(\kappa)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ, при $I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}$;

$I_{\text{с.з}}$ - ток срабатывания защиты.

Согласно [1], коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при КЗ для основных РЗ и 1,2 в зоне резервирования (для резервных РЗ).

Расчет МТЗ на примере линии 10 кВ, питающей ТП №1 системы электроснабжения жилого района. Согласно ранее проведенных расчетов и проверок, на ТП №1 установлены два силовых трансформатора марки ТМ-630/10.

По условию (93)

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,1 \cdot 1,62 \cdot 73,4}{0,8} = 163,5 \text{ A.}$$

При этом ток срабатывания реле по (94) равен

$$I_{\text{с.р}} \geq \frac{1}{15} \cdot 163,5 = 10,89 \text{ A.}$$

Выбирается уставка реле УЗА-10 $I_{\text{с.р}} = 10,5 \text{ A.}$

Проверка условию (95) выполняется

$$163,5 \text{ A} \geq 1,1 \cdot (50,96 + 1,5 \cdot 50,96) = 140,14 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности по (96) удовлетворяет требованиям [1]

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{4000}{163,5} = 24,5$$

Окончательно принимается для МТЗ данной линии следующие уставки РЗ: $I_{c.з} = 462,9$ А, $I_{c.р} = 7,5$ А.

Принимается время срабатывания защиты по условиям селективности $t_{c.з} = 0,5$ с.

Расчёт МТЗ остальных линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района выполнен аналогично и результаты приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчёт МТЗ линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района

№ п/п	Элемент	$I_{c.з}$, А	$I_{c.р}$, А	K_q	$t_{c.з}$, с
1	Ввод	752,4	9,5	5,3	0,5
2	Секционный	752,4	9,5	5,3	0,5
3	Т1 ТП №1	163,5	10,5	24,5	1,0
4	Т2 ТП №1	163,5	10,5	24,5	1,0
5	Т1 ТП №2	163,5	10,5	24,5	1,0
6	Т2 ТП №2	163,5	10,5	24,5	1,0
7	Т1 ТП №3	259,7	10,5	15,4	1,0
8	Т2 ТП №3	259,7	10,5	15,4	1,0

Во всех случаях коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ: $K_q > 1,5$, т.к. МТЗ является основной защитой.

Токовая отсечка (ТО). Согласно ПУЭ, ТО устанавливается на всех линиях с односторонним питанием, если она соответствует требованиям чувствительности, в качестве реле тока выбирают УЗА-10. Ток срабатывания ТО для линий с односторонним питанием выбирается по условиям [18,19]:

1 условие - отстройка от максимальных внешних токов КЗ

$$I_{c.з} = K_{отс} \cdot I_{к.макс}, \quad (97)$$

где $I_{к.макс}$ - максимальный ток внешнего КЗ (ток трёхфазного КЗ в максимальном режиме);

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки.

2 условие - отстройка от броска тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся от данной линии.

$$I_{c.з} = K'_{отс} \cdot \sum I_{т.ном} \quad (98)$$

В качестве тока срабатывания выбирается наибольшее значение.

Ток срабатывания реле определяется:

$$I_{c.р} \geq \frac{K_{cx}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{c.з} \quad (99)$$

Коэффициент чувствительности ТО

$$K_{\psi} = \frac{K_{cx}^{(к)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.макс}}{I_{c.з}}, \quad (100)$$

где $I_{к}^{(к)нач.макс}$ – максимальный ток КЗ на линии.

При этом, согласно требованиям ПУЭ, для всех ТО линий значение коэффициента чувствительности должен удовлетворять условию $K_{\psi} \geq 2$.

В случае, если коэффициент чувствительности недостаточный, значит, на этой линии ТО не устанавливается.

