

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, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.С.Торопов

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

Реконструкция электрических сетей 1-го микрорайона г. Абакана

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е.В.Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.Б.Натпит-Оол

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2024

Студенту Натпит-Оол Владиславу Борисовичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭн 20-01(10-1) Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

(код)

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция электрических сетей 1-го микрорайона г. Абакана

Утверждена приказом по институту № 259 от 07.05.2024 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, реконструируемой электрической сети 1-го микрорайона г. Абакана.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

- 1 Характеристика объекта проектирования
- 2 Электрическая нагрузка района
- 3 Расчёт и Анализ загрузки трансформаторов подстанции
- 4 Определение центра электрических нагрузок и местоположение ТП. Нахождение координат объектов
- 5 Выбор силовых трансформаторов
- 6 Выбор кабеля 10 кВ для подключения нового трансформатора к ТП – 947.
- 7 Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания 10 кВ
- 8 Определение сопротивления КЛ
- 9 Проверка сечения жил кабеля по термической стойкости токам КЗ
- 10 Выбор оборудования на напряжения 10 кВ и 0,4 кВ
- 11 Расчёт отклонения напряжения для самого удалённого объекта
 - 11.1 Максимальный режим
 - 11.2 Минимальный режим
 - 11.3 Послеаварийный режим
- 12 Выбор оборудования на напряжении 10 кв
 - 12.1 Выбор выключателей на ПС-96 «Полярная»
 - 12.2 Выбор выключателей 10 кВ на ТП
- 13 Технико–экономический расчёт

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Перечень обязательных листов графической части:

Руководитель ВКР

Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

В.Б. Натпит-Оол

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« » _____ 2024 г.

РЕФЕРАТ

В данной работе рассмотрены элементы расчетов для реконструкции первого микрорайон, улица Ивана Ярыгина города Абакана который находится в северо-западной части города, между улицами Тельмана, Ярыгина, Ленинского Комсомола, Бюграда, Колхозная. В этом районе расположены жилые застройки с переменной этажностью 9-12 этажей, одноэтажные жилые здания, и административные здания в количестве 27 штук. При расчете рассматривались объекты. Схема района была нанесена на карту города и разработана в программе Microsoft Visio.

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 трансформаторной подстанции, также заносились координаты трансформаторной подстанции для нахождения ЦЭН. Проводился выбор схем распределительной сети 10 кВ радиально магистральной в 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 установленным условиям в пункте 10 и все данные занесены в таблицу. Проведено выполнение технико-экономического расчёта. Оценка качества напряжения в сети показала, что отклонения напряжения в сети для самого удаленного объекта немного не вошли в пределы нормы минимального и послеаварийного режима поэтому мы ввели отпайку на ПБВ $\pm 2,5\%$. 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 reconstruction of the first microdistrict, Ivan Yarygin Street in the city of Abakan, which is located in the northwestern part of the city, between Telman, Yarygin, Leninsky Komsomol, Bograd, Kolkhoznaya streets, are considered. In this area there are residential buildings with a variable number of floors of 9-12 floors, single-storey residential buildings, and administrative buildings in the amount of 27 units. The objects were considered during the calculation. The scheme of the area was mapped on the city map and developed in the Microsoft Visio 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 a transformer substation, and coordinates of the transformer substation for finding the CEN were also entered. The selection of schemes of a 10 kV radial trunk distribution network was carried out in its image in the diagram. The brand and cross-section of 10 kV cable lines were selected with a check for thermal stability. Calculations of losses of active, reactive power and voltage losses according to selected network circuits, short-circuit currents were entered into the table. The equipment was selected according to the conditions set out in paragraph 10 and all data is entered in the table. A technical and economic calculation was carried out. An assessment of the quality of the voltage in the network showed that the voltage deviations in the network for the most remote object did not slightly fall within the limits of the minimum and post-emergency mode, so we introduced a desoldering at a PBV of $\pm 2.5\%$. An opinion on this final qualifying work was also drawn up and drawings in A1 format were presented.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Характеристика объекта проектирования.	8
2. Электрическая нагрузка района.....	11
3 Расчёт и анализ нагрузок трансформаторов подстанции.	12
4. Определение центра электрических нагрузок и местоположение ТП. Нахождение координат объектов.	18
5 Выбор силовых трансформаторов.....	24
6 Выбор кабеля 10 кВ для подключения нового трансформатора к ТП-947.	26
7. Расчет токов трехфазного короткого замыкания 10 кВ.	28
8 Определение сопротивления КЛ.....	30
9 Проверка сечений жил кабеля по термической стойкости токам короткого замыкания.....	32
10 Выбор оборудования на напряжении 10 кВ и 0,4 кВ.....	33
11 Расчет отклонений напряжения для самого удалённого объекта.	34
11.1 Максимальный режим.....	34
11.2 Минимальный режим.....	35
11.3 Послеаварийный режим.....	36
12. Техничко-экономический расчет.....	39
Заключение.....	42
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	43

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью выполнения выпускной квалификационной работы является: понимание, усвоение принципов, проектирования, реконструкция электрических сетей электрических систем, а также методами расчётов и анализа установившихся режимов.

Электрическая сеть это - совокупность электрических аппаратов служащие для передачи электроэнергии, от источников питания (электростанции), и распределения электроэнергии между потребителями.

Электрические сети предназначены для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей и качества электроэнергии. Также работа сетей должна соответствовать требованиям наибольшей экономичности, это относиться как к условиям проектирования, так и к условиям эксплуатации.

Реконструкция действующих электрических сетей это – изменение электрических параметров сетей (линий и подстанций), при сохранении (частично или полностью) строительной части объектов, а также возможная установка дополнительных установок и оборудования в этих сетях для увеличения пропускной способности и надёжности электроснабжения потребителей.

Причинами необходимости в реконструкции существующих и действующих сетей, связано с ростом электрических нагрузок после достижения расчётных проектных нагрузок в результате расширения существующих и или появления новых потребителей, присоединённых к этим сетям, а также причиной может быть необходимость в повышении надёжности электроснабжения потребителей.

Виды работ в реконструкции:

- Замена кабелей, на другие, обладающие большей пропускной способностью.
- Установки средств управления: автоматики, систем диспетчерского контроля

- Замена оборудования по причине морального устаревания устройств.
- Усиление тех линий, где воздействие внешних факторов превышает расчётные значения.

При выборе варианта реконструкции сети сформулировать требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии.

При выборе варианта реконструкции сети необходимо сформулировать требования к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии. Эти требования определяют основные принципы построения схем сети, число линий электропередачи, и трансформаторных подстанции, учитывать климатические условия района, по которым определится, выбор кабеля, стоимость сооружения трансформаторных подстанции, длина кабеля, способ прокладки.

Объектом исследования является электрическая сеть 1-го микрорайона города Абакан.

Предметом исследования является элементы данной электрической сети.

Цель: спроектировать реконструкцию электрической сети.

Задачи:

- Разработка реконструкции действующей районной электрической сети.
- Расчёт и анализ нагрузок.
- Определить количество и номинальную мощность трансформаторов.
- Выбор кабельных линий.
- Произвести расчёт экономической части.

1 Характеристика объекта проектирования.

Реконструкция электрических сетей проводится в северо-западной части города Абакана. Участок представляет собой территорию многоэтажной жилой застройки, а также индивидуальной жилой застройки с ситуацией средней сложности, с развитой сетью подземных и надземных коммуникаций.

Район находится в границах улиц Тельмана, Ярыгина, Ленинского Комсомола, Богграда, Колхозная. В данном районе расположены, столбовая трансформаторная подстанция (СТП) - 942, Трансформаторная подстанция (ТП) - 196, Трансформаторная подстанция (ТП) – 335. Номинальная мощность СТП-942 равна 100 кВА, Номинальная мощность ТП-196 равна 320 кВА, Номинальная мощность ТП-335 равна 630 кВА. Вдоль улицы Тельмана расположены воздушные линии 0,4 кВ марки СИП 170, и А120, а также 11 опор вида ж/б, деревянные опоры с ж/б приставкой.

К ТП-196 присоединены следующие потребители: сельскохозяйственный рынок, торговый зал (Тельмана 92К), магазин аккумуляторов (Тельмана 92), гараж Айтыс (Крылова 53), автошкола (Колхозная 77), наркодиспансер (Колхозная 56), гаражи мин.Труда (Крылова 53), улица (Колхозная 56),улица (Ярыгина 37-51, 70-80), улица (колхозная 71,73), улица (колхозная 55д), ООО «Волна», таксопарк, экономаркет (Тельмана 92Д) ООО «Саянмолоко», улица (Крылова 55Б) ООО «Альфа групп», (Тельмана 92Л) «Планета Авто», АЗС ХТК улица (Крылова 51б).

К ТП-335 присоединены следующие потребители: улица (Колхозная 45), улица Ярыгина (58), улица (Ярыгина 60) магазин «Фацелия», улица (Ярыгина 56), ООО «Аудиторская фирма» улица (Ярыгина 58 квартиры 2,3), улица (Ярыгина 60), улица (Чехова 128), улица (Тельмана 92) Роснефть, улица (Тельмана 143), улица (Ярыгина 62).

Вновь строящийся объект является жилым домом, по адресу Ивана Ярыгина 33, и имеет 13 этажей. Количество квартир 120, жилая площадь 5340 м², высота потолков 2,7 м, материал стен кирпич, количество детских

площадок 1, количество спортивных площадок 1, количество подъездов 1, количество пассажирских лифтов 2, количество грузовых и грузопассажирских лифтов 2. Расчётная мощность жилого объекта составляет 539 кВт.

