

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

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО  
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

140400.62 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Электроснабжение II дачного массива п. Завидное Муниципального  
образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

тема

Руководитель	_____	<u>доцент каф. ЭЭ, к.э.н.</u>	<u>Н.В. Дулесова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>М.И. Горемыкина</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.А. Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Абакан 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт  
«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г.Н. Чистяков  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

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

Студенту Горемыкиной Марине Игоревне  
(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ХЭн 13-01 (13-1) Направление (специальность) 13.03.02  
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»  
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Электроснабжение II дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

Утверждена приказом по университету № 146 от 28.02.2017 г.

Руководитель ВКР Н.В. Дулесова, доцент кафедры «Электроэнергетика», к.э.н.  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Генеральный план дачного массива п. Завидное

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

- 1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки
- 2 Напряжение проектируемой системы электроснабжения
- 3 Расчёт электрических нагрузок
- 4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии
5. Расчет схем распределительной сети 10 кВ
- 6 Выбор оборудования
- 7 Техничко-экономический расчёт распределительной сети 10 кВ
- 8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания
9. Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения.

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1. Схема электроснабжения
2. Однолинейная схема
3. Графики суточных нагрузок

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_ (подпись)

Н.В. Дулесова

(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ (подпись)

М.И. Горемыкина

(инициалы и фамилия)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение П дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ» » содержит 54 страниц текстового документа, 9 рисунков, 30 таблиц, 26 использованных источников, 3 листа графического материала.

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КОТТЕДЖ, НАПРЯЖЕНИЕ, ЛИНИЯ, ЭЛЕКТРОБОРУДОВАНИЕ.**

Объект расчёта – п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

К основным вопросам проектирования дачного массива относятся: строительное зонирование, архитектурно – планировочная организация, выбор типов зданий, высокие эстетические качества, при условии экономичности застройки территории, учёт особенностей специфики быта и удобств проживания населения [1].

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование электроснабжения электрической сети. Для достижения данной цели, в работе был разработан вариант схемы электроснабжения электрической сети, выбрано конструктивное исполнение линий и трансформаторных подстанций, произвелся расчет нормальных и режимов выбранного варианта сети и посчитаны технико-экономические показатели разработанного варианта электроснабжения сети.

Выбор варианта электроснабжения сети должен соответствовать требованиям надежности и экономичности. При этом принимаемые проектные решения должны соответствовать современному технологическому уровню.

Актуальность данной работы заключается в росте интереса населения к дачному, индивидуальному жилищному строительству, садоводству, огородничеству. В сельских населенных пунктах, большим спросом пользуется усадебное жилищное строительство.

## ABSTRACT

Final qualifying work on "Electricity II suburban p. an Enviabale array of Municipal education "Altai district of Beloyarskiy village RKH" " contains 54 pages of a text document, 9 figures, 30 tables, 26 used sources, 3 sheets of graphic material.

POWER, ARRAY VOLTAGE, LINE, ELEKTROBORUDOVANIE,

The object of the calculation – clause Enviabale Municipal education "Altai district of Beloyarskiy village RKH"

The main design issues of the country in the array are: construction zoning, architectural – planning organization, selection of types of buildings, high aesthetic quality, provided economical development of the territory, the peculiarities of the specifics of the life and comforts of living.

The purpose of this final qualifying work is the design of power supply electric network. To achieve this goal, we have developed a variant of the scheme of power supply of the electrical network, the selected design lines and transformer substations, has calculated the normal modes of the selected network option and calculated technical and economic indices of the developed version of the power supply network.

The choice of network power supply must meet the requirements of reliability and economy. Thus design decisions must meet the modern technological level.

The relevance of this work lies in the growth of public interest in the country, individual housing construction, gardening, horticulture. In rural areas, the high demand of estate housing.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки .....	8
2 Напряжение проектируемой системы электроснабжения .....	9
3 Расчёт электрических нагрузок.....	9
3.1 Расчёт электрических нагрузок в жилом секторе.....	9
3.2 Выбор трансформаторных подстанций .....	14
3.3 Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах.....	20
4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии .....	22
5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ .....	27
5.1 Расчет потокораспределения мощности вариантов распределительной сети 10 кВ.....	27
5.2 Выбор проводов в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях .....	28
6 Выбор оборудования .....	30
6.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ .....	30
6.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ .....	31
7 Техничко-экономический расчёт распределительной сети 10 кВ.....	33
8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания.....	36
8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	36
8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ .....	39
8.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в дачном массиве.....	41
8.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ .....	45
9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения. ....	45
9.1 Отклонения напряжения для самого мощного электроприемника .....	46
9.2 Отклонения напряжения для самого удаленного электроприемника .....	48
Заключение .....	52
Список использованных источников .....	53

## ВВЕДЕНИЕ

К основным вопросам проектирования жилой застройки относятся: строительное зонирование, архитектурно – планировочная организация, выбор типов зданий, высокие эстетические качества, при условии экономичности застройки территории, учёт особенностей специфики быта и удобств проживания населения.

По надежности электроснабжения электроприемники, применяемые в коттеджной застройке, относятся к III категории.

Электроснабжение коттеджного поселка осуществляется по линиям 10 кВ и 0,4 кВ.

Вблизи коттеджного поселка устанавливается несколько комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4, от которых передача электроэнергии к конечным потребителям (коттеджам) осуществляется по воздушным линиям (ВЛ-0,4)

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения электрической сети. Для достижения данной цели, в работе требуется разработать вариант схемы электроснабжения электрической сети, выбрать конструктивное исполнение линий и трансформаторных подстанций, произвести расчет нормальных и послеаварийных режимов выбранного варианта сети и посчитать технико-экономические показатели разработанного варианта электроснабжения сети.

