

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

Хакасский технический институт - филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. В. Коловский
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код - наименование направления

Электроснабжение IV жилого района «Лазурный»
тема

Руководитель _____ подпись, дата	<u>доцент, к.т.н.</u> должность, ученая степень	<u>Е. В. Платонова</u> инициалы, фамилия
Выпускник _____ подпись, дата фамилия		<u>И.А. Шалимов</u> инициалы,
Нормоконтролер _____ подпись, дата		<u>И.А. Кычакова</u> инициалы, фамилия

Абакан 2022
Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт - филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. В. Коловский

«__» _____ 2022 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Шалимову Игорю Александровичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 17-01(з-17) Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

(код)

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение IV жилого района «Лазурный»

Утверждена приказом по институту № 222 от 15.04.2022 г.

Руководитель ВКР Е. В. Платонова, доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы)

Исходные данные для ВКР данные по установленному электрооборудованию, проектируемой системе электроснабжение IV жилого района «Лазурный»

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1 Характеристика района «Лазурный»

2 Рассчитываем электрическую нагрузку

3 Нахождение координат объектов

4 Нахождение координат трансформаторных подстанций

5 Выбор силовых трансформаторов

6 Нахождение координат трансформаторных подстанций для определения ЦЭН распределительного пункта

7 Выбор схемы распределительной сети 10 кв

7.1 Потокораспределение мощности сети

8 Потокораспределение мощности сети

8.1 Распределение нагрузки по секциям на ПС

9 Выбор кабеля 10 кв

10 Расчет токов трехфазного короткого замыкания 10 кв

10.1 Определение сопротивления кл

11 Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости токам короткого замыкания

11.1 Электротехнический расчет рабочего освещения

11.2 Электротехнический расчет аварийного освещения

12 Выбор оборудования на напряжении 10 кв

12.1 Выбор выключателей на ПС-96 «Полярная»

12.2 Выбор выключателей 10 кВ на ТП

13 Техничко - экономическое сравнение вариантов сети

14 Оценка качества напряжения в сети и решение задач регулирования напряжения

15 Расчет сети наружного освещения

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Перечень обязательных листов графической части:

1. План электроснабжения и освещения IV жилого района «Лазурный»

2. Однолинейная схема ПС/96 «Полярная»

3. Однолинейная схема ТП-10/04 кВ

Руководитель ВКР

Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

И.А. Шалимов

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« » _____ 2022 г.

РЕФЕРАТ

В данной работе рассмотрены элементы расчетов для электроснабжения района «Лазурный» г. Абакана который находится в северной части города между улицей Маршала Жукова и северной дамбой. В котором находятся жилые застройки с переменной этажностью 5-7 этажей в количестве 12 штук. при расчете учитывались все объекты. Схема района была нанесена на карту города и разработана в программе AutoCad.

Были произведены расчеты электрических нагрузок для каждого объекта входящие в расчет с занесением данных в таблицу, нахождение координат каждого объекта и координат ТП с занесением данных в таблицу, выбор трансформаторных подстанций в двух вариантах, в первом варианте 2 во втором 1, также заносились координаты трансформаторных подстанций для нахождения ЦЭН. Проводился выбор схем распределительной сети 10 кВ радиально магистральной в двух вариантах и изображения ее в схеме. Производился выбор марки и сечения кабельных линий 10 кВ с проверкой на термическую стойкость. Заносились в таблицу расчеты потерь активной, реактивной мощности и потери напряжения по выбранным схемам сети, токи короткого замыкания. Выбор оборудования был произведен согласно установленных условий в пункте 12.1 и все данные занесены в таблицу. При выполнении технико-экономического сравнения двух вариантов сети разница в затратах получилась более 5% что означает что целесообразно выбрать самый вариант с самыми маленькими затратами, в данном случае 2 вариант самый менее затратный. Оценка качества напряжения в сети показала, что отклонения напряжения в сети для самого удаленного объекта и самого мощного находятся в пределах нормы и не превышают $\pm 5\%$. Произведен расчет наружного освещения. Также было оформлено заключение по данной выпускной квалификационной работе и представлены чертежи в формате А1.

THE ABSTRACT

In this paper, the elements of calculations for the power supply of the Lazurny district of Abakan, which is located in the northern part of the city between Marshal Zhukov Street and the northern dam, are considered. In which there are residential buildings with variable number of floors 5-7 floors in the amount of 12 pieces. all objects were taken into account in the calculation. The scheme of the district was mapped on the city map and developed in the AutoCAD program.

Calculations of electrical loads for each object included in the calculation with data entry in the table, finding the coordinates of each object and the coordinates of the TP with data entry in the table, choosing transformer substations in two variants, in the first variant 2 in the second 1, the coordinates of transformer substations were also entered to find the TSEN. The selection of schemes of a 10 kV radial trunk distribution network in two variants and its images in the scheme was carried out. The brand and cross-section of 10 kV cable lines were selected with a check for thermal resistance. Calculations of active, reactive power losses and voltage losses according to selected network circuits, short-circuit currents were entered into the table. The selection of equipment was made according to the conditions set out in paragraph 12.1 and all data are entered in the table. When performing a technical and economic comparison of two network options, the difference in costs turned out to be more than 5%, which means that it is advisable to choose the option with the smallest costs, in this case, option 2 is the least expensive. The evaluation of the quality of the voltage in the network showed that the voltage deviations in the network for the most remote object and the most powerful are within the norm and do not exceed 5%. The calculation of outdoor lighting has been made. A conclusion on this final qualifying work was also drawn up and drawings in A1 format were presented.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Характеристика района «Лазурный»	8
2 Рассчитываем электрическую нагрузку.....	9
3 Нахождение координат объектов	11
4 Нахождение координат трансформаторных подстанций	11
5 Выбор силовых трансформаторов.....	13
6 Нахождение координат трансформаторных подстанций для определения ЦЭН распределительного пункта.....	16
7 Выбор схемы распределительной сети 10 кв	17
7.1 Потокораспределение мощности сети	17
8 Потокораспределение мощности сети	18
8.1 Распределение нагрузки по секциям на ПС	18
9 Выбор кабеля 10 кв	18
10 Расчет токов трехфазного короткого замыкания 10 кв.....	21
10.1 Определение сопротивления кл.....	23
11 Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости токам короткого замыкания.....	24
12 Выбор оборудования на напряжении 10 кв.....	25
12.1 Выбор выключателей на ПС-96 Полярная	26
12.2 Выбор выключателей 10 кВ на ТП.....	27
13 Техничко - экономическое сравнение вариантов сети.....	28
14 Оценка качества напряжения в сети и решение задач регулирования напряжения	32
15 Расчет сети наружного освещения	36
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	44

ВВЕДЕНИЕ

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций, расположенных на территории города и предназначенных для электроснабжения его потребителей.

Система электроснабжения города представляет собой совокупность электрических сетей всех применяемых напряжений. Она включает электроснабжающие сети (линии напряжением 35 кВ и выше, понижающие подстанции 35-110/6-10 кВ), распределительные сети (линии напряжением 6-10 кВ и 0,4/0,23 кВ) и трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ.

Основные показатели системы определяются местными условиями: размерами города, наличием источников питания, характеристиками потребителей и т.п.

В городских электрических сетях U 6-10кВ попадают все три категории потребителей эл. энергии по надежности. Соответственно городские сети должны разработать надежную электрическую схему города.

Для надежности существует ряды требующие выполнения правил и требований. Комплектных трансформаторных подстанций не допускается размещать под помещениями производств с мокрым технологическим процессом, душевыми, уборными, ванными и т.д. Исключения монолитный бетон надежно гидроизолированный.

1 Характеристика района «Лазурный»

Спроектированный район расположен в северо-восточной части Абакана. Границами района в пределах проекта планировки являются улицы М. Жукова, дамба северная. Планировка микрорайона – хаотично-паралельная. В центре композиции – спортивная площадка, небольшой скверик, которые расположены вдоль главной улицы района. На территории сквера планируется создание пешеходного моста через дренажный канал для удобства граждан. Большое количество детских площадок.

Жилая застройка параллельными рядами. В первых этажах жилых домов, вдоль улиц располагаются объекты социального и бытового назначения микрорайонов. Внешнее ряд состоит из застройки этажности в 7 этажей. Внутренние ряды этажностью в 5 этажей. Жилые дворы не замкнуты, сформирован фронт магистральных улиц района.

Между жилой застройкой организованы спортивные и детские площадки соединяющие между собой пешеходные бульвары

Для осуществления электроснабжения данного района рассматриваются подстанции П/С 96 «Полярная» которая находится от центра питания на расстоянии 0,946 км.