Реконструкция сети обусловлена строительством нового жилого объекта, что требует его подключения к действующей сети. Все объекты района, подключённые к ТП, а также новый объект относятся к 1-2 категории по надёжности.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Недостатками действующей сети рассматриваемого жилого района являются перегрузка трансформаторных подстанций и износ участков сети. План-схема сети до реконструкции приведен на рис.1

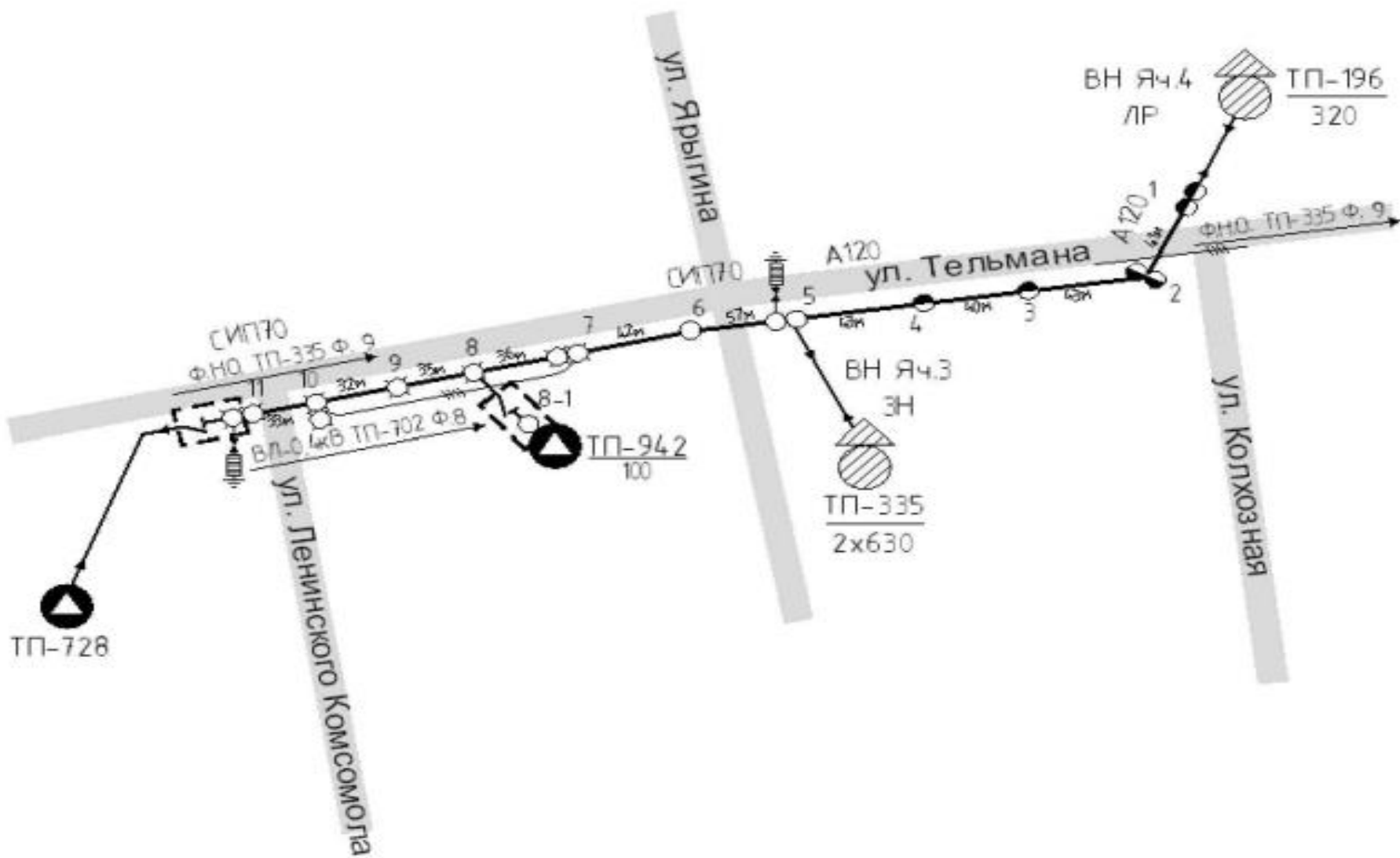


Рисунок 1. Схема сети до реконструкции

2. Электрическая нагрузка района

Исходные данные мощностей присоединённых объектов к ТП указанные в таблице 1

Таблица – 1 Данные электрической нагрузки района

Наименование ТП	Объект района	Мощность в (кВА)
ТП - 196	сельскохозяйственный рынок, торговый зал Тельмана 92К	630
	магазин аккумуляторов Тельмана 92	100
	гараж Айтыс Крылова 53	100
	автошкола Колхозная 77	100
	наркодиспансер Колхозная 56	50
	Тельмана 92	50
	АЗС ХТК Крылова 51Б	100
	гаражи мин.Труда Крылова 53	100
	улица Колхозная 56	125
	улица Ярыгина 37-51, 70-80, улица колхозная 71,73	400
	улица Колхозная 55д ООО «Волна» таксопарк	250
	эконом маркет Тельмана 92Д ООО «Саянмолоко»	400
	улица Крылова 55Б ООО «Альфа групп»,	250
	Тельмана 92Л «Планета Авто»	125
ТП-335	улица Колхозная 45	400
	улица Ярыгина 58	250
	улица Ярыгина 60 магазин «Фацелия»	250
	улица Ярыгина 56	250
	ООО «Аудиторская фирма» улица Ярыгина 58 квартиры 2,3	250
	Уличное освещение	250
	Улица Чехова 128	400
	АЗС-9 улица Тельмана 92А Роснефть	250
	Улица Ярыгина 56	400
	Улица Колхозная 45	250
	Улица Ярыгина 58	250
	Улица Ярыгина 60	250
	ГИБДД МВД РХ улица Ярыгина 62	250
Улица Тельмана 143	250	

В таблице исходных данных можно увидеть, что средняя мощность ТП-335 равна 250 кВА, а потребителей ТП-196 равна 100 кВА. Основными потребителями являются административные здания.

3 Расчёт и анализ загрузок трансформаторов подстанции.

Рассмотрим загрузку трансформатора путём динамики изменения фазных токов, для расчёта загрузок, что позволит определить возможность присоединения нового жилого объекта. Динамика фазных токов ТП представлена на таблицах 2-7.

Таблица – 2 Динамика изменения фазных токов по годам, для ТП-196 трансформатор 1.

Наименование трансформаторных подстанции	Год	Ток на фазе b (А)	Ток на фазе c (А)	Ток на фазе c (А)
ТП-196	2021	194	160	168
	2022	325	325	325
	2023	408	393	431

Таблица – 3 Динамики изменения фазных токов по годам, для ТП-196 трансформатор 2.

Наименование трансформаторных подстанции	Год	Ток на фазе a (А)	Ток на фазе b (А)	Ток на фазе c (А)
ТП-196	2021	235	217	313
	2022	113	113	113
	2023	80	119	146

Таблица – 4 Динамика изменения фазных токов по годам, для ТП-335 трансформатор 1.

Наименование трансформаторных подстанции	Год	Ток на фазе a (А)	Ток на фазе b (А)	Ток на фазе c (А)
ТП-335	2021	336	368	296
	2022	348	362	338
	2023	253	340	282

Таблица – 5 Динамики изменения фазных токов по годам, для ТП-335 трансформатор 2.

Наименование трансформаторных подстанции	Год	Ток на фазе a (А)	Ток на фазе b (А)	Ток на фазе c (А)
--	-----	-------------------	-------------------	-------------------

ТП-335	2021	11	76	79
	2022	132	110	158
	2023	267	302	283

Таблица – 6 Динамика изменения фазных токов по году, для ТП-474, ТП-687, ТП-702, ТП-947 для трансформатора 1.

Наименование трансформаторных подстанции	Год	Ток на фазе а (А)	Ток на фазе в (А)	Ток на фазе с (А)
ТП-687	2023	131	173	136
ТП-702	2023	50	86	55
ТП-947	2023	218	161	145

Таблица – 7 Динамика изменения фазных токов по году, для ТП-474, ТП-687, ТП-702, ТП-947 для трансформатора 2.

Наименование трансформаторных подстанции	Год	Ток на фазе а (А)	Ток на фазе в (А)	Ток на фазе с (А)
ТП-687	2023	99	120	81
ТП-702	2023	382	429	247
ТП-947	2023	17	25	20

По формуле 1. Рассчитаем активную мощность на трансформаторах Р кВт

$$P = \frac{(I_a + I_b + I_c) * U_{\phi}}{1000} \text{ (кВт)} \quad (1)$$

где I_a, I_b, I_c – фазный ток в (А)

U_{ϕ} – напряжение фазное (В)

$$\frac{(194 + 160 + 168) * 220}{1000} = 114,84 \text{ (кВт)}$$

По формуле 2. Рассчитаем полную мощность нагрузок трансформаторов S в (кВА)

$$S = \frac{P}{\cos f} \text{ (кВА)} \quad (2)$$

где P – активная мощность трансформатора (кВт)

$$S = \frac{114,84}{0,9} = 127,6 \text{ (кВА)}$$

По формуле 3. Рассчитаем коэффициент загрузки K_z

$$K_z = \frac{S}{S_{ном}} \quad (3)$$

где S – полная мощность (кВА)

$S_{ном}$ – мощность номинальная установленного трансформатора в (кВА)

$$K_3 = \frac{127,6}{400} = 0,32$$

На примере аналогично по представленному выше алгоритму проведём расчёт за 3 года по исходным данным с 2021 по 2023.