Выбор варианта электроснабжения сети должен соответствовать требованиям надежности и экономичности. При этом принимаемые проектные решения должны соответствовать современному технологическому уровню.

## **1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки**

Проектируемая территория расположена в 10 км от г. Абакана, вблизи деревни Кайбалы и села Подсинее Алтайского района. На момент проектирования территория не полностью застроена.

В границах проектируемой территории размещено 224 коттеджа. Площадь проектируемого объекта  $S = 44550 \text{ м}^2$

Источником питания для дачного массива является подстанция Подсинее 110/35/10.

Электрические бытовые приемники рассчитаны на однофазное напряжение 220 В частоты 50 Гц. Помимо бытовых приемников в зданиях предусмотрено электрическое отопление с трехфазным напряжением 380 В, частотой 50 Гц переменного тока. Поэтому на вводе в коттедж принимаем напряжение 380 В переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

Климат – резко континентальный, с резко выраженным годовым и суточным ходом температур воздуха.

Проектируемая территория расположена в районе степной зоны, характеризующейся жарким летом, холодной зимой, резким колебанием температуры воздуха и недостаточным количеством атмосферных осадков.

Продолжительность теплого периода – 115 дней. Продолжительность устойчивых морозов – 25 дня.

Преобладающие ветра – юго-западного направления, в году погода с сильным (более 15 м/с) ветром наблюдается 45 дней. Наиболее часты ветры в летний период. Среднегодовая скорость ветра – 29 м/с.

Устойчивый снежный покров ложится в конце ноября. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта и заканчивается в середине апреля. Устойчивый снежный покров сохраняется 137 дней. Средняя толщина снежного покрова на открытых местах – 6 см.

Среднегодовая температура воздуха  $-0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум температур воздуха  $-50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , максимум –  $+38 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , амплитуда колебания температуры воздуха составляет  $88 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Годовое количество осадков – в среднем 347 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в летний период, 54 % от годовой суммы осадков.

Наибольшая глубина промерзания – 2,85 м.



## 2 Напряжение проектируемой системы электроснабжения

Важным вопросом проектирования сети поселкового электроснабжения является выбор напряжения с учётом перспективы развития дачного массива и системы напряжений, принятой в энергосистеме. Выбор напряжения системы электроснабжения производится с учётом сокращения количества трансформации электроэнергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ.

Для дачного массива выбрано напряжение 10 кВ, что обосновывается наличием распределительного пункта 10 кВ в качестве источника питания. К тому же для большинства массивов наиболее целесообразной является система напряжений 220 - 110/10 кВ. Напряжение 35 кВ в дачных массивах может быть использовано в исключительных случаях при технико-экономических обоснованиях. Поэтому выбор напряжения 10 кВ является наиболее целесообразным.

## 3 Расчёт электрических нагрузок

### 3.1 Расчёт электрических нагрузок в жилом секторе

Правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором для выбора количества и мощности трансформаторных подстанций, сечений кабелей и воздушных линий, защитной аппаратуры, электрооборудования и электроконструкций.

Электрическая нагрузка жилых домов является величиной не постоянной. Для того чтобы проанализировать данные нагрузки, согласно данным диспетчерской Белоярского РЭС были построены суточные графики нагрузок за зимний, летний, осенний и весенний период времени.