2 Рассчитываем электрическую нагрузку

По формуле (2.1): рассчитаем электрическую нагрузку элемента любого, системы электроснабжения жилых домов, в зависимости от числа квартир, запитанных от жил элементов, равна

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} * n \quad (2.1)$$

где $P_{\text{кв}}$ – расчетная нагрузка рассматриваемого элемента сети, кВт

n – число квартир, питаемых от данного элемента

$P_{\text{кв.уд}}$ - удельная нагрузка, соответствующая числу квартир n , кВт/квартиру

Силовая нагрузка общедомовых электроприемников, включая лифты, определяется самостоятельно, с учетом соответствующих коэффициентов спроса и мощности. В результате расчетная нагрузка, приведенная к вводу жилого дома, который не имеет встроенных учреждений, определяется как сумма нагрузки квартир и силовой нагрузки общедомовых приемников по формуле (2.2):

$$P_{\text{жд}} = P_{\text{кв}} + K_{\text{н.м}} * \sum P_{\text{с}} \quad (2.2)$$

где $P_{\text{жд}}$ – нагрузка жилого дома, приведенная к его вводу

$P_{\text{с}}$ – силовая нагрузка общедомовых установок

$K_{\text{н.м}}$ – коэффициент, учитывающий участие силовых установок в максимуме нагрузки квартир, равный 0,9

Расчетные нагрузки лифтовых установок $P_{\text{л}}$ определяется по формуле (2.3):

$$P_{\text{л}} = K_{\text{с}} * \sum_{i=1}^n P_{\text{л}i} \quad (2.3)$$

где $K_{\text{с}}$ – коэффициент спроса лифтовых установок жилых зданий

n - количество лифтовых установок

$P_{\text{л}i}$ - установленная мощность электродвигателей i -го лифта, кВт

При наличии в жилом доме встроенного предприятия или учреждения расчетная нагрузка на вводе в жилой дом получается равной по формуле (2.4):

$$\sum P_{\text{жд}} = P_{\text{жд}} + K_{\text{н.м}} * P_{\text{общ}} \quad (2.4)$$

Произведем расчет жилого дома №3

5 этажный, 5 подъездов, плиты электрические 120кв. на каждом этаже 3кв. 1кв. S55м², 2кв. S55м²

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{уд}} * (n_1 + K * n_2) = 1,7 * (27 + 1,05 * 50) = 132,75 \text{ кВт}$$

Суммарная мощность освещения складывается из мощности освещения крыльца подъездов и лестничных клеток. На лестничных клетках устанавливаем светильники с энергосберегающими лампами на 15 Вт расчет произведем по формуле (2.5)

$$P_{\text{освещ.л.}} = K_c * P_{\text{л}} * n * N \quad (2.5)$$

где K_c – коэффициент спроса = 0,5

$P_{\text{л}}$ – мощность одной лампы, Вт

n -- количество ламп в подъезде

N -- количество подъездов

$$P_{\text{освещ.л.}} = 0,5 * 15 * 16 * 3 = 360 \text{ Вт}$$

$$P_{\text{освещ.кр.}} = 0,5 * 85 * 1 * 3 = 127 \text{ Вт}$$

$$P_{\text{лифт}} = 0,8 * 9 * 2 = 14,4$$

Расчеты каждого объекта занесем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Расчетные мощности объектов

№ ж/дома	Кол-во подъезд	Этаж ность	Кол. квартир	Sm2 1кв	Освещ кВт	P кв кВт	Pp лифта	Pp кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом								
1	3	7	63	40,6	0,525	109,67	21,6	131,795
2	4	7	84	69,1	0,268	153,46	28,8	182,528
3	4	7	84	69,1	0,268	153,46	28,8	182,528
4	3	7	63	40,6	0,525	109,67	21,6	131,795
5	5	5	75	40,6	0,835	130,75	-	131,585
6	5	5	75	40,6	0,835	130,75	-	131,585
7	4	7	84	69,1	0,268	153,46	28,8	182,528
8	5	5	75	40,6	0,835	130,75	-	131,585

9	5	5	75	40,6	0,835	130,75	-	131,585
10	5	5	75	40,6	0,835	130,75	-	131,585
11	4	7	84	69,1	0,268	153,46	28,8	182,528
12	4	7	84	69,1	0,268	153,46	28,8	182,528

3 Нахождение координат объектов

Нанесем схему на координатную плоскость, [12] определим центр каждого объекта и занесем координаты каждого объекта в таблицу 3.1

Таблица 3.1 - Координаты объектов

№ ж/дома	Кол-во подъезд	Этаж ность	Кол-во квартир	Освещ кВт	Р кв кВт	Xсм	Yсм	Pr кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	3	7	63	0,585	102	39,9	11,2	102,585
2	4	7	84	0,780	150	32,9	13,5	150,780
3	4	7	84	0,780	150	30,9	11,2	150,780
4	3	7	63	0,585	102	28,1	13,5	102,585
5	5	5	90	0,875	150	26,1	12,9	150,875
6	5	5	90	0,875	150	24,1	15,1	150,875
7	4	7	84	0,780	150	22,9	15,5	150,780
8	5	5	90	0,875	150	20,2	18,6	150,875
9	5	5	90	0,875	150	18,1	15,1	150,875
10	5	5	90	0,875	150	16,1	18,1	150,875
11	4	7	84	0,780	150	12,3	22,5	150,780
12	4	7	84	0,780	150	10,9	22,6	150,780

4 Нахождение координат трансформаторных подстанций

Рассмотрим два варианта, [9] в первом рассмотрим с учетом 1-на ТП на один объект, а во втором рассмотрим с учетом 1-на ТП на несколько объектов. ЦЭН определим по формулам (4.1) (4.2):

$$X_{0(P)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}; \quad Y_{0(P)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}; \quad (4.1)(4.2)$$

где $P_{\text{ном}}$ – Расчетная мощность объекта

X_i – Координата центра объекта по оси X

Y_i – Координата центра объекта по оси Y

$$X_{0(P)} = \frac{132,085 * 26,1 + 181,528 * 34,9 + 43,467 * 34,1}{357,08} = 31,54\text{см} \quad (4.1)$$

$$Y_{0(P)} = \frac{132,085 * 7,1 + 181,528 * 8,9 + 43,467 * 14,9}{357,08} = 8,96\text{см} \quad (4.2)$$

Все расчетные данные по двум вариантам занесем в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Координаты трансформаторных подстанций

№ на генплане	Ррасч, кВт	Xсм	Yсм
1	2	3	4
1ВАРИАНТ			
ТП-1			
1	131,795	39,9	11,2
2	182,528	32,9	13,5
3	131,795	30,9	11,2
4	182,528	28,1	13,5
5	131,585	26,1	12,9
6	131,585	24,1	15,1
7	182,528	22,9	15,5
ИТОГО:	1074,34	204,9	92,9

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4
ТП-2			
8	131,585	20,2	18,6
9	131,585	18,1	15,1
10	131,585	16,1	18,1
11	182,528	12,3	22,5
12	182,528	10,9	22,6
ИТОГО:	759,811	77,6	96,9

2ВАРИАНТ			
ТП-1			
1	131,795	39,9	11,2
2	182,528	32,9	13,5
3	182,528	30,9	11,2
4	131,795	28,1	13,5
5	132,085	26,1	12,9
6	131,085	24,1	15,1
7	182,528	22,9	15,5
8	131,085	20,2	18,6
9	131,085	18,1	15,1
10	131,085	16,1	18,1
11	182,528	12,3	22,5
12	182,528	10,9	22,6
ИТОГО:	1834,15	282,5	189,8

5 Выбор силовых трансформаторов

В данном районе объекты II категории применяются двухтрансформаторные подстанции. При этом мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей. Так как проектируемый район относится к II категории надежности, то принимаем к установке два трансформатора.

Согласно ПУЭ перегрузка трансформатора в аварийном режиме не должна превышать 40% сверх номинальной на время максимумов нагрузки в течении 5 суток не более 6 часов в сутки, если коэффициент предварительной загрузки не больше 0,93. Для выбора трансформаторов произведем расчет для ТП-1, расчеты для остальных ТП идентичны, воспользуемся следующими формулами (5.1) (5.2) (5.3) (5.4):

$$\text{Cosfcp. вЗВ} = \frac{\sum P_{\text{расч.дом.}} * \text{Cosfд} + \sum P_{\text{расч.л.}} * \text{Cosfл}}{\sum P_{\text{расч.тп.}}} = \quad (5.1)$$

$$= \frac{(132,085 + 152,728 + 43,467) * 0,98 + 28,8 * 0,6}{357,08} = 0,95$$

$$S_{\text{расч. ТП}} = \frac{P_{\text{расч}} \sum \text{ТП}}{\text{Cosf}_{\text{ср.взв.}}} = \frac{357,08}{0,95} = 375,87 \text{ кВА} \quad (5.2)$$

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{расчТП}}}{n * S_{\text{НОМ}}} = \frac{375,87}{2 * 400} = 0,44\% \quad (5.3)$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{расчТП}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{375,87}{400} = 0,94 < 1,4\% \quad (5.4)$$

где $S_{\text{расчТП}}$ – Полная расчетная нагрузка ТП

n - Количество трансформаторов

K_z - Коэффициент загрузки трансформатора

Расчеты по выбору трансформаторов будем производить для двух вариантов сети все результаты занесем в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Результаты расчетов и выбор силовых трансформаторов на ТП

Наименование потребителей	№ на генплане	К max	Cosf	Ррасч на шинах ТП, кВт
1	2	3	4	5
1ВАРИАНТ				
ТП-1				
Жилой дом	1	1	0,98	112,195
Лифты	1	0,9	0,6	21,6
Жилой дом	2	1	0,98	151,728
Лифты	2	0,9	0,6	27,8
Жилой дом	3	1	0,98	151,728
Лифты	3	0,9	0,6	27,8
Жилой дом	4	1	0,98	112,195
Лифты	4	0,9	0,6	21,6
Жилой дом	5	1	0,98	131,085
Жилой дом	6	1	0,98	131,085
Жилой дом	7	1	0,98	112,195

Лифты	7	1	0,6	21,6
Срасч=1074,34	Кзагр=0,53	Кпер=0,94	Cosf.ср.взв=0,95	1022,611
Принимаем ТП с кабельными вводами и двумя трансформаторами мощностью по 1000 кВА каждый.				
ТП-2				
Жилой дом	8	1	0,98	131,085
Жилой дом	9	1	0,98	131,085
Жилой дом	10	1	0,98	131,085
Жилой дом	11	1	0,98	151,728
Лифты	11	0,9	0,6	27,8
Жилой дом	12	1	0,98	151,728
Лифты	12	0,9	0,6	27,8
Срасч=759,81 кВА	Кзагр=0,60	Кпер=0,96	Cosf.ср.взв=0,93	752,31
Принимаем ТП с кабельными вводами и двумя трансформаторами мощностью по 630кВА каждый.				