Полученные результаты сведём в таблицы в 8 и 9

Таблица – 8 загрузки трансформаторов

Номер ТП	Расчётные параметры	Трансформаторы	2021 г.	2022 г.	2023 г.
ТП-196	P (кВт)	1	114,84	214,5	271,04
		2	168,3	74,58	75,9
	S (кВА)	1	127,6	238,33	301,16
		2	187	82,87	84,33
	K ₃ (о.е.)	1	0,32	0,60	0,53
		2	0,47	0,21	0,21
ТП-335	P (кВт)	1	220	230,56	192,5
		2	58,52	88	187,44
	S (кВА)	1	244,4	256,18	213,89
		2	65,02	97,78	208,27
	K ₃ (о.е.)	1	0,39	0,41	0,34
		2	0,10	0,16	0,33

Таблица – 9 загрузки трансформаторов

Номер ТП	Расчётные параметры	Трансформаторы	2023 г.
ТП-687	P (кВт)	1	192,5
		2	187,44
	S (кВА)	1	213,89
		2	208,27
	K ₃ (о.е.)	1	0,34
		2	0,33
ТП-702	P (кВт)	1	192,5
		2	187,44
	S (кВА)	1	213,89
		2	208,27
	K ₃ (о.е.)	1	0,34
		2	0,33
	P (кВт)	1	192,5

ТП-947	S (кВА)	2	187,44
		1	213,89
	Кз (о.е)	2	208,27
		1	0,34
		2	0,33

На рисунке 2. Приведена диаграмма изменений коэффициентов загрузок трансформаторов ТП-196

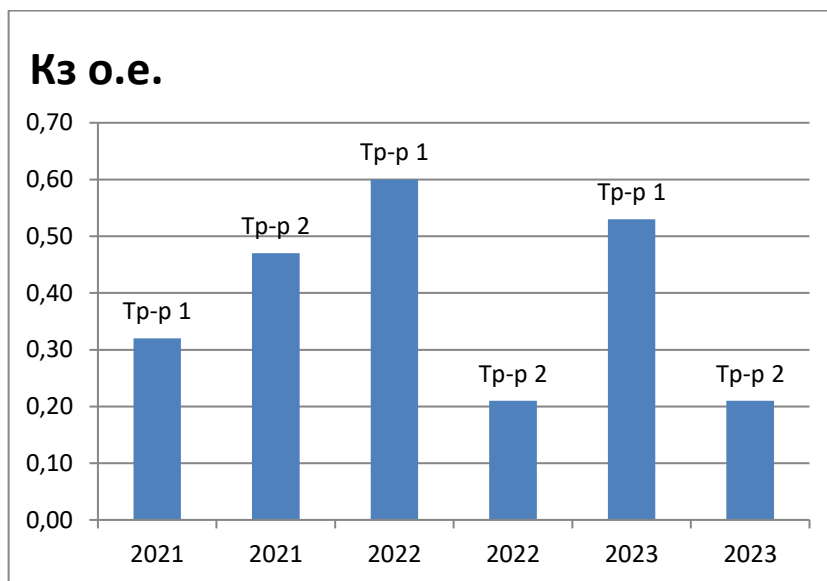


Рисунок 2. Изменение коэффициентов загрузки 2 трансформаторов ТП-196

По гистограмме загрузки ТП-196 можно увидеть, что неравномерность загрузки между трансформаторами в 2021 году, ТП-196 загружена на 112,86%, при том большая часть нагрузки была на трансформаторе 2. В 2022 году ТП была загружена на 115,71%, при этом неравномерность увеличилась в 3 раза между 1 и 2 трансформатором, но в этот раз загружен трансформатор 1. В 2023 году загруженность ТП составила 105,71%, неравномерность между трансформаторами уменьшилась, но немного.

На рисунке 3. Приведена диаграмма изменений коэффициентов загрузки трансформаторов ТП-335

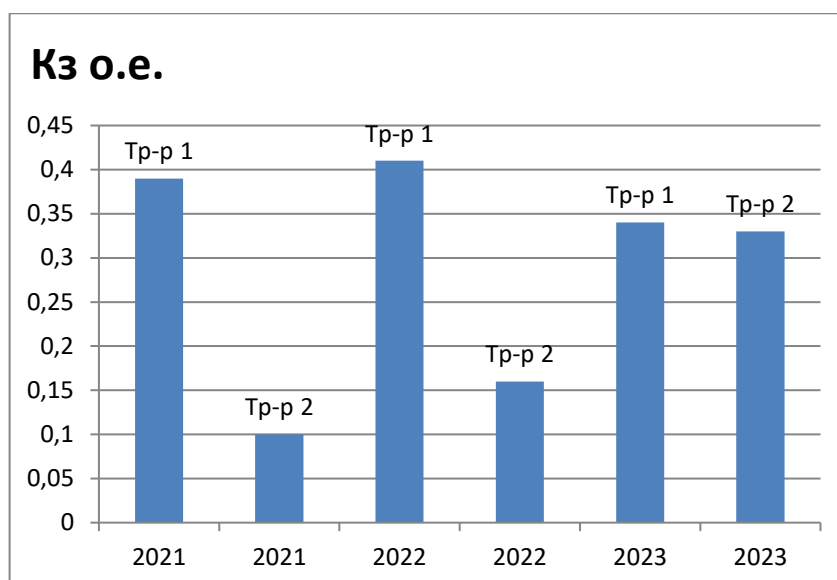


Рисунок 3. Изменение коэффициентов загрузки 2 трансформаторов ТП-335

По гистограмме загрузки ТП-335 в 2021 году неравномерность загрузки между трансформаторами составляет 4-х кратную разницу, а общая загруженность 70%. В 2022 году нагрузка на оба трансформатора выросла, но неравномерность осталась, общая загруженность 81,43%. В 2023 году видно что загрузка стала равномерной, а общая загруженность составляет 95,71%

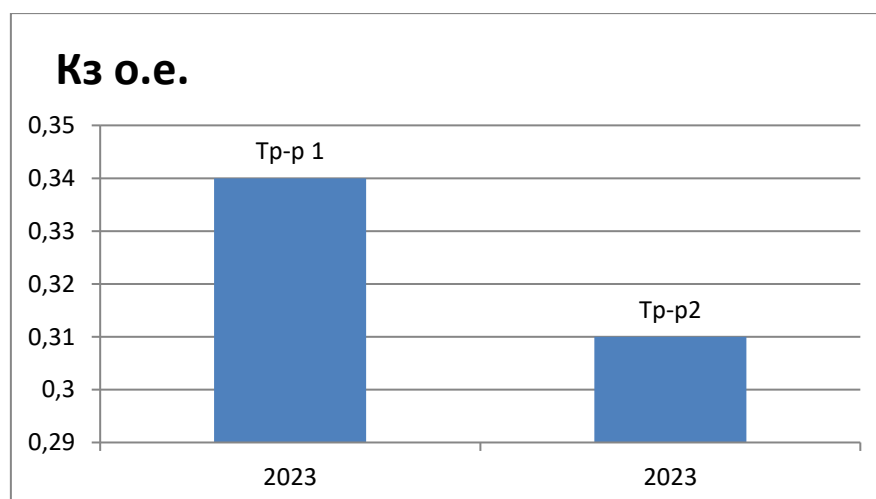


Рисунок 4. Изменение коэффициентов загрузки 2 трансформаторов ТП-947

По гистограмме загрузки ТП-947 в 2023 году нагрузка почти между трансформаторами равномерна, а общая загруженность составляет 95,71%.

Проведём необходимый анализ загрузки рядом расположенных трансформаторных подстанций (196,335,947) к вновь строящему объекту.

Анализ необходим для принятия решения по объему и характеру реконструкции сети. Был выявлен постоянный рост загрузки трансформаторных подстанций, что обусловлено как строительством новых жилых домов, так и некоторым увеличением коммунально-бытового потребления в целом по потребителям.

На рисунках 2 и 3 для ТП-196 можно увидеть разницу загруженности трансформаторов, а для ТП-335 умеренный прирост нагрузки. На рисунке 4 ТП-947 загрузка равномерна.

Анализ позволил выявить недостаточность мощностей для подключения вновь строящегося объекта. Все трансформаторы почти загружены на максимум. Если рассматривать, подключение вновь вводимого жилого объекта к ближайшим загруженным трансформаторным подстанциям, это может вызвать, ещё большую перегрузку на подключаемые трансформаторы. На представленной внизу таблице можно это увидеть.

Таблица – 10 Загрузки ТП

Номер ТП	Загрузка %	Общая Кз ТП, о.е.
ТП-196	105,71	0,74
ТП-335	95,71	0,63
ТП-947	95,71	0,63

Из таблицы – 10, можно сделать вывод, что вариант с подключением к существующей сети будет не эффективным, поэтому выбираем вариант со строительством новой трансформаторной подстанции. Этот вариант позволит снизить нагрузки на существующие трансформаторы, увеличить эффективность, надёжность оборудования и позволит подключить новые потребители, обеспечить новых потребителей достаточным количеством электроэнергии.

4. Определение центра электрических нагрузок и местоположение ТП. Нахождение координат объектов.

Для установки новой трансформаторной подстанции необходимо рассчитать центр электрической нагрузки и определить её местоположение. Мы рассмотрим два варианта расположения ТП.

Вариант первый к трансформаторной подстанции подключены все близкие потребители вокруг новой ТП.

Вариант второй к трансформаторной подстанции подключён только один объект.

Для наглядного представления распределения нагрузок по территории цеха и выбора места расположения ТП, применяем картограмму нагрузок, которая представляет собой размещенные на генплане предприятия окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам ЭП. Для каждого ЭП наносим свою окружность, центр которой совпадает с ЦЭН этого ЭП.

Радиус окружности определяется из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_i}{\pi \cdot m}} \quad (4)$$

где S_i – расчетная нагрузка i -го ЭП;

m – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех ЭП).

Оптимальным местом для расположения ТП будет являться центр электрических нагрузок (ЦЭН) цеха, т.к. это позволит снизить потери в проводниках. Местоположение центра электрических нагрузок определяется отдельно по активной и реактивной составляющим мощности:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i x_i}{\sum_{i=1}^n p_i} \quad (5)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i y_i}{\sum_{i=1}^n p_i} \quad (6)$$

где p_i - мощность i -го электроприемника;

x_i и y_i - его координаты.

Для определения координат ЦЭН для каждого электроприемника разместим их на условной системе координат (рисунок 5), а также нанесем радиусы. Определение координат и радиусов для каждого потребителя сведем в таблицу 5.

Масштаб генплана, $m_r=0,1$ м/мм. Масштаб для построения окружностей $m_o=6$.