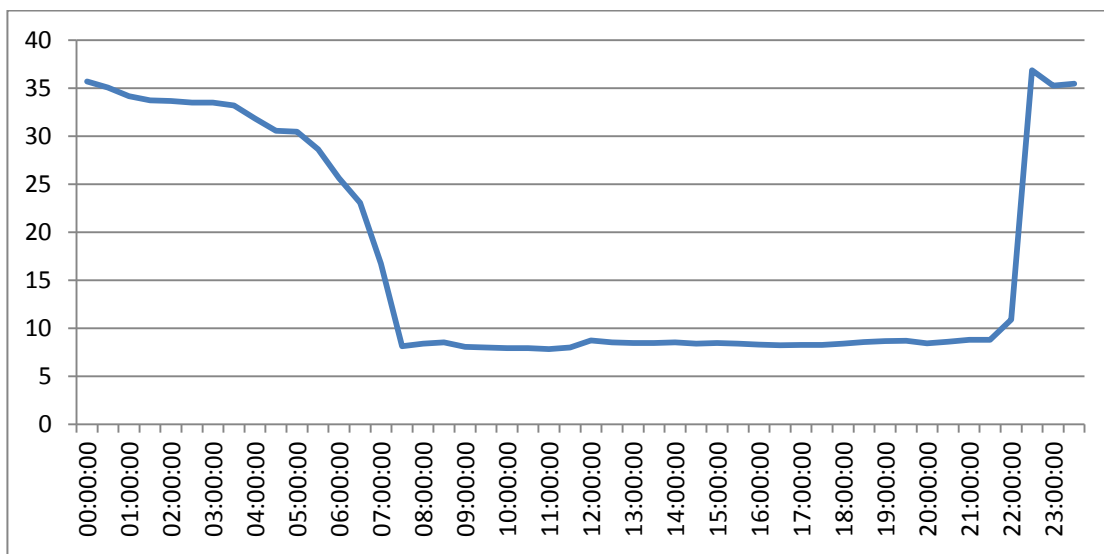


Рисунок 3.1 - Суточный график нагрузок за зимний период времени

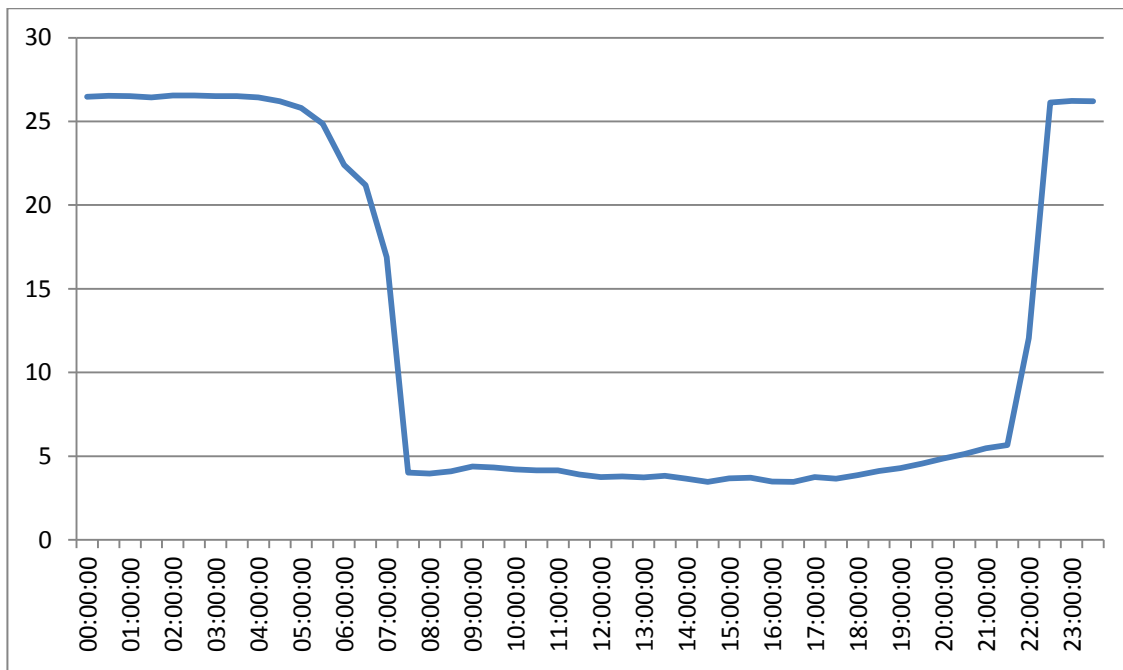


Рисунок 3.2 - Суточный график нагрузок за весенний период времени

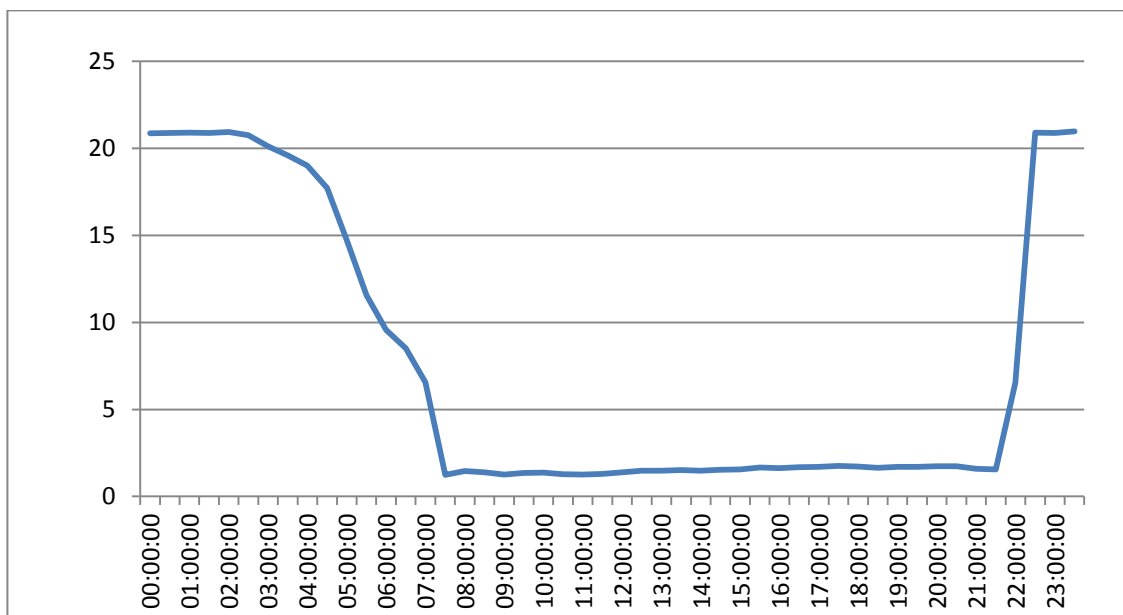


Рисунок 3.3 - Суточный график нагрузок за летний период времени

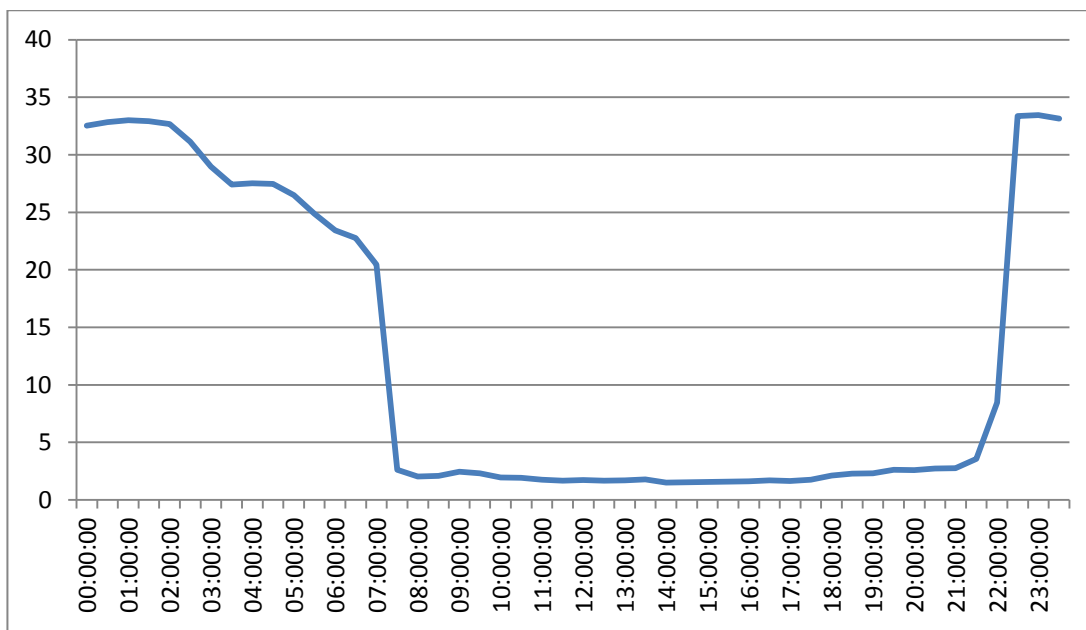


Рисунок 3.4 - Суточный график нагрузок за осенний период времени

Проанализировав полученные графики мы видим, что максимальная средняя мощность за зимний период времени равна 36 кВт, за весенний 26 кВт, за летний период времени 21 кВт, и за осенний период 33 кВт. А минимальная средняя мощность за зимний период времени равна 7 кВт, за весенний 3 кВт, за летний 1 кВт и за зимний период времени 1 кВт.

Дома различаются по площади:

Тип А – 250 м<sup>2</sup>;

Тип Б – 180 м<sup>2</sup>;

Тип В – 120 м<sup>2</sup>;

Тип Г – 150 м<sup>2</sup>;

Тип Д – дома индивидуальной застройки.

В работе предусмотрено электрическое отопление жилых домов. Для каждого типа дома будем принимать мощность отопительного котла:

Тип А – 12,5 кВт;

Тип Б – 9 кВт;

Тип В – 6 кВт;

Тип Г – 7,5 кВт;

Таблица 3.2 – Нагрузка частного дома

Объект	№	Наименование электроприемников	Количество электро-приемников	Установл. мощность Р, кВт	Общая кВт Р <sub>у</sub> , кВт	Кэф. Спроса Кс	Кэфф. Мощности			Расчетная мощность кВт	Реактивная мощность кВар	Полная мощность S <sub>р</sub> =√(P <sub>р</sub> <sup>2</sup> +Q <sub>р</sub> <sup>2</sup> ), кВА	Расчетны й ток фаза А I <sub>p</sub> =S/U, А	Расчетны й ток фаза В I <sub>p</sub> =S/U, А	Расчетны й ток фаза С I <sub>p</sub> =S/U, А	Номинал авт. выключат