Расчёты производятся на примере линии 10 кВ, питающей ТП №1 системы электроснабжения жилого района, с использованием реле УЗА-10:

- ток срабатывания ТО по (97)

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 4 = 5,2 \text{ кА.}$$

- ток срабатывания ТО по (98)

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 50,96 = 66,2 \text{ А.}$$

Принимается наибольшее значение $I_{c.3} = 5,2 \text{ кА.}$

Ток срабатывания реле по (99)

$$I_{c.p} = \frac{1}{15} \cdot 5200 = 350 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ТО по (100)

$$K_{\eta} = \frac{1}{1} \cdot \frac{14800}{5200} = 2,8$$

Значение коэффициента чувствительности для линии, питающей ТП № 1, достаточный.

Аналогично производится определение токов срабатывания ТО и реле, а также коэффициента чувствительности для линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района и результаты расчетов приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчёт ТО линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района

№ п/п	Элемент системы электроснабжения	$I_{с.з}$, кА	$I_{с.р}$, А	K_q	$K_q \geq 2$
1	Ввод	5,2	65	2,8	да
2	Секционный	5,2	65	2,8	да
3	Т1 ТП №1	5,2	350	2,8	да
4	Т2 ТП №1	5,2	350	2,8	да
5	Т1 ТП №2	5,2	350	2,8	да
6	Т2 ТП №2	5,2	350	2,8	да
7	Т1 ТП №3	5,2	175	2,8	да
8	Т2 ТП №3	5,2	175	2,8	да

Для всех ТО линий коэффициент чувствительности достаточный (значение $K_q < 2$), значит, ТО устанавливается на всех линиях в системе электроснабжения проектируемого жилого района. При этом, согласно [1], для защиты линий в качестве основной используется максимальная токовая защита (МТЗ) отходящих кабельных линий с выдержкой времени, уставки срабатывания которой рассчитаны в работе ранее. Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗ). Согласно [1,18,19], необходимо определить необходимость компенсации емкостных токов на линиях 10 кВ.

Определяется ток замыкания на землю

$$I_{с.з} = 3I_{сум}^{(с)} = 0,1U_{ном} \cdot l_{к.сум} \quad (101)$$

где $I_{сум}^{(с)}$ - суммарный природный фазный емкостный ток;

$l_{к.сум}$ - суммарная длина линий.

$$l_{к.сум} = 2(l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8) \text{ км.}$$

$$l_{к.сум} = 2(0,1 + 0,1 + 0,06 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,15) = 1,22 \text{ км.}$$

$$I_3 = 0,1 \cdot 10 \cdot 1,22 = 1,22 \text{ А.}$$

$$I_3 < 30 \text{ А.}$$

Поскольку $I_3 < 30 \text{ А}$, то необходимости в компенсации нет.

В качестве защиты линий от однофазных замыканий на землю применяется защита нулевой последовательности с использованием ТТ нулевой последовательности и реле УЗА-10.

Ток срабатывания защиты выбирается по двум условиям:

1 условие - защита линий от однофазных замыканий на землю не должна срабатывать при внешних замыканиях от значения собственного емкостного тока:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{к} \cdot 3I^{(c)}, \quad (102)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,1$;

$K_{к}$ - коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, для защиты с выдержкой времени $K_{к} = 2$.

Значение собственного емкостного тока линии определяется

$$I^{(c)} = \frac{U_{ном} \cdot l_k}{30}.$$

2 условие - ток срабатывания защиты должен быть не меньше минимального тока срабатывания избранного комплекта защиты:

$$I_{с.з} \geq I_{с.з.мин} \quad (103)$$

Определение коэффициента чувствительности

$$K_{ч} = \frac{3I_{сум}^{(c)} - 3I^{(c)}}{I_{с.з}} \quad (104)$$

Проводится расчет токов срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю на примере линии 10 кВ, питающей ТП №1 системы электроснабжения жилого района по выражениям (102) – (104).

$$I^{(c)} = \frac{30 \cdot 0,05}{30} = 0,05 \text{ A.}$$

$$I_{c.з} = 1,1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 0,204 = 1,34 \text{ A.}$$

$$K_{\eta} = \frac{1,22 - 3 \cdot 0,05}{0,5} = 2,14$$

$$K_{\eta} \geq 1,25$$

Коэффициент чувствительности достаточен, чтобы обеспечить заданную чувствительность, поэтому необходимо применять направленную защиту нулевой последовательности типа на базе реле УЗА-10 с током срабатывания 0,5 А. Аналогично рассчитывается защита от однофазных замыканий на землю других линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения проектируемого жилого района и результаты расчетов приводятся в таблице 22.