Для примера произведем расчет по формуле для вновь строящегося дома.(№1):

$$r_{i(P)} = \sqrt{\frac{539}{\pi \cdot 10}} = 5,35 \text{ см}$$

$$r_{i(Q)} = \sqrt{\frac{188,65}{\pi \cdot 6}} = 3,16 \text{ см}$$

Таблица 4.1 – Определение координат и радиусов окружностей нагрузки

№ ж/д	$P_{ном}$, кВт	$\text{tg}\varphi$	$Q_{ном}$, кВАР	X, м	Y, м	$r_{i(P)}$, см	$r_{i(Q)}$, см
1	539	0,484	188,65	117	69	5,35	2,45
2	13,6	0,484	6,58	90	15	0,66	0,46
3	11,5	0,484	5,57	65	15	0,61	0,42
4	12,5	0,484	6,05	40	15	0,63	0,44
5	14,82	0,484	7,17	73	87	0,69	0,48
6	10,4	0,484	5,03	15	15	0,58	0,40
7	12,5	0,484	6,05	15	45	0,63	0,44
8	12,7	0,484	6,15	15	75	0,64	0,44
9	12,6	0,484	6,10	15	105	0,63	0,44
10	12,5	0,484	6,05	40	105	0,63	0,44
11	14,50	0,484	7,02	93	107	0,68	0,47

Оптимальным местом для расположения ТП будет являться центр электрических нагрузок (ЦЭН) цеха. Местоположение центра электрических нагрузок определяется отдельно по активной и реактивной составляющим мощности

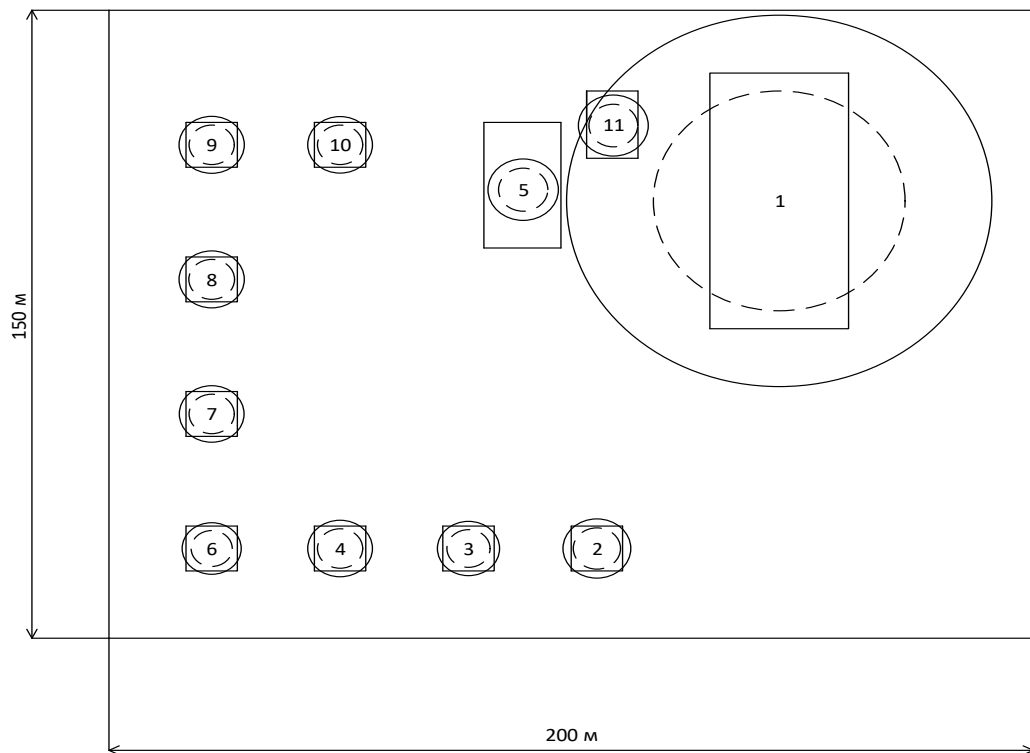


Рисунок 5. План расположения жилых объектов и радиусов окружности нагрузки

На рисунке 5 мы видим, что самым большим радиусом обладает объект, который мы рассматриваем под №1. Остальные объекты потребляют меньше мощности.

Рассмотрим первый вариант, подключения нескольких объектов к ТП и укажем на рисунке 6. ЦЭН определим по формулам (4.1) (4.2):

$$X_{0(P)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}; \quad (7)$$

$$Y_{0(P)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} \quad (8)$$

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

X_i – Координата центра объекта по оси X

Y_i – Координата центра объекта по оси Y

$$X_{01(P)} = \frac{539*117+13,6*90+\dots+14,5*93}{652,12} = 103,79 \text{ м}$$

$$Y_{01(P)} = \frac{539*69+13,6*15+\dots+8,4*107}{652,12} = 89,32 \text{ м}$$

По рассчитанным значениям построим картограмму нагрузок для варианта №1.

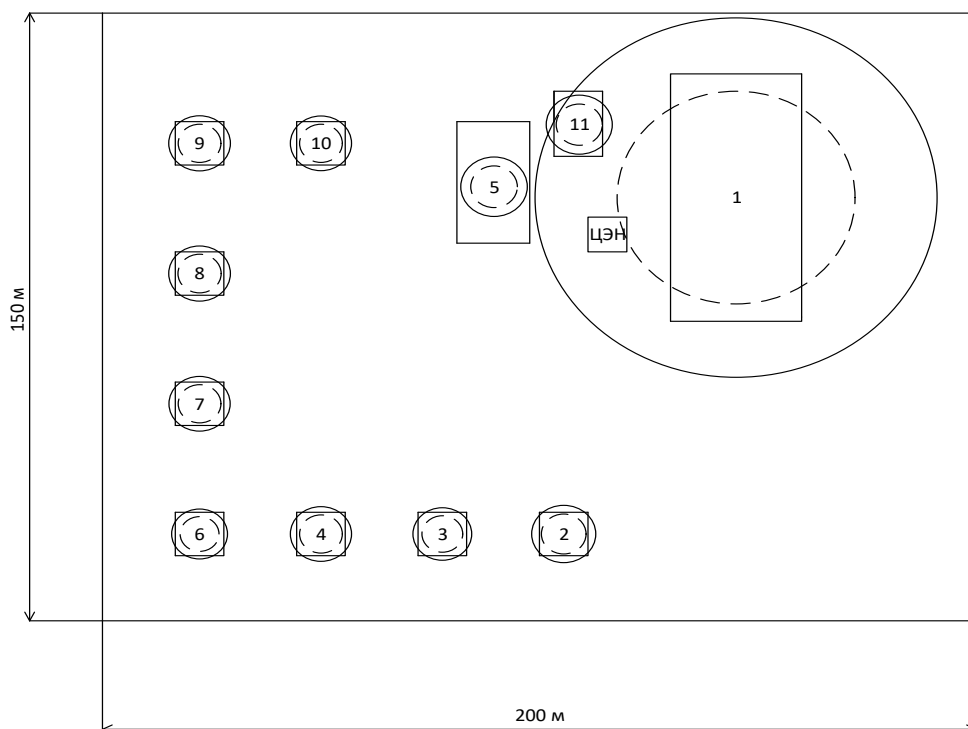


Рисунок 6 – Картограмма нагрузок нового ТП вариант 1.

Рассмотрим первый вариант ЦЭН, на рисунке 6. Видно, что центр электрической нагрузки находится рядом с объектами 1, 5 и 11. Это может негативно сказаться в случае застройки района, а также при условии выноса сетей для устранения помехи застройки.

Аналогично формуле 4.1 и 4.2 рассчитаем координаты центра объекта для варианта №2.

$$X_{02(P)} = \frac{539 \cdot 117}{539} = 117$$

$$Y_{02(P)} = \frac{539 \cdot 20}{539} = 20$$

Для корректного расположения трансформаторной подстанции, возле здания и возможного строительства многоквартирных домов, возьмём координату по $Y=20$ м.

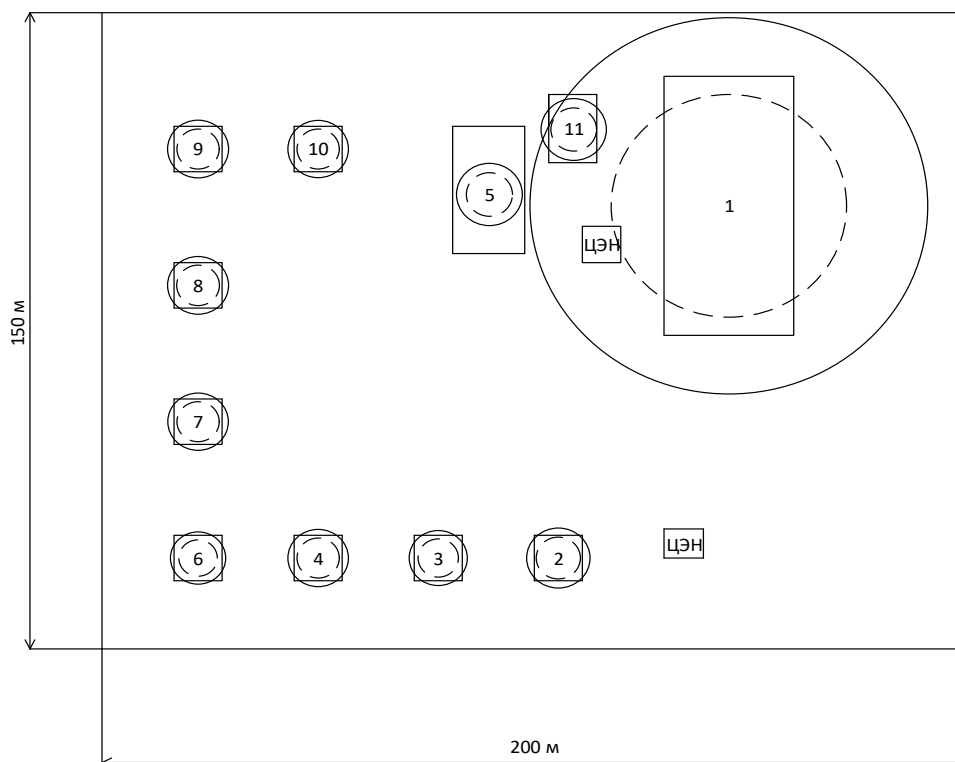


Рисунок 7 Картограмма нагрузок нового ТП Вариант 2.