							cosφ	tg φ	φ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Таблица нагрузок ДОМ	1	Электрическая плита	1,00	8,00	8,00	0,40	1,00	0,00	3,20	0,00	3,20	4,85	4,85	4,85	20УЗО	
	2	Посудомоечная машина	1,00	2,20	2,20	0,30	0,80	0,75	0,66	0,50	0,83		3,00		16УЗО	
	3	Вентиляция	3,00	0,30	0,90	0,50	0,70	1,02	0,45	0,46	0,64	0,68	0,68	0,68	0,68	2
	4	Розетки силовые (группы)	3,00	2,40	7,20	0,30	0,80	0,75	2,16	1,62	2,70	3,27	3,27	3,27	3,27	16
	5	Освещение (группы)	3,00	0,40	1,20	0,70	1,00	0,00	0,84	0,00	0,84	1,27	1,27	1,27	1,27	6
	6	Холодильник	1,00	0,60	0,60	0,50	0,70	1,02	0,30	0,31	0,43				1,36	10
	6	Холодильник_2	1,00	1,10	1,10	0,50	0,70	1,02	0,55	0,56	0,79	2,50	2,50			10
	7	Эл. обогреватель	3,00	1,80	5,40	0,80	1,00	0,00	4,32	0,00	4,32	6,55	6,55	6,55	6,55	16
	9	Теплые полы	3,00	1,10	3,30	0,80	1,00	0,00	2,64	0,00	2,64	4,00	4,00	4,00	4,00	16УЗО
	10	Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3,00	0,50	1,50	0,80	1,00	0,00	1,20	0,00	1,20	1,82	1,82	1,82	1,82	6
	11	Сауна (12m²)	1,00	6,90	6,90	0,10	1,00	0,00	0,69	0,00	0,69	1,05	1,05	1,05	1,05	20УЗО
	12	Стиральная машина	1,00	2,00	2,00	0,10	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25				0,91	16УЗО
		Итого ВСЕГО ДОМ			40,30				17,21	3,59	18,52	25,98	26,48	25,76		

Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
		3														
				Таблица нагрузок инженерных нагрузок												
	1	Тепловой насос (3-х фазн)	1,00	3,60	3,60	0,50	0,85	0,62	1,80	1,12	2,12	3,20	3,20	3,20	16	
	2	Циркуляционные насосы	4,00	0,15	0,60	1,00	0,80	0,75	0,60	0,45	0,75	1,36	0,68	0,68	10	
	3	Вентиляция инж. отсека	1,00	0,75	0,75	0,10	0,70	1,02	0,08	0,08	0,11			0,34	6	
	4	Насосная станция (3-х фазн)	1,00	1,20	1,20	0,80	0,80	0,75	0,96	0,72	1,20	1,81	1,81	1,81	10	
	5	Освещение	1,00	0,20	0,20	0,10	1,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,09			6	
	6	Управление, диспетчеризация	1,00	0,30	0,30	1,00	1,00	0,00	0,30	0,00	0,30		1,36		6	
	7	Пожарный насос	1,00	5,00	5,00	0,01	0,80	0,75	0,05	0,04	0,06	0,00	0,00	0,00	32	
	8	Внешнее освещение	3,00	0,15	0,45	0,30	1,00	0,00	0,14	0,00	0,14	0,20	0,20	0,20	2	
	0															
		Итого ВСЕГО ИНЖ. Сист			12,10				3,94	2,40	4,69	<b>6,68</b>	<b>7,27</b>	<b>6,24</b>		
		ИТОГО общая мощность/ токи по фазам			12,10				<b>3,94</b>	2,40	<b>4,69</b>	<b>6,68</b>	<b>7,27</b>	<b>6,24</b>		
		Максимальные токи (А) 15% перегрузка										7,68	8,36	7,18	40	
		Кратковременные перегрузки (А) 30 сек. - 70%										11,35	12,35	10,62		

Произведем расчёт нагрузок частных домов по формуле:

$$P = P_{\text{расч}} + k_{\text{см}} \cdot P_{\text{отоп}},$$

где  $k_{\text{см}}$  – коэффициент совпадения максимумов.

- категория А:  $P = 21,15 + 0,5 \cdot 12,5 = 27,4$  кВт,

- категория Б:  $P = 21,15 + 0,5 \cdot 9 = 25,65$  кВт,

- категория В:  $P = 21,15 + 0,5 \cdot 6 = 24,15$  кВт,

- категория Г:  $P = 21,15 + 0,5 \cdot 7,5 = 24,9$  кВт,

### 3.2 Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов

Для расчета мощности ТП 10/0,4 кВ применяем коэффициент совмещения 0,6 ( из опыта энергоснабжающих организаций).

Таблица 3.3 – Расчетные параметры КТП №1

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>с</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	5	27,4	137	0,6	82,2
Дома категории Б	4	25,65	106,6	0,6	65,124
Дома категории В	5	24,15	120,75	0,6	72,45
Уличное освещение	14	0,15	2,1	1	2,1
Итого с учетом 5% потерь					232,96

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учётом минимального необходимого резервирования в аварийном режиме.

Индивидуальная застройка жилого района относится к потребителям 3 категории по надёжности электроснабжения. Следовательно, устанавливаем подстанции с одним трансформатором.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч.мах}} = \frac{P_{\text{расч}}}{\sin \varphi_{\text{ср.вз}}}, \quad (3.1)$$

где  $S_{\text{расч.мах}}$  - расчётная активная мощность подстанции, кВт;

$\cos \varphi_{\text{ср.вз}}$  - средневзвешенный косинус подстанции.

Коэффициент загрузки определяется:

$$K_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном.т}}} \quad (3.2)$$

Коэффициент загрузки не должен превышать  $K_3 \leq 0,95$ .

Рассчитаем необходимую мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 232,96 / 0,98 = 237,3 \text{ кВА.} \quad (3.3)$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП ПВ–250/10/0,4 – 04 – УХЛ1,.

Таблица 3.4 – Расчетные параметры КТП №2

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	12	27,4	328,8	0,6	197,28
Дома категории Б	4	25,65	102,6	0,6	61,56
Дома категории В	2	24,15	48,3	0,6	28,98
Уличное освещение	18	0,15	2,7	1	2,7
Итого с учетом 5% потерь					335,47

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 335,47 / 0,98 = 342,32 \text{ кВА.} \quad (3.4)$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.

Выбираем КТП ПВ–400/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.5 – Расчетные параметры КТП №3

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	6	27,4	164,4	0,6	98,64
Дома категории Б	2	25,65	51,3	0,6	30,78
Дома категории В	6	24,15	144,9	0,6	86,94
Магазин смешанных товаров №1	1	24,9	24,9	0,5	12,45
Уличное освещение	15	0,15	2,25	1	2,25
Итого с учетом 5% потерь					242,6

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 242,6 / 0,98 = 247,5 \text{ кВА.} \quad (3.5)$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.  
 Выбираем КТП ПВ – 400/10/0,4 – 04 – УХЛ1

Таблица 3.6 – Расчетные параметры КТП №4

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	12	27,4	328,8	0,6	197,3
Дома категории Б	4	25,65	102,6	0,6	61,56
Дома категории В	2	24,15	48,3	0,6	28,98
Уличное освещение	18	0,15	2,7	1	2,7
Итого с учетом 5% потерь					305,06

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 305,06 / 0,98 = 311,29 \text{ кВА.} \quad (3.6)$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.  
 Выбираем КТП ПВ – 400/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.7 – Расчетные параметры КТП №5

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	6	27,4	164,4	0,6	98,64
Дома категории Б	3	25,65	76,95	0,6	46,17
Дома категории В	5	24,15	120,75	0,6	72,45
Уличное освещение	14	0,15	2,1	1	2,1
Итого с учетом 5% потерь					230,33