Таблица 22 – Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района

№ п/п	Элемент СЭС	$I_{c.з}$, А	Тип реле	K_{η}	$K_{\eta} \geq 1,25$
1	Ввод	0,5	УЗА-10	2,14	да
2	Секционный	0,5	УЗА-10	2,14	да
3	Т1 ТП №1	0,5	УЗА-10	2,14	да
4	Т2 ТП №1	0,5	УЗА-10	2,14	да
5	Т1 ТП №2	0,5	УЗА-10	2,14	да
6	Т2 ТП №2	0,5	УЗА-10	2,14	да
7	Т1 ТП №3	0,5	УЗА-10	2,14	да

Далее в работе проводится расчёт уставок автоматики и сигнализации линий 10 кВ, питающих ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения жилого района. Автоматическое повторное включение (АПВ). Для сокращения

перерыва в электроснабжении используют АПВ [1,18,19]. Время срабатывания устройства однократного АПВ линий с односторонним питанием определяется так:

$$t_{ПАПВ} \geq t_{г.п} + t_{зан} = (0,5 \div 0,8) \text{ с.} \quad (105)$$

где $t_{г.п}$ - время готовности привода к работе, $t_{г.п} = 0,25$ с;

$t_{зан}$ - время запаса, с.

Время автоматического возврата однократного АПВ в состояние готовности к новому действию после успешного включения в работу принимается

$$t_{АПВ} = 0,25 + 0,5 = 0,75 \text{ с.}$$

Благодаря этому исключается вероятность многократного включения выключателя на неликвидированные КЗ, а также обеспечивается готовность АПВ к действию не раньше, чем это допускается после успешного включения его в работу устройством АПВ.

Время АПВ (с момента КЗ до момента подачи команды на включение)

$$t_{АПВ} = t_{с.з} + t_{о.в} + t_{АПВ}, \text{ с,} \quad (106)$$

где $t_{с.з}$ - время срабатывания защиты, $t_{с.з} = 0,1$ с;

$t_{о.в}$ - время отключения выключателя, $t_{о.в} = 0,15$ с.

$$t_{АПВ} = 0,1 + 0,15 + 0,6 = 0,85 \text{ с.}$$

Для АПВ используется реле УЗА-10.

Автоматическое включение резерва (АВР). Напряжение срабатывания пускового органа напряжения устройства АВР (ПАВР) определяется по

условию его несрабатывания при снижении напряжения до величины в случаях КЗ за трансформаторами, которые получают питание от сборных шин резервируемой секции, а также при самозапуске двигателей напряжением выше 1 кВ, когда напряжение снижается до величины напряжения самозапуска. В работе устройство АВР устанавливается на секционном выключателе на ЦРП-10 кВ.

Должно выполняться следующее условие

$$U_{c.p} \leq \frac{U_{ост.к}}{K_{омс} \cdot K_U}, \quad (107)$$

где $K_{омс}$ - коэффициент отстройки;

K_U - коэффициент трансформации ТН.

Значение остаточного напряжения на шинах при КЗ за трансформатором, который питается от шин определяется по формуле

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot X_m \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (108)$$

где $I_{к}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ за трансформатором, кА;

X_T - сопротивление трансформатора, Ом.

$$X_m = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{т.ном}} \quad (109)$$

где $U_{к}$ - напряжение КЗ трансформатора.