На рисунке 7 расположение ЦЭН является оптимальной, так как при прокладке кабельных линий не повлечёт неудобств и убытков для владельцев земельных участков, а также является близкой к подключаемому объекту

При рассмотрении, первого и второго варианта расположения ЦЭН для ТП, и проанализировав два варианта, можно сделать вывод, что вариант №2 является лучшим, по причине того, что это даёт возможность для будущего расширения строительства и подключения потребителей нового дома, которым не будет мешать подключение ТП. Соблюдены условия при строительстве кабельных линий на 10 кВ для подключения нового ТП к существующему ТП-947, а также позволит эффективно произвести вынос сетей, не доставляя неудобства владельцем земельных участков и влиянием на них электромагнитного поля трансформаторов.

На рисунке мы можем увидеть установку ТП - 978 и вынос сети к опоре номер 7, а также присоединение её к ТП - 947, это позволит снизить нагрузки с рассчитанных уже ранее ТП – 335 и 196. Также соблюдены условия прокладки кабельных линий.

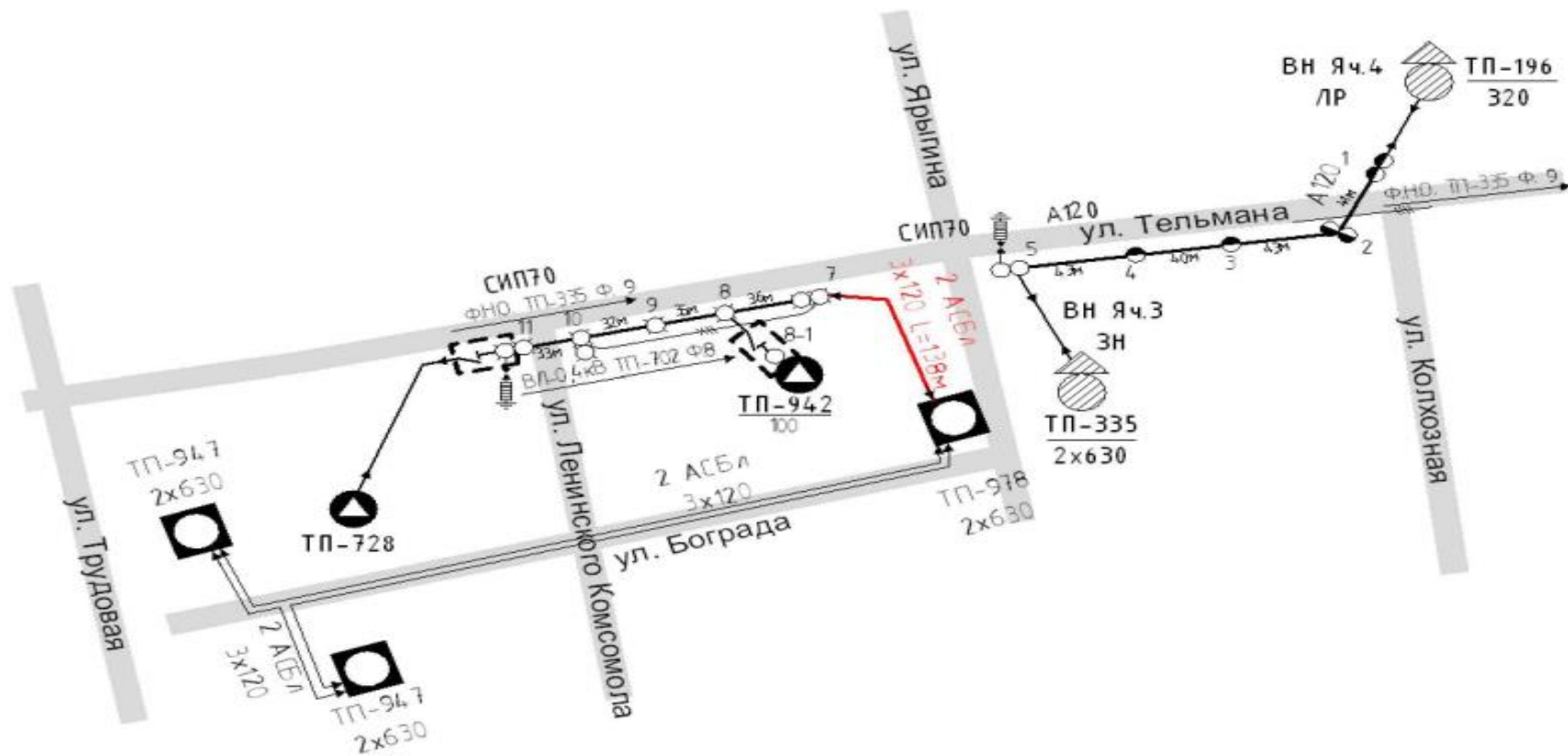


Рисунок 8. Схема сети после реконструкции

5 Выбор силовых трансформаторов

В данном районе объекты II категории применяются двух трансформаторные 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 0,7. Установленная СТП-942 на данный момент времени не справляется с текущей нагрузкой района необходимо произвести расчёт для выбора новых Трансформаторов. Для выбора трансформаторов произведем расчет для ТП-1. (5.1) (5.2):

$$K_{загр} = \frac{S_{расчТП}}{n \cdot S_{ном}} \quad (9)$$

$$K_{загр} = \frac{539}{2 \cdot 630} = 0,43\%$$

$$K_{пер} = \frac{S_{расчТП}}{S_{ном}} \quad (10)$$

$$K_{пер} = \frac{539}{630} = 0,86 < 1,4\%$$

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

n - Количество трансформаторов

K_z - Коэффициент загрузки трансформатора

Данный трансформатор соответствует по полученным расчётам

Таблица 5.1 Данные нового трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение кВ		Потери, кВт		Ток хх, %	Напряжение кз, %
		ВН	НН	хх	кз		
ТМГ-630-	630	10	0,4	1,25	7,6	1,7	5,5

10/0,4 кВ							
-----------	--	--	--	--	--	--	--

После выбора трансформатора необходимо определить потери в трансформаторах.

Фактические потери напряжения на трансформаторе:

$$\Delta U_T = \beta \cdot (u_a \cdot \cos \varphi + u_p \cdot \sin \varphi), \%$$

где ΔU_T – потери напряжения в трансформаторе (%);

β – фактический коэффициент загрузки (о.е);

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

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

u_a – активная составляющая напряжения КЗ (%);

u_p – реактивная составляющая напряжения КЗ (%).

Значение фактического коэффициента загрузки:

$$\beta = \frac{S_{\text{наг.т}}}{S_H}$$

Значение активной и реактивной составляющих напряжения КЗ:

$$u_a = \frac{P_{\text{кз}}}{S_H} \cdot 100$$

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}$$

где u_k – напряжение КЗ (%);

u_a – активная составляющая напряжения КЗ (%);

u_p – реактивная составляющая напряжения КЗ (%);

S_H – номинальная полная мощность трансформатора (кВА);

$P_{\text{кз}}$ — потери короткого замыкания (кВт);

Определим значения активной и реактивной составляющих КЗ.

$$u_a = \frac{7,6}{630} \cdot 100 = 1,2 \%$$

$$u_p = \sqrt{4,5^2 - 1,2^2} = 4,34 \%$$

Фактическая нагрузка для трансформатора №1:

$$S_{\text{наг.т1}} = S_{\text{сил1}}$$

$$S_{\text{наг.т1}} = 599 \text{ кВА}$$

(11)

Тогда фактический коэффициент загрузки для первого трансформатора будет равен:

$$\beta = \frac{599}{630} = 0,95$$

Тогда фактические потери напряжения для первого трансформатора будут равны:

$$\Delta U_{T1} = 0,95 \cdot (1,2 \cdot 0,9 + 4,34 \cdot 0,32) = 2,35 \%$$

Значение отклонения не превышает 5%.

Значение отклонения напряжения для второго трансформатора будет, как и в первом трансформаторе, так как второй трансформатор является резервным:

6 Выбор кабеля 10 кВ для подключения нового трансформатора к ТП-947

Найдем максимальный расчётный ток для каждой линии, используя формулы (6.1):

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} \text{ (A)} \quad (12)$$

$$I_{\max} = \frac{539}{1,73 \cdot 2 \cdot 10} = 15,58 \text{ A}$$

Найдем для каждого участка линии ток допустимый в послеаварийном режиме, используя формулу (6.2):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{2 \cdot I_{\max}}{K_{\text{п}}} \text{ (A)} \quad (13)$$

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

$$K_{\text{п}} = 1,275$$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{2 \cdot 15,58}{1,275} = 24,44 \text{ A}$$

Найдем для каждого участка линии используя формулу (6.3)

$$F_{\text{кл}} = \frac{I_{\max}}{J_{\text{эк}}} = \text{мм}^2 \quad (14)$$

$$F_{\text{кл}} = \frac{24,44}{1,2} = 20,36 \text{ мм}^2$$

Сечение округляем до ближайшего стандартного 100-200 мм² принимаем кабель марки АСБл 3х120 I_{доп} = 240 А, А-Алюминиевая токопроводящая жила, С-Свинцовая оболочка Б-Броня из двух стальных лент, Л подушке под броней имеется слой из пластмассовых лент, №3 ГОСТ 18410-73 для выделения группы кабелей с повышенной температурой нагрева токопроводящей жилы.