2ВАРИАНТ				
ТП-1				
Жилой дом	1	1	0,98	112,195
Лифты	1	0,9	0,6	21,6
Жилой дом	2	1	0,98	151,728
Лифты	2	0,9	0,6	27,8
Жилой дом	3	1	0,98	151,728
Лифты	3	0,9	0,6	27,8
Жилой дом	4	1	0,98	112,195
Лифты	4	0,9	0,6	21,6
Жилой дом	5	1	0,98	131,085
Жилой дом	6	1	0,98	131,085
Лифты	7	1	0,98	112,195
Жилой дом	7	1	0,6	21,6
Жилой дом	8	1	0,98	131,085
Жилой дом	9	1	0,98	131,085
Жилой дом	10	1	0,98	131,085
Жилой дом	11	1	0,98	151,728
Лифты	11	0,9	0,6	27,8
Жилой дом	12	1	0,98	151,728

Лифты	12	0,9	0,6	27,8
Срасч=1836,15 кВА	Кзагр=0,43	Кпер=0,92	Cosf.ср.взв=0,94	1771,92
Принимаем ТП с кабельными вводами и двумя трансформаторами мощностью по 1600 кВА каждый.				

6 Нахождение координат трансформаторных подстанций для определения ЦЭН распределительного пункта

Рассмотрим два варианта, в первом количество ТП составляет 26 штук, во втором 12 штук ТП. ЦЭН определим по формулам (6.1) (6.2):

$$X_{0(P)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номi} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{номi}}; \quad Y_{0(P)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{номi} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{номi}}; \quad (6.1)(6.2)$$

где $P_{ном}$ – Расчетная мощность объекта

X_i – Координата центра объекта по оси X

Y_i – Координата центра объекта по оси Y

$$X_{0(P)} = \frac{759,81 * 204,9}{759,81} = 204,9 \text{ см} \quad (6.1)$$

$$Y_{0(P)} = \frac{1074 * 92,9}{1074} = 92,9 \text{ см} \quad (6.2)$$

Все расчетные данные по двум вариантам занесем в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Координаты трансформаторных подстанций

№ на генплане	Ррасч, кВт	Xсм	Yсм
1	2	3	4
1ВАРИАНТ			
ТП-1	1074,34	36,7	28,1
ТП-2	759,81	28,4	35,2

1	2	3	4
2ВАРИАНТ			
ТП-1	1836,15	41,32	37,54

7 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Выбираем основным принципом построения распределительной сети для электроприемников II категории района Лазурный сочетание радиально-магистральной линии 10 кВ. Распределительные линии 10 кВ в нормальном режиме работают с размыкание по точке потокоораздела. В результате каждая линия состоит из двух частей, при этом каждая линия питает определенное число ТП. Помимо наиболее принимаемых схем действующие нормативные документы предусматривают возможность и других вариантов. Рекомендуется применение двухсекциооной схемы с устройством АВР на напряжении 0,4 кВ, Выполняющая функцию секционирования для надежности электроснабжения в условиях аварийной ситуации.

7.1 Потокораспределение мощности сети

1Вариант

$$S_{0-1} = S_1 = 1074,34 \text{ кВА}$$

$$S_{1-2} = S_2 = 759,81 \text{ кВА}$$

$$S_{0-2} = S_1 + S_2 = 1834,15 \text{ кВА}$$

7.2 Распределение нагрузки по секциям на распределительном пункте

1Секция + 2Секция

$$S_{0-1} = S_1 = 1074,34 \text{ кВА}$$

$$S_{1-2} = S_2 = 759,81 \text{ кВА}$$

$$S_{0-2} = S_1 + S_2 = 1834,15 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{общ}} = 1834,15 \text{ кВА} / 2 = 917,07 \text{ кВА}$$

Принимаем условие что на каждой трансформаторной подстанции нагрузка по двум секция распределена равномерно соответственно на распределительном пункте нагрузка будет распределена равномерно поэтому $S_{\text{общ}}/2$.

8 Потокораспределение мощности сети 2Вариант

$$S_{0-1} = S_1 = 1834,15 \text{ кВА}$$

8.1 Распределение нагрузки по секциям на ПС 1Секция + 2Секция

$$S_{0-1} = S_1 = 1834,15 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{общ}} = 1834,15 \text{ кВА} / 2 = 917,07 \text{ кВА}$$

9 Выбор кабеля 10 кв

Найдем ток максимальный [22] для каждого участка линий 2-х вариантов, получившиеся результаты запишем в таблицу 9.1 расчет произведем для одного участка далее идентично используя формулы (9.1):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} * n * U_{\text{ном}}} = A \quad (9.1)$$

$$I_{\text{max}_{0-5}} = \frac{S_{\text{max}_{0-2}}}{\sqrt{3} * n * U_{\text{ном}}} = \frac{1834,15}{1,73 * 2 * 10} 53,01 \text{ A} \quad (9.1)$$

Найдем для каждого участка линии ток допустимый в послеаварийном режиме и занесем результаты расчетов в таблицу 9.1 расчет произведем для одного участка линии далее идентично используя формулу (9.2):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{2 * I_{\text{max}}}{K_{\text{п}}} = A \quad (9.2)$$

$K_{\text{п}}$ – Коэффициент учитывающий изменение условий прокладки по отношению к нормальным условиям.

$$K_{\text{п}} = 1,275$$

$$I_{\text{доп}_{0-1}} \geq \frac{2 * 53,01}{1,275} 83,15 \text{ A} \quad (9.2)$$

Найдем для каждого участка линии рекомендуемое сечение и занесем результаты расчета в таблицу 9.1 используя формулу (9.3):

$$F_{\text{кл}} = \frac{I_{\text{мах}}}{J_{\text{эк}}} = \text{мм}^2 \quad (9.3)$$

$$F_{\text{кл}} = \frac{53,01}{1,2} = 44,17 \text{ мм}^2 \quad (9.3)$$

Сечение округляем до ближайшего стандартного 50 мм^2 принимаем кабель марки ААБЛУ 3х50 $I_{\text{доп}} = 83 \text{ А}$, А-Алюминиевая токопроводящая жила, А-Алюминиевая оболочка, Б-Броня из двух стальных лент, Л-В подушке под броней имеется слой из пластмассовых лент, У-Была временно введена изменением №3 ГОСТ 18410-73 для выделения группы кабелей с повышенной температурой нагрева токопроводящей жилы.

где $J_{\text{эк}} = 1,2$ – нормированное значение экономической плотности тока (А/мм^2) выбираем по ПУЭ таблица 1.3.36 с учетом что время использования максимальной нагрузки $T_{\text{мах}} = 6000 \text{ ч}$.

Расчетный ток линии должен быть меньше длительного допустимого тока, в соответствии с условием (9.4).

$$I_{\text{доп } 0-2} \leq I_{\text{доп.кл}} \quad (9.4)$$

$$83,15 \leq 132$$

Проверим выбранные сечения и марку кабеля на потери активной, реактивной мощности на участках линии результаты расчетов занесем в таблицу 9.1 по формулам (9.5)(9.6):

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{S_{\text{IV}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \frac{r_0 l}{n} \cdot 10^{-3}, (\text{кВт}) \quad (9.5)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{S_{\text{IV}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \frac{x_0 l}{n} \cdot 10^{-3}, (\text{кВар}) \quad (9.6)$$

где $\Delta P_{\text{ЛЭП}}$ — активные потери мощности в ЛЭП (кВт);

ΔQ_T – реактивные потери мощности в ЛЭП (кВар);

S_{IV} – расчетная полная мощность четвертого уровня цеха (кВА);

n — количество линий ЛЭП;

L – длина линии (км);

r_0 – удельное активное сопротивление линии (Ом/км);

x_0 – удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км).

Значение потерь напряжения найдем по формуле. При этом, согласно ПУЭ, отклонение напряжения от нормального должно составлять не более $\pm 5\%$ используя формулу [9.7]

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot L(r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \quad (9.7)$$

где ΔU – потери напряжения в линии [%];

$I_{\text{расч}}$ – расчетный ток линии [А];

L – длина линии (км);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети $U_{\text{ном}} = 10000$ (В);

r_0 – удельное активное сопротивление линии (Ом/км);

x_0 – удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км);

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности КТП (о.е);

$\sin \varphi$ – коэффициент реактивной мощности КТП (о.е).

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{1834,15}{10}\right)^2 \frac{0,89 \cdot 0,408}{2} \cdot 10^{-3} = 0,6 \text{ (кВт)} \quad (9.5)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{1834,15}{10}\right)^2 \frac{0,095 \cdot 0,408}{2} \cdot 10^{-3} = 0,65 \text{ (кВар)} \quad (9.6)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 83,15 \cdot 0,946 \cdot (0,89 \cdot 0,98 + 0,095 \cdot 0,2)}{10000} \cdot 100 \% = 1,19 \% \quad (9.7)$$

$$\Delta U < 5 \% \quad 1,19\% < 5\% \quad (9.4)$$

Таблица 9.1 - Расчетные данные ЛЭП

Участок линии	F_p	F_H	L	$I_{p,max}$	$I_{p,доп}$	$I_{доп}$	r_0	x_0	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	n	$\Delta P_{л\acute{e}п}$	$\Delta Q_{л\acute{e}п}$	ΔU
	мм ²	мм ²	км	A	A	A	Ом/ км	Ом/ км	о.е .	о.е .	шт	кВт	кВ ар	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ВАРИАНТ														
0-1	25,83	35	0,04 6	48,6 2	50	50	0,44 3	0,08 6	0,9	0,2	2	0,2	0,2 8	0,8 8
0-2	44,17	50	0,94 6	83,1 5	132	18 5	0,89	0,09	0,9 8	0,4 7	2	0,6	0,6 5	1,1 9
1-2	21,95	35	0,04 7	21,9 5	34,43	35	0,62 5	0,09 5	0,9 8	0,2	2	0,1	0,1 1	0,0 8
												0,9		
2ВАРИАНТ														
0-1	44,17	50	0,94 6	83,1 5	132	18 5	0,91	0,09	0,9 8	0,4 7	2	0,6	0,6 5	1,2 4
												0,6		

10 Расчет токов трехфазного короткого замыкания 10 кв

Точка К1.