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 230,33 / 0,98 = 235,03 \text{ кВА.} \quad (3.7)$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.  
 Выбираем КТП ПВ – 250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.8 – Расчетные параметры КТП №6

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	12	27,4	328,8	0,6	197,28
Дома категории Б	3	25,65	76,95	0,6	46,17
Дома категории В	3	24,15	72,45	0,6	43,47



Окончание таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6
Уличное освещение	18	0,15	2,7	1	2,7
Итого с учетом 5% потерь					304,1

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 304,1 / 0,98 = 310,31 \text{ кВА.} \quad (3.8)$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.  
Выбираем КТП ПВ – 400/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.9 – Расчетные параметры КТП №7

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	5	27,4	137	0,6	82,2
Дома категории Б	4	25,65	102,5	0,9	61,56
Дома категории В	5	24,15	120,75	0,9	72,45
Уличное освещение	14	0,15	2,1	1	2,1
Итого с учетом 5% потерь					229,2

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 229,2 / 0,98 = 233,89 \text{ кВА.} \quad (3.9)$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.  
Выбираем КТП ПВ – 250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.10 – Расчетные параметры КТП №8

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	12	27,4	328,8	0,6	197,28
Дома категории Б	3	25,65	76,95	0,6	46,17
Дома категории В	3	24,15	72,45	0,6	43,47
Уличное освещение	18	0,15	2,7	1	2,7
Итого с учетом 5% потерь					304,1

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 304,1 / 0,98 = 310,31 \text{ кВА.} \quad (3.11)$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.

Выбираем КТП ПВ – 400/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.11 – Расчетные параметры КТП №9

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	6	27,4	164,4	0,6	98,64
Дома категории Б	3	25,65	76,95	0,6	46,17
Дома категории В	5	24,15	120,75	0,6	72,45
Уличное освещение	14	0,15	2,1	1	2,1
Итого с учетом 5% потерь					230,33

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 230,33 / 0,98 = 235,02 \text{ кВА.} \quad (3.12)$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.  
Выбираем КТП ПВ – 250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.12 – Расчетные параметры КТП №10

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	12	27,4	328,8	0,6	197,28
Дома категории Б	4	25,65	102,6	0,6	61,56
Дома категории В	2	24,15	48,3	0,6	28,98
Уличное освещение	18	0,15	2,7	1	2,7
Итого с учетом 5% потерь					305,02

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 305,02 / 0,98 = 311,25 \text{ кВА.} \quad (3.13)$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.  
Выбираем КТП ПВ – 400/10/0,4 – 04 – УХЛ1

Таблица 3.13 – Расчетные параметры КТП №11

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	5	27,4	137	0,6	82,2
Дома категории Б	4	25,65	102,6	0,6	61,56
Дома категории В	5	24,15	120,75	0,9	72,45

Окончание таблицы 3.13

1	2	3	4	5	6
Уличное освещение	14	0,15	2,1	1	2,1
Итого с учетом 5% потерь					229,2

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 229,2 / 0,98 = 233,9 \text{ кВА.} \quad (3.14)$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП ПВ – 250/10/0,4 – 04 – УХЛ1

Таблица 3.14 – Расчетные параметры КТП №12

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	12	27,4	328,8	0,6	197,28
Дома категории Б	3	25,65	76,95	0,6	46,17
Дома категории В	3	24,15	72,45	0,6	43,47
Уличное освещение	18	0,15	2,7	1	2,7
Итого с учетом 5% потерь					304,1

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 304,1 / 0,98 = 310,31 \text{ кВА.} \quad (3.15)$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.

Выбираем КТП ПВ – 400/10/0,4 – 04 – УХЛ1

Таблица 3.15 – Расчетные параметры КТП №13

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	6	27,4	154,4	0,6	92,64
Дома категории Б	3	25,65	76,95	0,6	46,17
Дома категории В	5	24,15	120,75	0,6	72,45
Уличное освещение	14	0,15	2,1	1	2,1
Итого с учетом 5% потерь					224,028

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 224,028 / 0,98 = 228,6 \text{ кВА.} \quad (3.16)$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП ПВ – 250/10/0,4 – 04 – УХЛ1

Таблица 3.16 – Расчетные параметры КТП №14

Наименование	Количество	P, кВт	P <sub>Σ</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	P <sub>расч</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Дома категории А	12	27,4	328,8	0,6	197,3
Дома категории Б	4	25,65	102,6	0,6	61,56
Дома категории В	2	24,15	48,3	0,6	28,98
Уличное освещение	18	0,15	2,7	1	2,7
Итого с учетом 5% потерь					305,06

$$S_{расч} = P_{расч} / \cos\varphi = 305,06 / 0,98 = 311,29 \text{ кВА.} \quad (3.17)$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.

Выбираем КТП ПВ – 400/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 3.17 – Выбор трансформаторов на подстанциях

№ КТП	S <sub>расч</sub> , кВА	S <sub>ном</sub> , кВА	K <sub>з</sub>	Марка трансформатора
1	2	3	4	5
1	237,3	250	0,94	ТМГ-250/10/0,4
2	342,32	400	0,86	ТМГ-400/10/0,4
3	247,5	250	0,99	ТМГ-400/10/0,4
4	311,29	400	0,8	ТМГ-400/10/0,4
5	235,03	250	0,94	ТМГ-250/10/0,4
6	310,31	400	0,8	ТМГ-400/10/0,4
7	233,89	250	0,93	ТМГ-250/10/0,4
8	310,31	400	0,8	ТМГ-400/10/0,4
9	235,02	250	0,94	ТМГ-250/10/0,4
10	311,29	400	0,8	ТМГ-400/10/0,4
11	233,89	250	0,93	ТМГ-250/10/0,4
12	310,31	400	0,8	ТМГ-400/10/0,4
13	228,6	250	0,9	ТМГ-250/10/0,4
14	311,29	400	0,8	ТМГ-400/10/0,4

Для всех КТП коэффициенты загрузки соответствуют пределам.  
 Выбранные трансформаторы масляные герметичные 10/0,4 [2, 3].