где Jэк = 1,2 – нормированное значение экономической плотности тока (А/мм²) выбираем по ПУЭ с учетом что время использования максимальной нагрузки T_{мах} = 6000 ч.

Расчетный ток линии должен быть меньше длительного допустимого тока, в соответствии с условием (6.4).

$$I_{\text{доп}} \leq I_{\text{доп.кл}} \quad (15)$$

$$32,85 \leq 240 \text{ А}$$

Проверим выбранные сечения и марку кабеля на потери активной, реактивной мощности на участках линии.

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{S}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \frac{r_0 l}{n} \cdot 10^{-3}, \text{ (кВт)} \quad (16)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{S}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \frac{x_0 l}{n} \cdot 10^{-3}, \text{ (кВар)} \quad (17)$$

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

$\Delta Q_{\text{Т}}$ – реактивные потери мощности в ЛЭП (кВар);

S – расчетная полная мощность (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 в кабельной линии найдем по формуле. При этом, согласно ПУЭ, отклонение напряжения от нормального должно составлять не более $\pm 5\%$ используя формулу [6.7]

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot L (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (18)$$

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).

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{539}{10}\right)^2 \frac{0,258 \cdot 0,379}{2} \cdot 10^{-3} = 0,14 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЭП}} = \left(\frac{539}{10}\right)^2 \frac{0,081 \cdot 0,379}{2} \cdot 10^{-3} = 0,04 \text{ (кВар)}$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 32,85 \cdot (0,379 + 0,372) \cdot (0,258 \cdot 0,98 + 0,081 \cdot 0,2)}{10000} \cdot 100\% = 0,11\%$$

7. Расчет токов трехфазного короткого замыкания 10 кВ.

Произведём расчёт токов трёхфазного короткого замыкания. Этот расчёт мы проведём с целью подбора оборудования и проверки электрической установки на термическую и электродинамическую устойчивость. Проверим также защитные устройства на чувствительность срабатывания.

Точка К1.

Установленный выключатель на шинах ВНАП-10/630-20-ПЗУ2 и ВНАП-10/630-20-ПТ1.2-ПЗУ3 с номинальным током отключения $I_{\text{ном откл}} =$

20 кА, тогда сопротивление между источником мощности и подстанцией, на которой установлен выключатель, определяем по номинальному току отключения выключателя $I_{\text{откл.в}}$, согласно формуле (7.1):

$$S_{\text{с.отк}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.в}} \cdot U_{\text{ном}}, \text{ (МВА)} \quad (19)$$

где $S_{\text{с.отк}}$ – 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 (7.2):

$$X_C = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}}, \text{ (о. е)} \quad (20)$$

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).

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

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

Определим базисный ток, согласно формуле (7.3):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}, \text{ (кА)} \quad (21)$$

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).

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

Ток трехфазного короткого замыкания до точки КЗ – К1

$$I_{\text{кз1}} = \frac{E_C}{X_C} \cdot I_6 \quad (22)$$

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.).

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{1}{0,29} \cdot 5,5 = 18,97 \text{ (кА)}$$

$$I_{K31}^{(3)} (18,97 \text{ кА}) < I_{откл} (20 \text{ кА})$$

Выбранный выключатель ВНАП-10/630-20-ПзУ2 с номинальным током отключения $I_{ном откл} = 20 \text{ кА}$ прошел проверку на КЗ как и Аналогично прошёл выключатель ВНАП-10/630-20-ПТ1.2-ПзУ3.

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

Определим значение ударного тока по формуле (7.5):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot k_{уд}, \text{ (кА)} \quad (23)$$

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

I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания (кА).

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

$$i_{удк1} = \sqrt{2} \cdot 18,97 \cdot 1,2 = 32,09 < 51 \text{ (кА)}$$

Произведя расчёт можно сделать вывод, что выбранные выключатели прошли проверку тока электродинамической стойкости.

8 Определение сопротивления КЛ

Произведём расчёт для определения сопротивления кабельной линии, это позволит нам проверить, кабель на надёжность, и безопасную эксплуатацию, а также передачу электроэнергии до потребителя.

Найдем активное и реактивное сопротивление линий по формулам (8.1) (8.2):

$$R_{кл} = \frac{r_0 \cdot L \cdot S_{баз}}{U_{ср.ном}^2} \text{ (о. е)} \quad (24)$$

$$R_{кл} = \frac{0,258 \cdot 0,379 \cdot 100}{10,5^2} = 0,09 \text{ (о. е)}$$

$$X_{кл} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_{баз}}{U_{ср.ном}^2} \text{ (о. е)} \quad (25)$$

$$X_{кл} = \frac{0,081 \cdot 0,379 \cdot 100}{10,5^2} = 0,03 \text{ (о. е)}$$

где $R_{кл}$ – активное сопротивление кабельной линии (о.е.);

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

r_0 – удельное сопротивление линии, $r_{уд} = 0,258 \text{ (Ом/км)}$;

x_0 – удельное сопротивление линии, $x_{уд} = 0,081$ (Ом/км);

l – длина линии (км);

S_6 – 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 (8.3):

$$X_{\Sigma КЗ2} = X_C + X_{кл}, \text{ (о. е.)} \quad (26)$$

где $X_{\Sigma КЗ2}$ – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого КЗ – К2 (о.е.);

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

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

$$X_{\Sigma КЗ2} = 0,29 + 0,03 = 0,32 \text{ (о. е)}$$

Определим ток КЗ в точке К2 по формуле (8.4):

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{I_6}{\sqrt{R_{\Sigma КЗ2}^2 + X_{\Sigma КЗ2}^2}}, \text{ (кА)} \quad (27)$$

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{5,5}{\sqrt{0,348^2 + 0,32^2}} = 11,63 \text{ (кА)}$$

Определим ударный ток, но прежде определим значения постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ и коэффициент ударного тока, в соответствии с формулами (8.5) (8.6):

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} \quad k_{уд} = 1,1 \quad (28)$$

где T_a – постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ (о.е);

$k_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$T_a = \frac{0,32}{0,348} = 0,92$$

$$i_{удк2} = 1,1 * \sqrt{2} * 11,63 = 18,09 \text{ (кА)} \quad (29)$$

Таблица – 8.1 Расчётные данные КЛ 10 кВ

Участок линии	Срас кВА	Rдоб мОм	Rкл мОм	Xкл мОм	Ta	Iкз кА	Iуд кА	Kуд
0-1	589	20	0,91	0,09	0,92	12,36	7,97	1,1

9 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 (9.1):

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C} \quad (30)$$

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 (9.2):

$$F \geq F_{\min} \quad (31)$$

Рассчитаем импульс квадратичного тока согласно формуле (9.3):

$$W_k = I_{кз}^2 * (t_{отк} + T_{ас}) \quad (32)$$

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

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

Таблица – 9.1 Расчётные данные на термическую стойкость.

Участок линии	$I_{кз}, кА$	$W_k, кА^2 * с$	$C \frac{A * C^{1/2}}{мм^2}$	$F_{\min}, мм^2$	$F, мм^2$
	2	3	4	5	6
ТП-947-ТП1	18,33	33,59	100	58	120

По полученным результатам можно сделать вывод сечения жил кабеля проходят по термической стойкости токам и КЗ. Все данные приходят по запасу прочности, при нагреве.

10 Выбор оборудования на напряжении 10 кВ и 0,4 кВ

При выборе оборудования должны выполняться следующие условия

$$U_n \geq U_{н.уст} \text{ кВ} \quad (33)$$

$$I_{ном} \geq I_{расч.мах} \text{ А} \quad (34)$$

$$i_{нс} \geq i_{уд} \text{ кА} \quad (35)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{откл.расч} \text{ кА} \quad (36)$$

$$I_{нс}^2 * t \geq I_{кр}^2 * t_{пр} \text{ кА} \quad (37)$$

$$S_{откл} \geq S_k \text{ кА}^2 * с \quad (38)$$

$$I_{кз}^2 * t_{пр} \text{ кА}^2 * с \quad (39)$$

$$I_{нс}^2 * t = \text{кА}^2 * с \quad (40)$$

$$S_k = 1,73 * U_n * I_{откл.расч} \text{ МВА} \quad (41)$$

$$S_{откл} \geq S_k \quad (42)$$

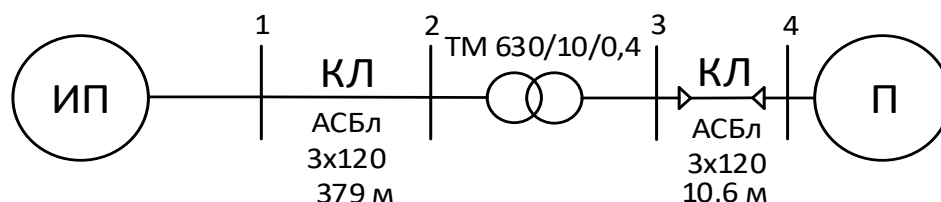
Для защиты трансформаторов 630 кВА выбираем выключатели нагрузки ВНАП-10/630-20-ПзУ2 и ВНАП-10/630-20-ПТ1.2-ПзУ3 и ВНАП-10/630-20-ПТ1.2-ПзУ3. ЩО-70-3У3. Эти выключатели и щитки проходят условиям. Поэтому выбираем их.

11 Расчет отклонений напряжения для самого удалённого объекта.

Расчет будем производить для самого мощного электроприемника
При расчетах используем данные из предыдущих расчетов.

Расчет будем производить для самого мощного электроприемника.

При расчетах используем данные из предыдущих расчетов.