Для АВР на шинах ЦРП-10 кВ

$$X_m = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{2,5} = 2,19 \text{ Ом.}$$

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot 2,19 \cdot 1,94 = 5,7 \text{ кВ.}$$

Напряжение срабатывания пускового органа напряжения определяется

$$U_{c.p} = \frac{0,25U_{ном}}{K_U} \quad (110)$$

$$U_{c.p} = \frac{0,25 \cdot 10}{100} = 0,025 \text{ кВ.}$$

Для АВР на шинах ЦРП-10 кВ проверка по условию (74) выполняется

$$0,025 \leq \frac{5,7}{1,2 \cdot 100} = 0,0475 \text{ А.}$$

Второе условие не проверяется, потому что высоковольтные двигатели в схеме отсутствуют.

Время срабатывания АВР выбирается по условию отстройки от максимального времени срабатывания защит отходящих линий от подстанции или от резервируемой секции

$$t_{АПВ} > t_{c.z.макс} + \Delta t \quad (111)$$

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

Напряжение срабатывания реле контроля напряжения резервной сети АВР

$$U_{c.p} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс} \cdot K_U \cdot K_B} \quad (112)$$

$$U_{раб.мин} = 0,6U_{ном} = 0,6 \cdot 10,5 = 6,3 \text{ кВ.}$$

$$U_{c.p} \leq \frac{6,3}{1,2 \cdot 100 \cdot 0,8} = 0,062 \text{ кВ.}$$

Сигнализация выполняется на базе блока управления и защиты УВР-10-НГК-УХЛ5.

Сигнализация устанавливается на щите управления оператора в соответствии с требованиями нормативных документов [1,18,19].

На ЦРП-10 кВ предусматриваются следующие виды сигнализации: сигнализация положения выключателей; аварийная сигнализация – реагирует на аварийное отключение коммутационного аппарата; предупредительная сигнализация - сигнализация ненормального режима работы элементов оборудования; сигнализация действия защит; командная сигнализация - для передачи важных распоряжений; сигнализация срабатывания блокировочных устройств.

Сигнализация положения выключателей выполняется с помощью ламп включенного, отключенного и аварийного состояния.

Целью предупредительной сигнализации является информирование персонала о возникновении ненормального режима работы элементов оборудования или о повреждении вторичных цепей.

9 Расчёт контура заземления ТП жилого района

Необходимо рассчитать заземляющее устройство трансформаторной подстанции ТП №1 системы электроснабжения жилого района с двумя трансформаторами 630 кВА.

Сеть 10 кВ работает с изолированной нейтралью, на стороне низкого напряжения нейтраль трансформатора глухозаземлена.

Значение удельного сопротивления грунта в месте установки заземляющего устройства трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, равняется равным значению 140 Ом·м.

Намечается выполнить заземляющее устройство в виде прямоугольника четырёхугольника, для чего предусматривается использование вертикальных стержней длиной 5 м с диаметром 12 мм, соединённых между собой стальной полосой размерами 40 x 4 мм на глубине 0,8 м.

Удельные значения сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей [13]:

$$\rho_{p.z} = \rho_{y0} \cdot K_{n.z}, \quad (113)$$

$$\rho_{p.v} = \rho_{y0} \cdot K_{n.v}, \quad (114)$$

где ρ_{y0} – справочное нормируемое значение удельного сопротивления грунта [13];

$K_{n.z}$ и $K_{n.v}$ – справочное нормируемое значение коэффициентов горизонтальных и вертикальных электродов [13].

По условиям (113) и (114)

$$\rho_{p.z} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$\rho_{p.v} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Значение сопротивления растеканию стержневого вертикального электрода [13]:

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho_p}{l} \left(\lg \frac{2 \cdot l}{0,95 \cdot d} + 0,51 \lg \frac{4t + 3l}{4t + l} \right), \quad (115)$$

где l - длина электрода, м;

d - внешний диаметр электрода, м;

t – принимаемое расстояние от поверхности земли до середины электрода, м.