### 3.3 Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах

Потери мощности определим по следующим формулам:

$$\Delta P = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left( \frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (3.20)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = n \cdot \frac{I_{XX} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{u_{\text{кз}} \cdot S_{\text{ПН}}^2}{n \cdot 100 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (3.21)$$

где  $\Delta P_{XX}$ ,  $\Delta P_K$ ,  $U_{\text{к\%}}$ ,  $I_{XX\%}$  - паспортные данные.

Потери активной энергии определим по форму

$$\Delta A = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot \tau_{\text{год}} + \tau \cdot \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left( \frac{S_{\text{мп}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (3.22)$$

где  $\tau_{\text{год}}=8760$  ч – фактическое время работы потребителей в год;

$\tau=2988$  ч – время максимальных потерь.

Потери напряжения в трансформаторе определим по формуле:

$$\Delta U = \beta (U_a \cos \varphi + U_p \sin \varphi), \quad (3.23)$$

где  $\beta$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$U_a, U_p$  – активная и реактивная составляющие тока КЗ, равные:

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2}, \quad (3.24)$$

$$U_a = \frac{\Delta P_k}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (3.25)$$

Расчет сведем в таблицу 3.18

Таблица 3.18 – Потери мощности и активной энергии в трансформаторах

№ КТП	$n \cdot S_{\text{тр-в}}$	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{XX}, \%$	$S_{\text{тр}}$ , кВА	$S_{\text{НОМ}}$ , кВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , кВАр	$\Delta A$ , МВт*ч	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	250	0,52	3,59	4,5	0,9	237,3	250	3,75	12,39	14,22	2,24
2	400	0,75	5,4	4,5	0,8	342,35	400	4,71	16,39	18,39	1,83
3	250	0,52	3,59	4,5	0,9	247,5	250	4,04	13,28	15,07	1,63

Окончание таблицы 3.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	400	0,75	5,4	4,5	0,8	311,29	400	4,02	14,10	16,34	1,75
5	250	0,52	3,59	4,5	0,9	235,03	250	3,69	12,19	14,04	2,24
6	400	0,75	5,4	4,5	0,8	310,31	400	4,00	14,03	16,28	1,81
7	250	0,52	3,59	4,5	0,9	233,89	250	3,66	12,10	13,94	2,24
8	400	0,75	5,4	4,5	0,8	310,31	400	4,00	14,03	16,28	1,75
9	250	0,52	3,59	4,5	0,9	235,02	250	3,69	12,19	14,04	2,24
10	400	0,75	5,4	4,5	0,8	311,29	400	4,02	14,10	16,34	1,83
11	250	0,52	3,59	4,5	0,9	233,89	250	3,66	12,10	13,94	2,24
12	400	0,75	5,4	4,5	0,8	310,31	400	4,00	14,03	16,28	1,83
13	250	0,52	3,59	4,5	0,8	228,6	250	3,52	11,41	13,52	2,24
14	400	0,75	5,4	4,5	0,8	311,29	400	4,02	14,10	16,34	1,81

### 3.4 Выбор расположения трансформаторных подстанций

Подстанция является одним из самых основных звеньев системы электроснабжения. Поэтому оптимальное размещение подстанций – важнейший вопрос при построении рациональных систем электроснабжения.

При выборе расположения подстанции в застройке коттеджами электрическая нагрузка рассредоточена по отдельным объектам и выбор места расположения подстанций должен быть связан с архитектурой. Местом установки подстанции будем считать площадки, примыкающие к проезжей части дачного массива.

## 4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии

Допустимую величину потерь напряжения принимаем 5% (от источника питания до вводов в коттеджи).

Схемы построения сети, в основном, магистрали, то есть от одной ВЛ запитываем несколько коттеджей с равномерно распределенной нагрузкой. Рассмотрим КТП №1 (ветвь 1 – до дома №4).

$P_{расч} = 27,4$  кВт, длина линии от КТП №1 до дома № 4  $L=0,23$  км.

Найдем расчетный ток:

$$I_{расч} = \frac{P_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} \cdot K_n = \frac{27,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} \cdot 0,92 = 40,36 \text{ А}; \quad (4.1)$$

где  $K_{\text{т}} = 0,92$  – поправочный коэффициент при температуре окружающего воздуха  $35^{\circ}\text{C}$ , температура жилы  $90^{\circ}\text{C}$ .

Выбираем провод марки СИП-2, сечением  $3 \times 95 + 1 \times 95$ , с допустимым номинальным током  $I_{\text{доп}} = 300 \text{ А}$  [4].