11.1 Максимальный режим

Величина напряжения на источнике питания:

$$U_{ИП} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ} \quad (43)$$

Потери в линии КЛ были определены ранее в пункте 6, и составили $\Delta U = 0,11 \%$. Тогда напряжение в конце кабельной линии составило:

$$U_2 = 10,5 - \frac{0,11 \cdot 10}{100} = 10,489 \text{ кВ} \quad (44)$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального в конце линии:

$$V_{1-2} = \frac{(U_2 - U_{НОМ})}{U_{НОМ}} \cdot 100\% \quad (45)$$

$$V_{1-2} = \frac{(10,489 - 10)}{10} \cdot 100\% = 4,89 \%$$

Потери в трансформаторах были определены ранее в пункте 5, и составили $\Delta U_{Т\%} = 2,35 \%$. Определим фактические потери в трансформаторе:

$$\Delta U_{Тр} = 2,35 \cdot \frac{10}{100} = 0,235 \text{ кВ} \quad (46)$$

Определим значение напряжения на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U'_3 = 10,489 - 0,235 = 10,254 \text{ кВ} \quad (47)$$

Определим коэффициент трансформации трансформатора:

$$K_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (48)$$

$$K_T = \frac{0,38}{10} = 0,038$$

Тогда действительное напряжение на шинах НН будет составлять:

$$U_3 = U'_3 \cdot K_T \text{ кВ} \quad (49)$$

$$U_3 = 10,254 \cdot 0,038 = 0,39 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на шинах НН:

$$V_{2-3} = \frac{(U_3 - U_{\text{ном}})}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (50)$$

$$V_{2-3} = \frac{(0,39 - 0,38)}{0,38} \cdot 100\% = 2,63\%$$

Потери напряжения в КЛ₃₋₄ (от шин РУ НН до потребителя) и составляют 3,86 %.

Определим фактические потери в КЛ.

$$\Delta U_{\text{КЛ}3-4} = 3,86 \cdot \frac{0,38}{100} = 0,015 \text{ В}$$

Определим значение напряжения на конце КЛ.

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{\text{КЛ}3-4} = 0,39 - 0,015 = 0,375 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на конце кабеля:

$$V_{3-4} = \frac{(U_4 - U_{\text{ном}})}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{(0,375 - 0,38)}{0,38} \cdot 100\% = -1,32\%$$

Отклонение напряжения находится в допустимых пределах.

Все отклонения напряжения в максимальном режиме находятся в допустимых пределах.

11.2 Минимальный режим

Величина напряжения на источнике питания:

$$U_{\text{ИП}} = 10 \text{ кВ}$$

Потери в линии КЛ были определены ранее, в пункте б и составили $\Delta U_{\text{ЛЭП}} = 0,11\%$. Тогда напряжение в конце воздушной линии составило:

$$U_2 = 10 - \frac{0,11 \cdot 10}{100} = 9,989 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального в конце линии:

$$V_{1-2} = \frac{(U_2 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(9,989 - 10)}{10} \cdot 100\% = -0,11 \%$$

Потери в трансформаторах были определены ранее в пункте 5, и составили $\Delta U_{T\%} = 2,35 \%$. Определим фактические потери в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{тр}} = 2,35 \cdot \frac{10}{100} = 0,235 \text{ кВ}$$

Определим значение напряжения на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U'_3 = 9,989 - 0,235 = 9,754 \text{ кВ}$$

Действительное напряжение на шинах НН будет составлять:

$$U_3 = U'_3 \cdot K_T = 9,754 \cdot 0,038 = 0,371 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на шинах НН:

$$V_{2-3} = \frac{(U_3 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(0,371 - 0,38)}{0,38} \cdot 100\% = -2,37 \%$$

Потери напряжения в КЛ₃₋₄ (от шин РУ НН до Потребителя) составляют 3,86%.

Определим фактические потери в КЛ.

$$\Delta U_{\text{КЛ}3-4} = 3,86 \cdot \frac{0,38}{100} = 0,015 \text{ В}$$

Определим значение напряжения на конце КЛ.

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{\text{КЛ}3-4} = 0,371 - 0,015 = 0,356 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на конце кабеля:

$$V_{3-4} = \frac{(U_4 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(0,356 - 0,38)}{0,38} \cdot 100\% = -6,32 \%$$

Отклонение напряжения превышает допустимый предел. Поэтому вводим отпайку на ПБВ +2.5%

11.3 Послеаварийный режим

Величина напряжения на источнике питания:

$$U_{\text{ИП}} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ}$$

В послеаварийном режиме значения потерь в линии 10 кВ и в трансформаторе возрастает в 2 раза.

Потери в линии КЛ составят $\Delta U = 0,11 \cdot 2 = 0,22 \%$. Тогда напряжение в конце воздушной линии составило:

$$U_2 = 11 - \frac{0,22 \cdot 10}{100} = 10,978 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального в конце линии:

$$V_{1-2} = \frac{(U_2 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(10,978 - 10)}{10} \cdot 100\% = 9,78 \%$$

Потери в трансформаторах составят $\Delta U_{\text{Т\%}} = 2,35 \cdot 2 = 4,7\%$. Определим фактические потери в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{тр}} = 4,7 \cdot \frac{10}{100} = 0,47 \text{ кВ}$$

Определим значение напряжения на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U'_3 = 9,78 - 0,47 = 9,31 \text{ кВ}$$

Действительное напряжение на шинах НН будет составлять:

$$U_3 = U'_3 \cdot K_{\text{Т}} = 9,31 \cdot 0,038 = 0,35 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на шинах НН:

$$V_{2-3} = \frac{(U_3 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(0,35 - 0,38)}{0,38} \cdot 100\% = -7,89 \%$$

Потери напряжения в КЛ₃₋₄ (от шин РУ НН до потребителя) равны 3,86%.

Определим фактические потери в КЛ.

$$\Delta U_{\text{КЛ3-4}} = 3,86 \cdot \frac{0,38}{100} = 0,015 \text{ В}$$

Определим значение напряжения на конце КЛ.

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{\text{КЛ3-4}} = 0,35 - 0,015 = 0,335 \text{ кВ}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на конце кабеля:

$$V_{3-4} = \frac{(U_4 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(0,335 - 0,38)}{0,38} \cdot 100\% = -11,8 \%$$

Отклонение напряжения превышает допустимый предел. Поэтому вводим отпайку на ПБВ +2.5%

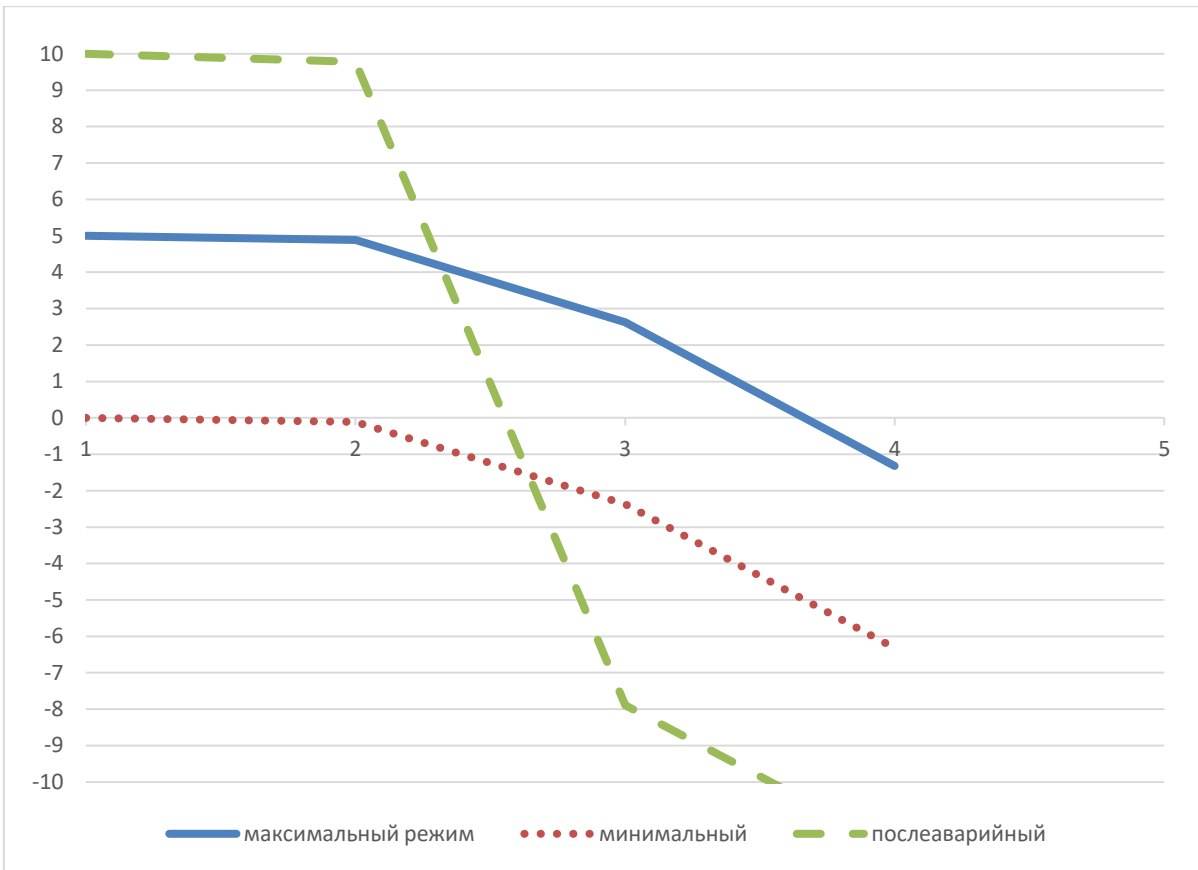


Рисунок – 9 Эпюры отклонения напряжений для самого удалённого ЭП без отпайки 2.5% на ПБВ.