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{200}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,016} + 0,51 \lg \frac{4 \cdot 1,7 + 3 \cdot 5}{4 \cdot 0,5 + 5} \right) = 23,65 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей (электродов) по [14]:

$$N = \frac{R_B}{K_{u.e} \cdot R_3}, \text{ шт.}, \quad (116)$$

где $K_{u.e}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей (электродов) без учета влияния горизонтальных электродов при их размещении по контуру, [13].

$$N = \frac{23,65}{0,66 \cdot 4} = 8,96 \text{ шт.}$$

Принимается предварительно с учётом нормируемой величины заземляющего устройства число вертикальных электродов $N = 9$ шт.

Расчетное значение сопротивления растеканию горизонтальных электродов [13]:

$$R_r = \frac{\rho_p}{K_{u.r} \cdot 2\pi \cdot l_2} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_2^2}{b \cdot t}, \text{ Ом.}, \quad (117)$$

где $K_{u.e.}$ – нормируемое значение коэффициента использования горизонтальных соединительных электродов в контуре из вертикальных электродов [13];

l – суммарная длина горизонтальных электродов, м;

t – расстояние до поверхности земли, м;

b – ширина полосы, м.

$$R_r = \frac{200}{0,32 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 5^2}{0,08 \cdot 0,5} = 26,17 \text{ Ом.}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов с учётом величины нормируемого значения сопротивления [13]

$$R_{в.э.} = \frac{R_B \cdot R_3}{R_B - R_3}, \text{ Ом.} \quad (118)$$

$$R_{в.э.} = \frac{26,17 \cdot 4}{26,17 - 4} = 4,72 \text{ Ом.}$$

Уточненное количество вертикальных электродов с учётом коэффициента использования вертикальных электродов [13]:

$$N = \frac{R_B}{K_{u.e.} + R_B}, \text{ шт.} \quad (119)$$

$$N = \frac{23,65}{0,66 + 4,72} = 8,8 \text{ шт.}$$

Окончательно принимается в проектируемом контуре заземления на цеховых ТП-10/0,4 кВ, 9 шт. вертикальных электродов, расположение – по периметру трансформаторной подстанции.

Рассчитывается сопротивление вертикальных заземлителей (электродов) проектируемого контура заземления с учётом их выбранного количества:

$$R_{г.е} = \frac{R_B}{K_{и.е} \cdot N}, Ом. \quad (120)$$

$$R_{г.е} = \frac{23,65}{0,66 \cdot 9} = 4,48 Ом.$$

Общее сопротивление всех заземлителей (электродов) контура заземления определяется таким образом:

$$R_{общ.} = \frac{R_B \cdot R_{г.е}}{R_B + R_{г.е}}, Ом. \quad (121)$$

$$R_{общ.} = \frac{4,48 \cdot 26,17}{4,48 + 26,17} = 3,74 Ом.$$

Полученное значение сопротивления проектируемого контура заземления составляет 3,74 Ом, что меньше предельно допустимого нормируемого значения 4 Ом, следовательно, спроектированный контур заземления цеховых ТП-10/0,4 кВ удовлетворяет необходимым требованиям и положениям [1].

Окончательно принимается к монтажу 9 стержней и с учетом повторных заземлений.

Условия выбора и проверки выполняются.

Спроектированный контур заземления ТП №1 показан на графическом листе № 6.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы разработан проект системы электроснабжения жилого района в Павловском районе Ульяновской области с детальной разработкой схем внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей при условии соблюдения требований надежности, экономичности и качества электроэнергии согласно требований нормативных документов [1-4].

Электроснабжение проектируемого жилого района в Павловском районе Ульяновской области осуществляется от энергосистемы на напряжении 10 кВ.