Установленный выключатель [8] на шинах ВН ГПП серии ВР1-10-20/630 У2 с номинальным током отключения $I_{ном\ откл} = 20$ кА, тогда сопротивление между источником неограниченной мощности и подстанцией, на которой установлен выключатель, определяем по номинальному току отключения выключателя $I_{откл.в}$, согласно формуле (10.1):

$$S_{с.отк} = \sqrt{3} \cdot I_{откл.в} \cdot U_{ном} \quad (\text{МВА}) \quad (10.1)$$

где $S_{с.отк}$ – полная мощность отключения системы (МВА);

$I_{\text{откл.в}}$ – отключающая способность выключателя (кА);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети (кВ).

Определим сопротивление системы, согласно формуле (10.2):

$$X_C = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}}, (\text{о. е.}) \quad (10.2)$$

где X_C – реактивное сопротивление энергосистемы (о.е.);

S_6 – базисная мощность, ее значение принимается произвольно, в данном расчете $S_6 = 100\text{МВА}$;

$S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания энергосистемы (МВА).

$$S_C = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10 = 346 \text{ (МВА)} \quad (10.1)$$

$$X_C = \frac{100}{346} = 0,29 \text{ (о. е.)} \quad (10.2)$$

Определим базисный ток, согласно формуле (10.3):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}, (\text{кА}) \quad (10.3)$$

где I_6 – базисный ток до точки короткого замыкания (кА);

S_6 – базисная мощность энергосистемы (МВА);

$U_{\text{ср ном}}$ – среднее номинальное напряжение линии (кВ).

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)} \quad (10.3)$$

Ток трехфазного короткого замыкания до точки КЗ – К1 (10.4)

$$I_{\text{кз1}} = \frac{E_C}{X_C} \cdot I_6 \quad (10.4)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток трехфазного короткого замыкания до точки КЗ (А);

I_6 – базовый ток до точки короткого замыкания (кА);

X_C – индуктивное сопротивление энергосистемы (о.е.);

E_C – значение ЭДС энергосистемы $E_C = 1$ (о. е.).

$$I_{\text{кз1}}^{(3)} = \frac{1}{0,29} \cdot 5,5 = 18,97 \text{ (кА)} \quad (10.4)$$

$$I_{\text{кз1}}^{(3)} (18,97 \text{ кА}) < I_{\text{откл}} (20 \text{ кА})$$

Выбранный выключатель ВР1-10-20/630 У2 с номинальным током отключения $I_{\text{ном откл}} = 20 \text{ кА}$ прошел проверку на КЗ.

Для проверки оборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать наибольшее возможное значение тока КЗ.

Определим значение ударного тока по формуле (10.5):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot k_{уд}, \text{ (кА)} \quad (10.5)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток для трехфазного короткого замыкания (кА);

$I_{КЗ}$ – ток трехфазного короткого замыкания (кА).

$k_{уд}$ – ударный коэффициент, поэтому $K_{уд} = f\left(\frac{x}{r}\right) k_{уд} = 1,2$

$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 18,97 \cdot 1,2 = 32,09 \text{ (кА)} \quad (10.5)$$

10.1 Определение сопротивления кл

Найдем активное и реактивное сопротивление [20] линий по формулам (10.1) (10.2):

$$R_{кл} = \frac{r_0 \cdot L \cdot S_{баз}}{U_{ср. ном}^2} = \frac{1,94 \cdot 0,240 \cdot 100}{10,5^2} = 0,42 \text{ (о. е)} \quad (10.1)$$

$$X_{кл} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_{баз}}{U_{ср. ном}^2} = \frac{0,113 \cdot 0,240 \cdot 100}{10,5^2} = 0,02 \text{ (о. е)} \quad (10.2)$$

где $R_{вл}$ – активное сопротивление воздушной линии (о.е.);

$X_{вл}$ – реактивное сопротивление воздушной линии (о.е.);

r_0 – удельное сопротивление линии, $r_{уд} = 1,94$ (Ом/км);

x_0 – удельное сопротивление линии, $x_{уд} = 0,113$ (Ом/км);

l – длина линии (км);

$S_б$ – базисная мощность энергосистемы (МВА);

$U_{ср ном}$ – среднее номинальное напряжение линии.

Точка КЗ-2

Определим результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания К2 по формуле (10.3):

$$X_{\Sigma К2} = X_C + X_{кл}, \text{ (о. е.)} \quad (10.3)$$

где $X_{\Sigma К2}$ – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого КЗ – К2 (о.е.);

X_C – реактивное сопротивление энергосистемы (о.е.);

$X_{л}$ – реактивное сопротивление линии (о.е.).

$$X_{\Sigma К2} = 0,29 + 0,02 = 0,31 \text{ (о. е)} \quad (10.3)$$

Определим ток КЗ в точке К2 по формуле (10.4):

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{I_6}{\sqrt{R_{\Sigma к2}^2 + X_{\Sigma к2}^2}}, \text{ (кА)} \quad (10.4)$$

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{5,5}{\sqrt{0,42^2 + 0,31^2}} = 10,57 \text{ (кА)} \quad (10.4)$$

Определим ударный ток, но прежде определим значения постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ и коэффициент ударного тока, в соответствии с формулами (10.5) (10.6):

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} \quad k_{уд} = 1,1 \quad (10.5)$$

где T_a – постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ (о.е);
 $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$T_a = \frac{0,31}{0,42} = 0,73 \quad (10.5)$$

$$i_{удк2} = 1,1 * \sqrt{2} * 10,57 = 16,39 \text{ (кА)} \quad (10.6)$$

Таблица 10.1 – Расчетные данные КЛ

Участок линии	Срас кВА	Рдоб МОм	Ркл МОм	Хкл МОм	Та	Ikз кА	Iуд кА	Куд
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1ВАРИАНТ								
0-1	759,811	20	0,09	0,9	3,44	17,18	26,64	1,1
0-2	1834,15	20	0,095	0,47	0,5	12,36	7,97	1,1
1-2	1074,34	20	0,086	0,2	7,5	18,33	28,42	1,1

2ВАРИАНТ								
0-1	1834	20	0,91	0,09	0,13	12,36	7,97	1,1

11 Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости токам короткого замыкания

При приближенных расчетах минимальное сечение проводника отвечающее требованиям его термической стойкости при КЗ, т.е. такое сечение, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно-допустимой температуры определяем по формуле (11.1):

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C} \quad (11.1)$$

где W_k – импульс квадратичного тока КЗ, пропорциональный количеству тепла, выделяемого током КЗ в проводнике, $кА^2 * с$

C – функция, значение которой зависят от вида проводника и номинального напряжения $\frac{A * C^{1/2}}{мм^2}$

Проводник будет термически стойким если выполняется условие (11.2):

$$F \geq F_{\min} \quad (11.2)$$

Расчитаем импульс квадратичного тока согласно формуле (11.3):

$$W_k = I_{кз}^2 * (t_{отк} + T_{a.c}) \quad (11.3)$$

где $T_{a.c}$ – постоянная времени, равная 0,01 с $t_{отк} = 0,09$ с

Проверку кабеля по термической стойкости произведем только на $U = 10$ кВ, для двух вариантов, все данные расчетов занесем в таблицу 11.1

Таблица 11.1 – Расчетные данные на термическую стойкость

Участок линии	$I_{кз}, кА$	$W_k, кА^2 * с$	$C \frac{A * C^{1/2}}{мм^2}$	$F_{\min}, мм^2$	$F, мм^2$
1	2	3	4	5	6
1ВАРИАНТ					
0-1	17,18	29,51	100	54	70
1-2	7,97	12,46	100	25	50
0-2	18,33	33,59	100	57	70

2ВАРИАНТ					
0-2	18,33	33,59	100	57	70

12 Выбор оборудования на напряжении 10 кв

При выборе оборудования [14] должны выполняться следующие условия (12.1)(12.2)(12.3)(12.4)(12.5)(12.6)(12.7)(12.8)(12.9):

$$U_H \geq U_{H,уст} \text{ кВ} \quad (12.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{расч.мах} \text{ А} \quad (12.2)$$

$$i_{нс} \geq i_{уд} \text{ кА} \quad (12.3)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{откл.расч} \text{ кА} \quad (12.4)$$

$$I_{нс*t}^2 \geq I_{кр*tпр}^2 \text{ кА} \quad (12.5)$$

$$S_{откл} \geq S_K \text{ кА}^2 * с \quad (12.6)$$

$$I_{кз}^2 * t_{пр} = \text{кА}^2 * С \quad (12.7)$$

$$I_{нс}^2 * t = \text{кА}^2 * С \quad (12.8)$$

$$S_K = 1,73 * U_H * I_{откл. расч} = \text{МВА} \quad (12.9)$$

$$S_{откл} \geq S_K \quad (12.10)$$

Для защиты трансформаторов 1000 кВа в яч. КСО и ВН-16 принимаем высоковольтные вставки ПТ 1,3-100-31,5, для 630 кВа ПТ 1,3-80-31,5,

12.1 Выбор выключателей на ПС-96 Полярная КСО-286-10-400-УХЛЗ

КСО серии КСО-286 предназначены [15] для работы в электрических установках трехфазного переменного тока частоты 50 Гц, номинального напряжения 6 и 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью и изготавливаемые для нужд народного хозяйства. КСО применяются в закрытых распределительных устройствах общепромышленного назначения в электроустановках с частыми коммутационными операциями при наличии шкафов с вакуумными выключателями. Вид климатического исполнения КСО – УХЛЗ.