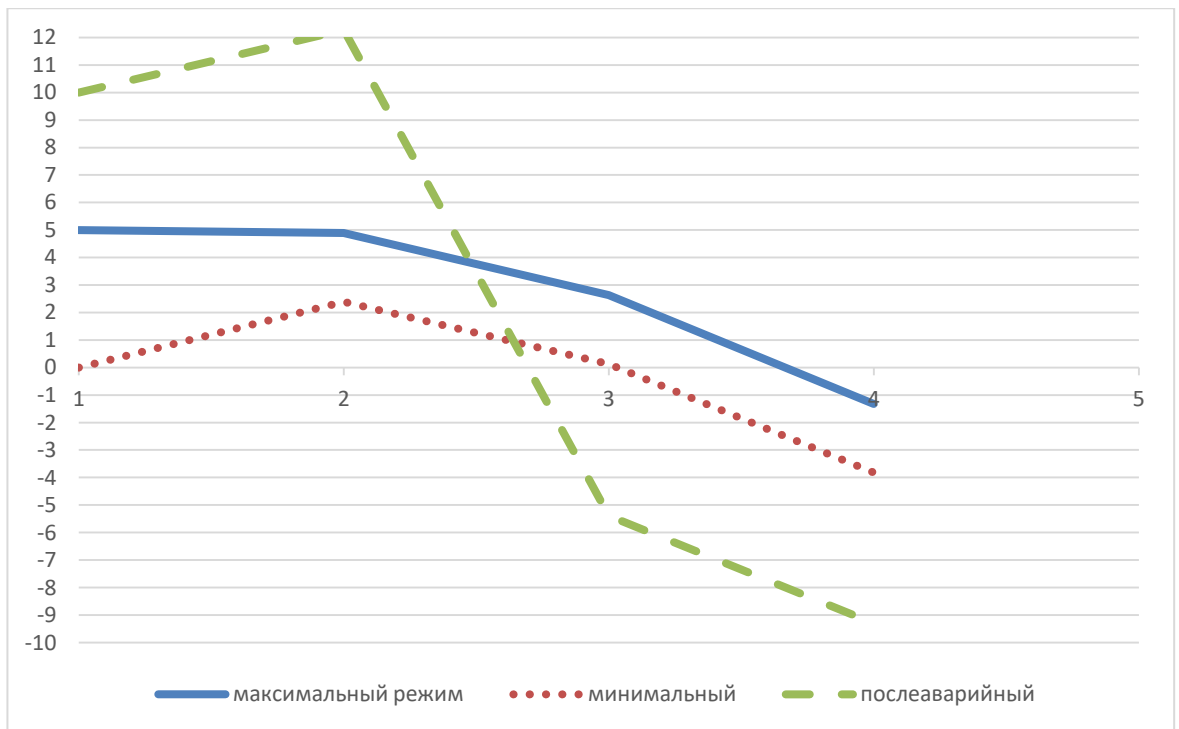


Рисунок – 10 Эпюры отклонения напряжений для самого удалённого ЭП с Отпайкой 2.5% на ПБВ.

12. Технико-экономический расчет

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

Экономическим критерием эффективности варианта является минимум приведенных затрат:

$$Z = E_H \cdot K + И \quad (51)$$

где Z – приведенные затраты (руб./год);

E_H – нормативный коэффициент эффективности $E_H = 0,12$ (1/год);

K – единовременные капиталовложение в схему (руб.);

$И$ – ежегодные издержки эксплуатации (руб./год).

Ежегодные издержки эксплуатации:

$$И = И_A + \Delta И \quad (52)$$

где $И_A$ – амортизационные отчисления (руб./год);

$\Delta И$ – стоимость потерь электроэнергии в год (руб./год).

Амортизационные отчисления:

$$И_A = \frac{\sum O}{100} \cdot K \quad (53)$$

где K — единовременные капиталовложение в схему (руб.);

$\sum O$ – суммарные отчисления ($\sum O = 7,3\%$).

Стоимость потерь электроэнергии при эксплуатации оборудования зависит от тарифа электроэнергии:

$$\Delta И = \beta \Delta W \quad (54)$$

где β – стоимость потерь (руб./кВт · час) ($\beta = 3,84$) [16];

ΔW – потери электроэнергии в линиях, (кВт · час).

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (55)$$

где τ – время потерь, можно найти по формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot T_{\text{год}} \quad (56)$$

$$\tau = (0,124 + 1095 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 477,61$$

где $T_{\text{год}} = 8760$ ч.;

T_{\max} – в зависимости от количества смен на предприятии, у нас двухсменное предприятие $T_{\max} = 1095$ ч.

Капиталовложения для первого и второго варианта электрической сети цеха:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma\text{КЛ}} + K_{\Sigma\text{оборудования}} \quad (57)$$

где $K_{\Sigma\text{КЛ}}$ – суммарные затраты на кабельные линии (руб.);

$K_{\Sigma\text{оборуд.}}$ – суммарные затраты на оборудование (руб.).

Затраты на кабельные линии:

$$K_{\text{КЛ}} = C \cdot l \quad (58)$$

где C – стоимость 1 м кабельной линии (руб.)

l – длина кабельной линии (м).

Таблица – Расчет затрат на кабельные линии

Трасса		Длина, м	Кабель, провод		Цена за 1 м, руб.	Общая стоимость линии, руб.
Начало КЛ	Конец КЛ		Марка	Кол-во и сечений жил		
РУ НН	Потребитель	10,5	АСБл	3x120	810	8505
РУ НН	Опора	122	АСБл	3x120	810	98820
ТП-1 (ячейка 1)	ТП-947 (ячейка 1)	379	АСБл	3x120	810	306990
ТП-1 (ячейка 2)	ТП-947 (ячейка 2)	372	АСБл	3x120	810	301320
					Итого	715635

Таблица – Расчёта затрат оборудования

Марка	Цена за единицу продукции, руб.	№, шт.	Общая сумма затрат, руб.
КСО - 310-03	8172,75	4	32691
КСО-310-14	5564,04	2	11128
КСО-310-04	9397,9	2	18796
ЩО-70-3-30 У3	26718,02	2	53436
ЩО-70-3-07 У3	14738	2	29476

ЩО-70-3-03	5681,09	4	22724
Мост шинный 0,4 кВ	2966,64	2	5973
Трансформатор ТМГ-630-10/0,4 кВ	270000	2	540000
Итого			714224

$$K_{\Sigma 1} = 715635 + 714224 = 1429859 \text{ руб.}$$

$$\Delta W = 15,58 \cdot 477,61 = 7441,16 \text{ кВт*4}$$

$$\Delta И = 3,84 * 7441,16 = 28574,07 \text{ руб./в год}$$

$$И_{\text{АКЛ}} = \frac{7,3}{100} * 715635 = 52241,36 \text{ руб./в год}$$

$$И = 28574,07 + 52241,36 = 80815,43 \text{ руб./в год}$$

$$З = 0,15 * 1429859 + 80815,43 = 295\ 294,28 \text{ руб./ в год}$$

По данным формулам мы рассчитали приведённые затраты по основному оборудованию. Этот расчёт был произведён без расчёта строительных и монтажных работ

Заключение

В данном дипломном проекте были, выполнены все поставленные задачи при реконструкции первого микрорайона города Абакан, найдены мощность силовой подстанции, кабельные линии мощность трансформаторов. Выбраны коммуникационные аппараты. Найдены центра силовых нагрузок, выбрано место установки ТП. Рассчитываемый район относится ко II группе категорий электроприемников. Данный проект выполнен в полном объёме в соответствии с заданием. Состоит из 12 разделов

В результате разработки электрической части дипломного проекта установлено, что для реконструкции первого микрорайона по улице Ивана Ярыгина 33 города 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. На ТП есть 2 секции каждая из которых имеет два независимых источника питания и имеет равномерную распределенную нагрузку. Вся нагрузка равномерно распределяется и на всей ТП-630-10/0,4, и в устанавливается по два трансформатора типа ТМГ мощностью от 630 кВА.

Произведён расчёт и определены сечения и марки кабелей, проверка по термической стойкости подходящих к ТП-630-10/0,4. Выполнен расчёт токов короткого замыкания, выбраны и проверены коммутационные и защитные аппараты для питающих и распределительных сетей.

В целом все поставленные задачи в электрической части дипломного проекта на тему "Реконструкция 1-го микрорайона города Абакан" 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. 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.
4. Правила устройства электроустановок. - 7-е издание. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. - 701 с.
5. 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 18.06.2024).
6. 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.
7. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 368 с. - URL: <http://www.electrolibrary.info/books/fedorov.htm> (дата обращения 18.06.2024).
8. 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).
9. Ананичева С.С. Котова Е.Н. Проектирование электрических сетей: учебное метод. пособие - URL <https://elar.urfu.ru/> (дата обращения 20.06.2024).
10. 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).
11. 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).
12. 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).
13. Глазунов А.А. Шведов Г.В. проектирование районной

электрической сети; дата введ. 23.03.210. - М.: Издательство МЭИ, 2010. - 72 с.
- URL: https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_004724306/ (дата обращения 18.06.2024).

14. КСО-310 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://gsktp.nt-rt.ru/> (дата обращения 20.06.2024).

15. Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией АСБл: сайт / Каталог. - URL: <https://i-cabel.ru/> (дата обращения 20.06.2024).

16. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2013. – 3ч28 с.

17. 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.

18. 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.

19. Федотов А.И. Проектирование городских электрических сетей: учеб. пособие / А.И. Федотов, О.В. Наумов, Н.В. Чернова. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 108 с

20. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.

21. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2013. – 3ч28 с.

22. ТМГ 630/10/0,4: сайт / Каталог. - URL:<https://www.uralen.ru/catalog/trans/group-17/64.html>

23. Шишлаков, В. Ф. Соленая О. Я. Солёный С.В. Электроснабжение: учебное пособие / Е.А. Конюхова. - Электрон. дан. - М.: Издательский дом МЭИ, 2017. - 128 с.

24. ГОСТ 18410-73. Кабели силовые пропитанной бумажной изоляцией на номинальное напряжение 6; 30 кВ. Общие технические условия. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004968> (дата обращения 15.06.2024).

25. ГОСТ 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200050072> (дата обращения 15.06.2024).

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, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С.Торопов
подпись инициалы, фамилия

« 07 » 07 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

Реконструкция электрических сетей 1-го микрорайона г. Абакана
тема

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

Абакан 2024