Для решение основных задач в работе проведены следующие исследования, а именно:

- приведена краткая характеристика географического расположения и климатических условий жилого района, проведён анализ технических условий проекта системы электроснабжения жилого района;

- осуществлено непосредственное проектирование системы электроснабжения рассматриваемого жилого района города, для чего рассмотрены и разработаны следующие вопросы: выбор схемы электроснабжения жилого района, выбор способов прокладки проводников электрической сети, определение расчетной нагрузки, центра электрических нагрузок и места расположения ТП, выбор числа и мощности трансформаторов ТП, определение мощности конденсаторных установок, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка сечения проводников и электрических аппаратов, расчёт релейной защиты и автоматики;

- осуществлён расчёт контура заземления ТП жилого района.

Спроектированная система электроснабжения жилого района в Павловском районе Ульяновской области отвечает требованиям нормативных документов по основным критериям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. М.: Альвис, 2018. 632 с.
2. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий», Госстрой РФ, 2004. 73 с.
3. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». М.: Министерство энергетики, 2013.
5. Ульяновск. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Ульяновск>
Дата обращения 03.02.2020 г.
6. КЛИМАТ УЛЬЯНОВСК. Режим доступа: <https://ru.climate-data.org/азия/россииская-федерация/ульяновская-область/ульяновск-5340/>.
Дата обращения 03.02.2020 г.
7. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 2014. 576 с.
8. Козлов В.А. «Электроснабжение городов».- 5- е издание, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат Ленинградское отделение, 2012. 264 с.
9. Коптев А.А. Монтаж цеховых электрических сетей напряжением до 1 кВ: Справочник электромонтажника. Под ред. А.Д. Смирнова и др. М: Энергоатомиздат, 2008 – 192 с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 4е издание, переаб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 608 с.

11. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. - Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова - М: Энергоатомиздат, 2016. 568 с.: ил.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.
13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.: ил.
14. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. М.: Колос, 2005 г.
15. И. В. Жежеленко, Ю. Л. Саенко. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 2005. 261 с.
16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М., 2013.
17. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. М.: Энергоиздат, 2016. 640 с., ил.
18. Каталог микропроцессорных устройств защиты, автоматики и управления присоединений 6-35 кВ серии УЗА-10РС. ЕМВ, 2016 г., 32 с., ил.
19. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2008. 256 с.
20. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М.: Медиа, 2011. 797 с.
21. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012.
22. Климова Г.Н. Электрические системы и сети. Энергосбережение: учебное пособие для среднего профессионального образования / Г.Н. Климова. - 2-е изд. - Москва: Издательство Юрайт, 2020. 179 с.
23. Коломиец Н.В. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / Н.В. Коломиец, Н.Р. Пономарчук, В.В.

Шестакова - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. 143 с.

24. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учебник для среднего профессионального образования / А.В. Лыкин. - Москва: Издательство Юрайт, 2020. 362 с.

25. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. 224 с.

26. Bakulevskiy V. L. Research into the influence of climatic factors on the losses of electric energy in overhead power transmission lines. Eastern - European Journal of Enterprise Technologies. 2016. № 5/8 (83). P. 9–19. (Scopus, CrossRef, IndexCopernicus, American Chemical Society, WorldCat, Ulrich's Periodicals Directory, BASE, ResearchBib, CiteFactor).

27. Chen C.S. Development of distribution feeder loss models by artificial neural networks. IEEE Transactions on Power Systems, 2015. 2015. Vol. 19, 4. P. 1056–1062.

28. Kang Meei – Song. A Systematic Loss Analysis of Taipei Power Distribution System. IEEE Transactions on Power Systems. 2016. vol. 21, 3. P. 1062–1068.

29. Kylymchuk A., Lezhnyuk P., Rubanenko O. Reduction of Additional Losses of Electric Energy in Parallel Operating Non-uniform Electrical Grids. Nauka i Studia. Przemysl. 2015. №5 (136). P. 43–50. ISSN 1561–6894.

30. Lezhniuk P., Netrebskiy V., Teptia V., Vydmysh V. Hamilton's Principle as the Method of Self-Optimization Electric Systems. Nauka i Studia. Przemysl. 2015. №5 (136). P. 63–69. ISSN 1561–6894.