где $I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя

$I_{нс}$ – номинальный ток электродинамической стойкости

$I_{нс}$ – ток термической стойкости

УХЛ-объединение умеренного и холодного макроклиматических районов

3 - Эксплуатация в крытых помещениях

Технические данные: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 400 \text{ А}$, $I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$, $i_{нс} = 51$

Ка , $I_{нс} = 20 \text{ кА}$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ} \quad (12.1)$$

$$400 \text{ A} \geq 234,8 \text{ A} \quad (12.2)$$

$$51 \text{ кА} \geq 21,86 \text{ кА} \quad (12.3)$$

$$20 \text{ кА} \geq 14,10 \text{ кА} \quad (12.4)$$

$$I_{кз}^2 * t_{пр} = 14,10^2 * 2 = 397,62 \text{ кА}^2 * \text{С} \quad (12.5)$$

$$I_{нс}^2 * t = 20^2 * 5 = 2000 \text{ кА}^2 * \text{С} \quad (12.6)$$

$$2000 \text{ кА}^2 * \text{С} \geq 397,62 \text{ кА}^2 * \text{С} \quad (12.7)$$

$$S_k = 1,73 * 10 * 14,10 = 243,9 \text{ МВА} \quad (12.8)$$

$$S_{откл} = 350 \text{ МВА} \quad (12.9)$$

$$350 \text{ МВА} \geq 243,9 \text{ МВА} \quad (12.10)$$

Все данные по выбору занесем в таблицу 12.1

Таблица 12.1 – Данные по выбору выключателей 10кВ

№ ввода	I_p доп	$I_{кз}$	$I_{удар}$	$I_{кз}^2 * t_{пр}$	$I_{нс}^2 * t$	S_k	$S_{откл}$	$I_{ном}$ А	Колич
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС-96/1	234,8	14,10	21,86	397,6	2000	243,9	350	400	1
ПС-96/2	234,8	14,10	21,86	397,6	2000	243,9	350	400	1

12.2 Выбор выключателей 10 кВ на ТП ВН-16УЗ (0-24)

Технические [15] данные: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 400 \text{ А}$, $I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$, $i_{нс} = 64 \text{ Ка}$, $I_{нс} = 25 \text{ кА}$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ} \quad (12.1)$$

$$400 \text{ А} \geq 26,1 \text{ А} \quad (12.2)$$

$$64 \text{ кА} \geq 26,64 \text{ кА} \quad (12.3)$$

$$25 \text{ кА} \geq 17,18 \text{ кА} \quad (12.4)$$

$$I_{кз}^2 * t_{пр} = 17,18^2 * 2 = 590 \text{ кА}^2 * \text{С} \quad (12.5)$$

$$I_{нс}^2 * t = 25^2 * 5 = 3125 \text{ кА}^2 * \text{С} \quad (12.6)$$

$$3125 \text{ кА}^2 * \text{С} \geq 590 \text{ кА}^2 * \text{С} \quad (12.7)$$

$$S_{\text{к}} = 1,73 * 10 * 17,18 = 297,2 \text{ МВА} \quad (12.8)$$

$$S_{\text{откл}} = 450 \text{ МВА} \quad (12.9)$$

$$450 \text{ МВА} \geq 297,2 \text{ МВА} \quad (12.10)$$

Все данные по выбору произведем в двух вариантах и занесем в таблицу 12.3

Таблица 12.2 – Данные по выбору выключателей 10 кВ

№ ввода	Ip доп	Iкз	Iудар	$I_{\text{кз}}^2 * t_{\text{пр}}$	$I_{\text{нс}}^2 * t$	Sк МВА	Sоткл	Iном А	Колич
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1ВАРИАНТ									
1-2	75,4	7,97	12,36	127	3125	137,8	450	400	2
2-1	50,6	5,85	9,07	68,4	3125	101,2	450	400	2
1-0	74,6	6,17	9,56	76,2	3125	107	450	400	2
2ВАРИАНТ									
1-0	75,4	7,97	12,36	127	3125	137,8	450	400	2

13 Техничко - экономическое сравнение вариантов сети

Для технико-экономического сравнения [19] вариантов необходимо рассчитать капитальные затраты на сооружение цеховой электрической сети и затраты на ее эксплуатацию.

Экономическим критерием эффективности варианта является минимум приведенных затрат по формуле (13.1):

$$Z = E_{\text{н}} * K + И \quad (13.1)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, для электроэнергетической отрасли равен 0,15

K – единовременные капитальные вложения, (тыс. руб)

$И$ – ежегодные издержки производства, (тыс. руб./год).

Эксплуатационные издержки определяются по формуле (13.2):

$$И = И_{\text{А}} + И_{\text{Э}} \quad (13.2)$$

где $И_{\text{А}}$ – амортизационные отчисления, (тыс. руб./год)

$И_{\text{Э}}$ – стоимость потерь электроэнергии, (тыс. руб./год).

Ущерб от перерывов электроснабжения не учитывается, так как неизвестна зависимость ущерба от качества электроэнергии.

Амортизационные отчисления определяется по формуле (13.3):

$$I_A = p_A * K \quad (13.3)$$

где p_A – норма амортизации, определяется с учетом времени полезного использования по формуле (13.4):

$$p_A = \frac{1}{T_{\text{пи}}} \quad (13.4)$$

Стоимость потерь электроэнергии по формуле (13.5):

$$I_{\text{э}} = \beta * \Delta A \quad (13.5)$$

где ΔA – годовые потери активной энергии

β – тариф за каждый киловатт потребленной электроэнергии, учтенный счетчиком, (руб./кВт). По одноставочному тарифу расчета стоимости электроэнергии для промышленных предприятий тариф за каждый кВт потребленной электроэнергии составляет 1,99 руб/кВт*ч.

Годовые потери активной энергии по формуле (13.6):

$$\Delta A = \Delta P * \tau_{\text{max}} \quad (13.6)$$

где ΔP – суммарные потери активной энергии в линиях, (кВт)

τ_{max} – время использования максимума потерь по формуле (13.7):

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 * T_{\text{год}} \quad (13.7)$$

где T_{max} – число часов использования максимума активной нагрузки.

Капитальные затраты на сооружение первого и второго вариантов складываются из затрат на:

- Трансформаторные подстанции;
- Кабели, питающие ТП;
- Ячейки , ПС-96

Расчет стоимости капитальных вложений для 1 и 2 вариантов представлен в таблице 13.1

Таблица 13.1 – Капитальные вложения для 1 и 2 вариантов

Наименование	Кол-во (м/шт)	Цена за ед	Стоимость (руб)	Наименование	Кол-во	Цена за ед	Стоимость

		(руб)		е	(м/шт)	(руб)	ь (руб)
1	2	3	4	5	6	7	8
ВАРИАНТ 1				ВАРИАНТ 2			
Трансформаторные подстанции				Трансформаторные подстанции			
КТП-1000	1	239456	239456	КТП-1600	1	356432	356432
КТП-630	7	138672	138672				
ИТОГО трансформаторы	378128	ИТОГО трансформаторы	356432				
Ячейки			Ячейки				
КСО-285-10-400			2	92368			
			3060000				
ИТОГО ячейки	184736	ИТОГО ячейки	184736	КСО-285-10-400	2	92368	184736
				ИТОГО ячейки			
				184736			

Окончание таблицы 13.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Кабель				Кабель			
ААБЛУ 3х35	94 м	558,61	5250934	ААБЛУ 3х50	1946 м	728,18	1417038,28
ААБЛУ 3х50	1892 м	728,18	1377716,56				
ИТОГО кабель			1430225,9	ИТОГО кабель			1417038,28
ИТОГО ВАРИАНТ 1			1993089	ИТОГО ВАРИАНТ 2			1773470,28

При неизвестном графике нагрузки среднее число часов использования максимума нагрузки $T_{\max} = 3500$ (ч). Следовательно, время максимальных потерь по формуле (13.7):

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{3500}{10000}\right)^2 * 8760 = 1968 \text{ (ч/год)} \quad (13.7)$$

Годовые потери активной энергии по формуле (13.6):

$$\Delta A_{\text{вар.1}} = 116,3 * 1968 = 228878,4 \text{ (кВт/год)} \quad (13.6)$$

$$\Delta A_{\text{вар.2}} = 113,8 * 1968 = 223958,4 \text{ (кВт/год)} \quad (13.6)$$

$$I_{\text{Э.вар.1}} = 228878,4 * 1,99 = 455468,1 \text{ (руб/год)} \quad (13.5)$$

$$I_{\text{Э.вар.2}} = 223958,4 * 1,99 = 445677,2 \text{ (руб/год)} \quad (13.5)$$

По Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", Здания жилые, входящие в жилищный фонд – относится к 10 группе амортизационной группе со сроком полезного использования свыше 30 лет, тогда по формуле (13.4) (13.3):

$$p_A = \frac{1}{30} = 0,1 \quad (13.4)$$

$$I_{A.\text{вар.1}} = 0,03 * 16202964,9 = 486088,9 \text{ (руб/год)} \quad (13.3)$$

$$I_{A.\text{вар.2}} = 0,03 * 12670841,74 = 380125,3 \text{ (руб/год)} \quad (13.3)$$

Результирующие издержки по формуле (13.2):

$$I_{\text{вар.1}} = 455468,1 + 1620296,5 = 2075764,6 \text{ (руб/год)} \quad (13.2)$$

$$I_{\text{вар.2}} = 445677,2 + 1267084,2 = 1712761,4 \text{ (руб/год)} \quad (13.2)$$

Приведенные затраты по формуле (13.1):

$$Z_{\text{вар.1}} = 0,15 * 486088,9 + 2075764,6 = 2561853,5 \text{ (руб/год)} \quad (13.1)$$

$$Z_{\text{вар.2}} = 0,15 * 380125,3 + 1712761,4 = 2092886,7 \text{ (руб/год)} \quad (13.1)$$

Расхождение по затратам по формуле (13.8):

$$z = \frac{z_{\text{вар.1}} - z_{\text{вар.2}}}{z_{\text{вар.1}}} * 100\% = \frac{2561853,5 - 2092886,7}{2561853,5} * 100\% = 18,3 \%(13.8)$$

Расхождение между затратами составляет более 5%, следовательно, варианты неравнозначны, выбираем менее затратный вариант сети.

14 Оценка качества напряжения в сети и решение задач регулирования напряжения

Согласно вся сеть должна быть проверена на допустимое отклонение напряжения с учетом режима напряжения. В случае если отклонение напряжения больше соответствующего предела, необходимо предусматривать в сетях соответствующие технические мероприятия по регулированию напряжения. Качество напряжения зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети, трансформаторах, кабельных линиях. Отклонения напряжения согласно ГОСТУ допускаются в пределах:

- На зажимах приборов электрического освещения (-2,5+5) % $U_{\text{ном}}$
- На зажимах двигателей (-5+10) % $U_{\text{ном}}$
- На зажимах остальных электроприемников от (-5+5) % $U_{\text{ном}}$

Отклонение напряжения на каждом участке определяем по формуле (14.1):

$$V = \frac{(U_{\text{ип}} - \Delta U_{\text{участка}}) - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} * 100 \quad (14.1)$$

Отклонения напряжения будем рассчитывать в максимальном и минимальном режиме для самого мощного и самого удаленного электроприемника.

Для расчета рассмотрим самую удаленную от источника питания КТП и самый удаленный потребитель.

КТП-2

2x630 кВА

Жилой дом №8,9,10,11,12

Составим расчетную схему в максимальном режиме. Для максимального режима принимаем напряжение на ПС 1,05 от номинального. Принимаем $U_0 = 10500 \text{ В}$

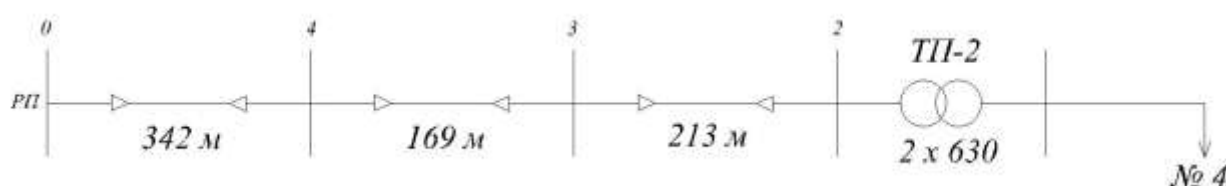


Рисунок 14.1 – Схема замещения для самого удаленного объекта

Максимальный режим:

$$U_{\text{ип}} = 1,05 * U_{\text{ном}} = 1,05 * 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_0 = 10,5 \text{ кВ}$$

$$\text{Cosf} = 0,98 \quad \text{Sinf} = 0,2$$

0-1: $L = 0,946 \text{ км}$

$$I_{\text{max}} = 83,15 \text{ А}$$

$$\text{Cosf} = 0,98 \quad \text{Sinf} = 0,2 \quad r_0 = 0,625 \quad x_0 = 0,09$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} * 83,15 * 0,946 * (0,98 * 0,625 + 0,2 * 0,09) = 83 \text{ В}$$

$$U_1 = 10500 - 83 = 10417 \text{ В}$$

1-2: $L = 0,047 \text{ км}$

$$\text{Cosf} = 0,98 \quad \text{Sinf} = 0,2 \quad r_0 = 0,443 \quad x_0 = 0,086$$

$$I_{\text{max}} = 21,95 \text{ А}$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} * 21,95 * 0,047 * (0,98 * 0,443 + 0,2 * 0,086) = 1,45 \text{ В}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2} = 10417 - 1,45 = 10415,55 \text{ В}$$

Потери в трансформаторе: произведем по формуле (14.2)

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2), \quad (14.2)$$

где β_T - отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы

U_a , U_p - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, найдем по формулам (14.3) (14.4):

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{нТ}}} \cdot 100, \quad U_p \% = \sqrt{(U_{\text{к}} \%)^2 - (U_a \%)^2} \quad (14.3) \quad (14.4)$$

Коэффициент загрузки трансформатора определим по формуле (14.5):

$$\beta = \frac{S_{\text{расч}}}{2 * S_{\text{ном}}} = \frac{759,81}{2 * 630} = 0,6 \quad (14.5)$$

Найдем активное напряжение по формуле (14.3):

$$U_a = \frac{7,4}{630} * 100\% = 1,17\% \quad (14.3)$$

Найдем реактивное напряжение по формулам (14.4)(14.2)(14.6)(14.7):

$$U_p = \sqrt{U_{кз}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,17^2} = 5,37\% \quad (14.4)$$

$$\Delta U_T = 0,6 * (1,17 * 0,98 + 5,37 * 0,2) = 1,32\% \quad (14.2)$$

$$\Delta U_{Tp} = \frac{\Delta U_T\%}{100} * 10000 = \frac{1,32}{100} * 10000 = 132 \text{ В} \quad (14.6)$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{Tp} = 10475,9 - 132 = 10343,9 \text{ В} \quad (14.7)$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} * 100\% = \frac{10417 - 10000}{10000} * 100\% = 4,17\% \quad (14.1)$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} * 100\% = \frac{10343,9 - 10000}{10000} * 100\% = 3,43\% \quad (14.1)$$

Минимальный режим:

$$\mathbf{0-1:} L = 0,946 \text{ км}$$

$$U_{ИП} = U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\max} = 83,15 \text{ А}$$

$$I_{\min} = 83,15 * 0,6 = 49,89 \text{ А}$$

$$\text{Cosf} = 0,98 \quad \text{Sinf} = 0,2 \quad r_0 = 0,625 \quad x_0 = 0,09$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} * 49,89 * 0,946 * (0,98 * 0,625 + 0,2 * 0,09) = 46,8 \text{ В}$$

$$U_1 = 10000 - 46,8 = 9953,2 \text{ В}$$

$$\mathbf{1-2:} L = 0,047 \text{ км}$$

$$I_{\max} = 21,95 \text{ А}$$

$$I_{\min} = 21,95 * 0,6 = 13,17 \text{ А}$$

$$\text{Cosf} = 0,98 \quad \text{Sinf} = 0,2 \quad r_0 = 0,443 \quad x_0 = 0,086$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} * 13,17 * 0,047 * (0,98 * 0,443 + 0,2 * 0,086) = 0,68 \text{ В}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2} = 9953,2 - 0,68 = 9952,52 \text{ В}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2), \quad (14.2)$$

где β_T - отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы

U_a , U_p - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, найдем по формулам (14.3)(14.4):

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нТ}} \cdot 100, \quad U_p \% = \sqrt{(U_{к\%})^2 - (U_a \%)^2} \quad (14.3)(14.4)$$

Коэффициент загрузки трансформатора определим по формуле:

$$\beta = \frac{S_{расч}}{2 * S_{ном}} = \frac{759,81}{2 * 630} = 0,6 \quad (14.5)$$

Найдем активное напряжение по формуле (14.3):

$$U_a = \frac{7,4}{630} * 100\% = 1,17 \% \quad (14.3)$$

Найдем реактивное напряжение по формулам (14.4)(14.2)(14.6)(14.7):

$$U_p = \sqrt{U_{кз}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,17^2} = 5,37 \% \quad (14.4)$$

$$\Delta U_T = 0,6 * (1,17 * 0,98 + 5,37 * 0,2) = 1,32 \% \quad (14.2)$$

$$\Delta U_{тр} = \frac{\Delta U_T \%}{100} * 10000 = \frac{1,32}{100} * 10000 = 132 \text{ В} \quad (14.6)$$

$$U_2 = U_2 - \Delta U_{тр} = 9952,52 - 132 = 9820,52 \text{ В} \quad (14.7)$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{ном}}{U_{ном}} * 100\% = \frac{9953,2 - 10000}{10000} * 100\% = -0,1 \% \quad (14.1)$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{ном}}{U_{ном}} * 100\% = \frac{9820 - 10000}{10000} * 100\% = -0,12 \% \quad (14.1)$$

15 Расчет сети наружного освещения

При проектировании освещения дорог [24] используются типовые решения.

Расчет ведем для светильников типа ДКУ-150Вт 13500 Лм 5000К, которые установлены на опорах в ряд освещаемого проезда. Схема расположения светильников – односторонняя. Ширина дороги – 10 м.

Нормативная минимальная освещенность $E_n = 2$ лк, в зависимости от интенсивности движения транспорта от 10 до 50 ед./ч для основных дорог. Светораспределение светильника – широкое, КСС - «Ш». Коэффициент запаса светильников с лампами $K_3=1,5$

Для светильников ДКУ мощностью 100 Вт световой поток равен 13500 лм, КСС светильника - «Ш», тогда определяем наименьшую высоту установки светильника 9,5 м.

Для определения относительной освещенности предварительно необходимо определить коэффициент ρ^3 , для этого рассчитывается отношение $\frac{x}{h} = \frac{5}{9,5} = 0,53$ и по таблице определяется ρ^3 . Полученный результат отличается от приведенных величин в таблице, поэтому его необходимо интерполировать: $\rho^3 = 2,205$.

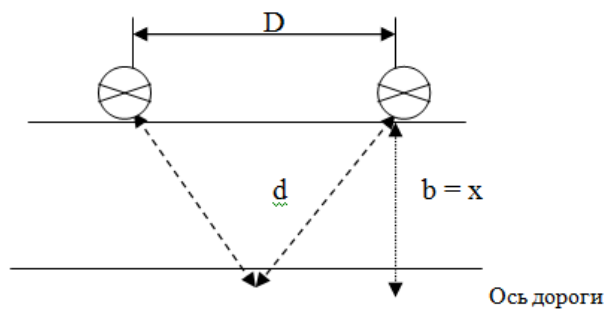
Сумма относительных освещенностей по формуле (15.2):

$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_3 \cdot h^2 \cdot \rho^3}{\Phi_\Lambda} = \frac{1000 \cdot 2 \cdot 1,5 \cdot 9,5^2 \cdot 2,205}{13500} = 47,76 \text{ лк} \quad (15.2)$$

Учитывая, что минимальная освещенность в точке А, рисунок 15.1 создается одновременно двумя ближайшими светильниками, получаем по формулам (15.3)(15.4):

$$\sum \varepsilon = 2 \cdot \varepsilon \quad (15.3)$$

$$\varepsilon = \frac{\sum \varepsilon}{2} = 23,88 \text{ лк.} \quad (15.4)$$



$$A \quad a = y = D/2$$

Рисунок 15.1 - Расположение точки минимальной освещенности А относительно расположения светильников на освещаемой поверхности

По графикам условных изолюкс по величинам ε и $\xi = 0,483$ определяем $\eta = 1,8$. И по полученному расчетному значению по формуле (15.5):

$$\eta = \frac{y}{h} \tag{15.5}$$

определяем стандартное значение η , (в верхней строке соответствующей графы) $\eta = 2,31$.

Так как $\eta = \frac{y}{h}$, отсюда $y = 2,31 \cdot 9,5 = 21,945$ м, тогда шаг светильника:

$$D = 2 \cdot y = 2 \cdot 21,945 = 43,89 \text{ м}$$

Округляя до ближайшего целого, получаем $D = 44$ м.

Протяженность дорог $L = 404$ км.

Количество светильников: $N = L/D = 404/44 = 9,18 \approx 9$ шт.

Активная мощность нагрузки наружного освещения определяется по формуле (15.6):

$$P = P_{\text{д}} \cdot N \cdot K_{\text{пра}} \tag{15.6}$$

$$P = 0,15 \cdot 9 \cdot 1,1 = 1,485 \text{ кВт}$$

$$Q = 1,485 \cdot 1,73 = 2,57 \text{ кВар.}$$

Для второстепенных дорог и проездов – расчет аналогичен.

Сечение проводников осветительной сети должно обеспечивать:

- достаточную механическую прочность;
- прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур;
- необходимые уровни напряжения у источников света;

- срабатывания защитных аппаратов при коротких замыканиях в сети.

Необходимое минимального сечение проводника кабельной линии рассчитывается по формуле (15.7):

$$F_{\min} = \frac{\sum M + \sum \alpha m}{K_C \Delta U_{\text{РАСП}}}, \quad (15.7)$$

где $\sum M$ – сумма моментов данного и всех последующих по направлению энергии участков с тем же числом проводов в линии, как и на данном участке;

$\sum \alpha m$ – сумма моментов всех ответвлений, питаемых данным участком и имеющих иное число проводов в линии, чем на этом участке;

α – коэффициент приведения моментов, зависящий от числа проводов (светильников) на ответвлении от основного участка.

K_C – коэффициент, зависящий от схемы питания и материала проводника.

$\Delta U_{\text{РАСП}}$ – величина располагаемых потерь напряжения сети, зависящая от мощности трансформатора на ТП, коэффициента его загрузки и $\cos\phi$ нагрузки.

-если мощность ламп и расстояние между светильниками одинаковы, тогда момент нагрузки рассчитывается по формуле (15.8):

$$M = n P (l_0 + l_1 / 2) \quad (15.8)$$

где m – момент нагрузки для трехпроводной сети с одним или двумя светильниками, рассчитывается по формуле (15.9).

$$m = P_1 l_1 \cdot 2 + P_2 l_2 \quad (15.9)$$

где $P_1; l_1; n_1$ – мощность лампы, длина кабельной линии до светильника и количество светильников.

- мощность светильников уличного освещения рассчитывается по формуле (15.10).

$$P_{\text{СВ}} = P_{\text{Л}} K_{\text{ПРА}} \quad (15.10)$$

где $K_{\text{ПРА}}$ – потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре светильника, для светильников с лампой типа LED $K_{\text{ПРА}} = 1,1$.

Расчёт сети наружного освещения ведётся по наиболее загруженной ветви, отходящей от ТП.

Рассчитываем момент нагрузки самого удлиненного участка сети ТП-1 М(ТП-1), так как мощность ламп в светильниках принята одинаковая - $P_{\text{л}} = 150 \text{ Вт}$, и расстояние между светильниками одинаковое, то расчет произведем по формуле (15.8)(15.9):

$$P = 150 * 1,1 = 0,165 \text{ Вт} \quad (15.8)$$

Определяем момент на участке 0-1 по формуле:

$$\text{ТП-1 } M_{0-1} = P * L * n = 0,165 * 18,7 * 26 = 80,23 \text{ кВт*м}$$

где : P – Расчетная мощность лампы, кВт

L – расстояние до лампы, м

n – количество ламп, шт

Момент на участке ТП-1 М-ТП-0 определяется по формуле (15.9)

$$M_{0-1} = 8 * 0,165 * \left(\frac{18,7 + 43,9}{2} \right) = 41,3 \text{ кВт * м} \quad (15.9)$$

$$M_{2-7} = 7 * 0,165 * \left(\frac{18,7 + 43,9}{2} \right) = 36,15 \text{ кВт * м} \quad (15.9)$$

$$M_{3-13} = 7 * 0,165 * \left(\frac{18,7 + 43,9}{2} \right) = 36,15 \text{ кВт * м} \quad (15.9)$$

$$M_{0-4} = 4 * 0,165 * \left(\frac{18,7 + 43,9}{2} \right) = 20,65 \text{ кВт * м} \quad (15.9)$$

$$M_{\text{прив}} = M_{0-1} + M_{2-7} + M_{3-13} + M_{0-4} = 41,3 + 36,15 + 36,15 + 20,65 = 134,25 \text{ кВт*м}$$

$$F_{\text{мин}} = 134,25 / 44 * 1 * 100 = 53,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля АВВГ 4х70 мм²

Определяем фактические потери напряжения на участке 0-1 по формуле (15.10):

$$\Delta U_{\text{ф}0-1} = \frac{M_{0-1}}{C * F_{0-1}} = \frac{80,23}{44 * 70} = 0,5 \% \quad (15.10)$$

Найдем потери напряжения на участке 0-8 по формуле (15.11):

$$\Delta U_{\text{р}0-1} = \Delta U - \Delta U_{\text{ф}0-1} = 5 - 0,5 = 4,50 \% \quad (15.11)$$

Сечение на участке ТП-0, 0-8, 2-7, 3-17, 0-4 по формуле (15.12):

$$F_{\text{ТП-0}} = \frac{M_{\text{ТП-0}}}{C * \Delta U_{0-1}} \frac{80,23}{44 * 4,5} * 100 = 40,5 \text{ мм}^2 \quad (15.12)$$

$$F_{0-8} = \frac{M_{0-8}}{C * \Delta U_{0-1}} \frac{41,3}{44 * 4,5} * 100 = 20,8 \text{ мм}^2 \quad (15.12)$$

$$F_{2-7} = \frac{M_{2-7}}{C * \Delta U_{0-1}} \frac{36,15}{44 * 4,5} * 100 = 18,25 \text{ мм}^2 \quad (15.12)$$

$$F_{3-17} = \frac{M_{3-17}}{C * \Delta U_{0-1}} \frac{36,15}{44 * 4,5} * 100 = 18,25 \text{ мм}^2 \quad (15.12)$$

$$F_{0-4} = \frac{M_{0-4}}{C * \Delta U_{0-1}} \frac{20,65}{44 * 4,5} * 100 = 10,4 \text{ мм}^2 \quad (15.12)$$

Сеть уличного освещения выполняем воздушной линией, марка провода СИП2 3x50+1x50, 3x16+1x25, 3x25+1x35 мм²

$$\Delta U_{\Phi_{\text{ТП-0}}} = \frac{M_{\text{ТП-0}}}{C * F_{\text{ТП-0}}} = \frac{80,23}{44 * 50} * 100 = 3,64 \% \quad (15.10)$$

$$\Delta U_{\Phi_{0-8}} = \frac{M_{0-8}}{C * F_{0-8}} = \frac{18,25}{44 * 25} * 100 = 1,6 \% \quad (15.10)$$

$$\Delta U_{\Phi_{2-7}} = \frac{M_{2-7}}{C * F_{2-7}} = \frac{18,25}{44 * 25} * 100 = 1,6 \% \quad (15.10)$$

$$\Delta U_{\Phi_{0-4}} = \frac{M_{0-4}}{C * F_{0-4}} = \frac{10,4}{44 * 16} * 100 = 1,47 \% \quad (15.10)$$

$$\Delta U_{\Phi_{\text{ТП-0}}} + \Delta U_{\Phi_{0-8}} < \Delta U$$

$$0,03\% + 3,64\% < 5\% \quad 0,03\% + 1,6\% < 5\% \quad 0,03\% + 1,6\% < 5\%$$

Проверим выбранные сечения проводников на нагрев током по формуле (15.11):

$$I_{\text{рпн-0}} = \frac{P_{\text{р.о.}}}{1,73 * U_{\text{л}} * \cos f} = \frac{3,64}{1,73 * 0,38 * 0,9} = 6,16 \text{ А} \quad (15.11)$$

$$I_{\text{р0-8}} = \frac{P_{\text{р.о.}}}{1,73 * U_{\text{л}} * \cos f} = \frac{1,6}{1,73 * 0,38 * 0,9} = 2,71 \text{ А} \quad (15.11)$$

$$I_{p2-7} = \frac{P_{p.o.}}{1,73 * U_{л} * \cos f} = \frac{1,6}{1,73 * 0,38 * 0,9} = 2,71 \text{ A} \quad (15.11)$$

$$I_{p0-4} = \frac{P_{p.o.}}{1,73 * U_{л} * \cos f} = \frac{1,47}{1,73 * 0,38 * 0,9} = 2,49 \text{ A} \quad (15.11)$$

АВВГ 4x70 $I_{доп}=170\text{A}>8,12\text{A}$

СИП2 3x50+1x50 $I_{доп}=140\text{A}>4,75\text{A}$

СИП2 3x16+1x25 $I_{доп}=70\text{A}>0,83\text{A}$

СИП2 3x25+1x35 $I_{доп}=95\text{A}>2,51\text{A}$

Рассчитываем момент нагрузки самого загруженного участка сети ТП-2 М(ТП-0), так как мощность ламп в светильниках принята одинаковая - $P_{л} = 150 \text{ Вт}$, и расстояние между светильниками одинаковое, то расчет произведем по формуле (15.8)(15.9):

$$P = 150 * 1,1 = 0,165 \text{ Вт} \quad (15.8)$$

Определяем момент на участке 0-1 по формуле:

$$M_{0-1} = P * L * n = 0,165 * 18,7 * 18 = 55,5 \text{ кВт*м}$$

где : P – Расчетная мощность лампы, кВт

L – расстояние до лампы, м

n – количество ламп, шт

Момент на участке 0-9, 0-1-9, определяется по формуле (15.9)

$$M_{0-9} = 9 * 0,165 * \left(\frac{18,7 + 43,9}{2}\right) = 46,3 \text{ кВт * м} \quad (15.9)$$

$$M_{0-0-1-9} = 9 * 0,165 * \left(\frac{18,7 + 43,9}{2}\right) = 46,3 \text{ кВт * м} \quad (15.9)$$

$$M_{прив} = M_{0-9} + M_{0-1-9} = 46,3 + 46,3 = 92,6 \text{ кВт*м}$$

$$F_{мин} = 92,6 / 44 * 8 * 100 = 21 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля АВВГ 4x35 мм²

Определяем фактические потери напряжения на участке ТП-0 по формуле (15.10):

$$\Delta U_{ф\text{ТП}-0} = \frac{M_{\text{ТП}-0}}{C * F_{\text{ТП}-0}} = \frac{55,5}{44 * 35} = 0,03 \% \quad (15.10)$$

Найдем потери напряжения на участке ТП -0 по формуле (15.11):

$$\Delta U_{ртп-0} = \Delta U - \Delta U_{фтп-0} = 5 - 0,03 = 4,97 \% \quad (15.11)$$

Сечение на участке 0-9, 0-1-9, по формуле (15.12):

$$F_{0-9} = \frac{M_{0-9}}{C * \Delta U_{ртп-0}} \frac{46,3}{44 * 4,97} * 100 = 21,17 \text{ мм}^2 \quad (15.12)$$

$$F_{0-1-9} = \frac{M_{0-1-9}}{C * \Delta U_{ртп-0}} \frac{46,3}{44 * 4,97} * 100 = 21,17 \text{ мм}^2 \quad (15.12)$$

Сеть уличного освещения выполняем воздушной линией, марка провода СИП2 3x25+1x35

$$\Delta U_{\phi_{ртп-0}} = \frac{M_{ртп-0}}{C * F_{ртп-0}} = \frac{21}{44 * 25} * 100 = 1,92 \% \quad (15.10)$$

$$\Delta U_{\phi_{0-9}} = \frac{M_{0-9}}{C * F_{0-9}} = \frac{21,17}{44 * 25} * 100 = 1,92 \% \quad (15.10)$$

$$\Delta U_{\phi_{0-1-9}} = \frac{M_{0-1-9}}{C * F_{0-1-9}} = \frac{21,17}{44 * 25} * 100 = 1,92 \% \quad (15.10)$$

$$\Delta U_{\phi_{0-9}} + \Delta U_{\phi_{0-1-9}} < \Delta U$$

$$0,03\% + 1,92\% < 5\% \quad 0,03\% + 1,92\% < 5\%$$

Проверим выбранные сечения проводников на нагрев током по формуле (15.11):

$$I_{ртп-0} = \frac{P_{р.о.}}{1,73 * U_{л} * \cos \varphi} = \frac{4,97}{1,73 * 0,38 * 0,9} = 8,43 \text{ А} \quad (15.11)$$

$$I_{р0-9} = \frac{P_{р.о.}}{1,73 * U_{л} * \cos \varphi} = \frac{1,92}{1,73 * 0,38 * 0,9} = 3,25 \text{ А} \quad (15.11)$$

$$I_{р0-1-9} = \frac{P_{р.о.}}{1,73 * U_{л} * \cos \varphi} = \frac{1,92}{1,73 * 0,38 * 0,9} = 3,25 \text{ А} \quad (15.11)$$

АВВГ 4x35 $I_{доп}=127\text{А}>8,43\text{А}$

СИП2 3x25+1x35 $I_{доп}=95\text{А}>3,25\text{А}$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте были выполнены все поставленные задачи при проектировании жилого района «Лазурный» города Абакан найдены мощности силовых подстанций, кабельные линии мощность трансформаторов. Выбраны коммуникационные аппараты. Найдены центра силовых нагрузок, выбраны места установки ТП. Рассчитано уличное освещение и выбраны светодиодные светильники. Рассчитываемый район относится ко II группе электроприемников. Данный проект выполнен в полном объёме в соответствии с заданием. Состоит из XIV разделов

В результате разработки электрической части дипломного проекта установлено, что для электроснабжения района «Лазурный» г. Абакан с соответствующим количеством общественных и коммунальных учреждений, необходимо в центре нагрузки района установить ТП которая в свою очередь запитана от двух независимых источников питания ПС-96 Полярная. На ТП 2 секции каждая из которых имеет два независимых источника питания и имеет равномерную распределенную нагрузку. Вся нагрузка равномерно распределяется и на всех ТП-10/0,4, в каждой из которых устанавливается по два трансформатора типа ТМ мощностью от 630 до 1600 кВА каждый.

Произведён расчёт и определены сечения и марки кабелей, проверка по термической стойкости подходящих к ТП-10/0,4. Выполнен расчёт токов короткого замыкания, выбраны и проверены коммутационные и защитные аппараты для питающих и распределительных сетей, произведен расчет наружного освещения.

В целом все поставленные задачи в электрической части дипломного проекта на тему "Электроснабжение района «Лазурный» г. Абакана" выполнены.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системы электроснабжения. Курсовое проектирование: учебн.-метод. пособие / сост. Н. В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т, ХТИ - филиал СФУ. - Электрон. текстовые, граф. дан. - Абакан: ХТИ - филиал СФУ, 2016. - 72 с.
2. Конюхова, Е. А. Электроснабжение: учебник / Е.А. Конюхова. - Электрон. дан. - М.: Издательский дом МЭИ, 2014. - 510 с.
3. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
4. Кудрин, Б. И. Электроснабжение: учебник для использования в образовательном процессе образовательных учреждений, реализующих программы высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (уровень бакалавриата), профиль (направленность) "Электроснабжение" / Б. И. Кудрин, Б. В. Жилин, М. Г. Ошурков. - Ростов-на-Дону Феникс, 2018. - 382 с.
5. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. - М.: АООТ ОТК ЗВНИ ПКИ Тяжпромэлектропроект, 1994 (1-я редакция). - URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/9/9633/> (дата обращения 15.06.2022).
6. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок». - М.: Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский институт Тяжпромэлектропроект, 1993 (2-я редакция). - URL: <https://gostinform.ru/other-dokumenty/posobie-obj48368.html> (дата обращения 15.06.2022).
7. Правила устройства электроустановок. - 7-е издание. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. - 701 с.
8. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. - М.: Издательство МЭИ, 1998. - 131 с. - URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200031256> (дата обращения 15.06.2022).
9. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. - М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1994. - 27 с. - URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200032239> (дата обращения 15.06.2022).
10. Кнорринг, Г. М. Справочник для проектирования электрического освещения. - 6-е изд., перераб. - Ленинград: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1968. - 391 с. - URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200032239> (дата обращения 15.06.2022).
11. Киреева, Э. А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике: (с примерами расчетов) / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. - 3-е изд., стер. - Москва: КноРус, 2016. - 862 с.
12. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. - М.: Энергоаомоиздат, 1987. - 368 с. - URL: <http://www.electrolibrary.info/books/fedorov.htm> (дата обращения 15.06.2022).

13. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. - 214 с. - URL: <https://docplayer.ru/28024670-V-p-shehovcov-raschet-i-proektirovanie-shemzlekqyusnabzheniya.html> (дата обращения 15.06.2022).
14. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение: Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. - URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 15.06.2022).
15. Электродвигатели АИР: сайт / Справочная система. - URL: <http://electronpro.ru/production> (дата обращения 15.06.2022).
16. Светотехническая продукция: сайт / Компания «Навигатор». - URL: www.navigator-light.ru (дата обращения 15.06.2022).
17. ГОСТ 31996-2012. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия. - URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200102744> (дата обращения 15.06.2022).
18. ГОСТ 31946-2012. Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия (с Изменением N 1). - URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200102886> (дата обращения 15.06.2022).
19. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2022 год: Приказ государственного комитета энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия от 29 декабря 2021 года N 10-э. - URL: <http://docs.cntd.ru/document/561698099> (дата обращения 15.06.2022).
20. Пункты распределительные ПР8501 и ПР8804: сайт / Каталог. - URL: <https://darsteel.ru/products/punkty-raspredelitelnye-pr8501/> (дата обращения 15.06.2022).
21. Шинопроводы распределительные ШРА - 4 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.kmp163.ru/catalog/k-4281549-shinoprovody_raspredelitelnyye_shra_4 (дата обращения 15.06.2022).
22. Кабели с пластмассовой изоляцией АВВГ: сайт / Каталог. - URL: <https://elmarkets.ru/catalog/avvg/> (дата обращения 15.06.2022).
23. Автоматические выключатели: сайт / Каталог. - URL: https://grantek-svet.ru/catalog/avtomaticheskij_vyklyuchatel.php (дата обращения 15.06.2022).
24. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2013. – 3ч28 с.
25. Хромченко, Г. Е. Проектирование кабельных сетей и проводок / Г. Е. Хромченко, П.И. Анастасиев, Е.З. Бранзбург, А.В. Коляда. - М.: Энергия, 2010. - 397 с.
26. СТУ 7.5-07-2021. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности [Текст]. - Красноярск: ИПК СФУ, 2021. - 63 с.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Используемые в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 26 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« _____ » _____
(дата)

(подпись)

И.А. Шалимов
(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт - филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Колос

А. В. Колосовский

подпись

инициалы, фамилия

« 30 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код - наименование направления

Электроснабжение IV жилого района «Лазурный»

тема

Руководитель

Е. В. Платонова

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е. В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

И. А. Шалимов

подпись, дата

И. А. Шалимов

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И. А. Кычакова

подпись, дата

И. А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2022