Найдем потери напряжения в проводе:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 40,36 \cdot 0,4 \cdot (0,411 \cdot 0,98 + 0,0753 \cdot 0,199)}{400} \cdot 100\% = 1,68 \%;$$

Найдем потери мощности:

$$\Delta P = 3 I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (4.3)$$

$$\Delta P = 3 \cdot 40,36^2 \cdot 0,411 \cdot 0,23 \cdot 10^{-3} = 0,46 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = 3 I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (4.4)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot 40,36^2 \cdot 0,0753 \cdot 0,23 \cdot 10^{-3} = 0,08 \text{ кВт}$$

Найдем потери активной энергии:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau = 0,46 \cdot 2988 = 1,38 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

$\tau$  – время максимальных потерь,  $\tau = 2988$  ч.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор проводов в сети 0,4 и определение мощности

№ дома	$P_{расч}, кВт$	$L, км$	$\cos\phi$	$I_{расч}, А$	$I_{доп}, А$	Марка, сечен.	$R_{уд}, Ом/км_{уд.}$	$R_{уд}, Ом/км$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВАр$	$\Delta A, МВт\cdotч$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КТП №1												
4	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
7	25,65	0,4	0,98	37,78	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,73	0,70	0,13	2,10
20	24,15	0,23	0,98	35,57	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	1,48	0,36	0,07	1,07
23	27,4	0,4	0,98	40,36	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,92	0,80	0,15	2,40
КТП №2												
12	25,65	0,3	0,98	34,76	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,89	0,45	0,08	1,34
16	27,4	0,45	0,98	37,13	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	3,02	0,76	0,14	2,29
28	25,65	0,3	0,98	34,76	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	1,89	0,45	0,08	1,34
32	24,15	0,45	0,98	32,72	300	СИП-3х95+1х98	0,411	0,0753	2,66	0,59	0,11	1,78
КТП №3												
36	24,15	0,23	0,98	35,57	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,48	0,36	0,07	1,07
39	25,65	0,4	0,98	37,78	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,73	0,70	0,13	2,10
52	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
55	24,15	0,4	0,98	35,57	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,57	0,62	0,11	1,86
магазин 1	24,9	0,03	0,98	33,74	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	0,18	0,04	0,01	0,13
КТП №4												
44	27,4	0,3	0,98	37,13	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	2,02	0,51	0,09	1,52
48	27,4	0,45	0,98	37,13	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	3,02	0,76	0,14	2,29
60	24,15	0,3	0,98	32,72	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	1,78	0,40	0,07	1,18
64	25,65	0,45	0,98	34,76	300	СИП-3х95+1х98	0,411	0,0753	2,83	0,67	0,12	2,00



Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КТП №5												
68	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3x95+1x95	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
71	24,15	0,4	0,98	35,57	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,57	0,62	0,11	1,86
84	25,65	0,23	0,98	37,78	300	СИП-3x95+1x97	0,411	0,0753	1,57	0,40	0,07	1,21
87	27,4	0,4	0,98	40,36	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,92	0,80	0,15	2,40
КТП №6												
76	25,65	0,3	0,98	34,76	300	СИП-3x95+1x95	0,411	0,0753	1,89	0,45	0,08	1,34
80	24,15	0,45	0,98	32,72	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,66	0,59	0,11	1,78
92	27,4	0,3	0,98	37,13	300	СИП-3x95+1x97	0,411	0,0753	2,02	0,51	0,09	1,52
96	25,65	0,45	0,98	34,76	300	СИП-3x95+1x98	0,411	0,0753	2,83	0,67	0,12	2,00
КТП №7												
100	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3x95+1x95	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
103	25,65	0,4	0,98	37,78	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,73	0,70	0,13	2,10
116	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3x95+1x97	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
119	24,15	0,4	0,98	35,57	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,57	0,62	0,11	1,86
КТП №8												
108	25,65	0,3	0,98	34,76	300	СИП-3x95+1x95	0,411	0,0753	1,89	0,45	0,08	1,34
112	24,15	0,45	0,98	32,72	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,66	0,59	0,11	1,78
124	27,4	0,3	0,98	37,13	300	СИП-3x95+1x97	0,411	0,0753	2,02	0,51	0,09	1,52
128	24,15	0,45	0,98	32,72	300	СИП-3x95+1x98	0,411	0,0753	2,66	0,59	0,11	1,78
КТП №9												
132	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3x95+1x95	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
135	25,65	0,4	0,98	37,78	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,73	0,70	0,13	2,10
148	24,15	0,23	0,98	35,57	300	СИП-3x95+1x97	0,411	0,0753	1,48	0,36	0,07	1,07
151	25,65	0,4	0,98	37,78	300	СИП-3x95+1x96	0,411	0,0753	2,73	0,70	0,13	2,10

Окончание таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КТП №10												
140	24,15	0,3	0,98	32,72	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,78	0,40	0,07	1,18
144	24,15	0,45	0,98	32,72	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,66	0,59	0,11	1,78
156	27,4	0,3	0,98	37,13	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	2,02	0,51	0,09	1,52
160	25,65	0,45	0,98	34,76	300	СИП-3х95+1х98	0,411	0,0753	2,83	0,67	0,12	2,00
КТП №11												
164	24,15	0,23	0,98	35,57	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,48	0,36	0,07	1,07
167	27,4	0,4	0,98	40,36	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,92	0,80	0,15	2,40
180	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
183	25,65	0,4	0,98	37,78	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,73	0,70	0,13	2,10
КТП №12												
172	25,65	0,3	0,98	34,76	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,89	0,45	0,08	1,34
176	24,15	0,45	0,98	32,72	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,66	0,59	0,11	1,78
188	27,4	0,3	0,98	37,13	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	2,02	0,51	0,09	1,52
192	24,15	0,45	0,98	32,72	300	СИП-3х95+1х98	0,411	0,0753	2,66	0,59	0,11	1,78
КТП №13												
196	27,4	0,23	0,98	40,36	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,68	0,46	0,08	1,38
199	24,15	0,4	0,98	35,57	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,57	0,62	0,11	1,86
212	25,65	0,23	0,98	37,78	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	1,57	0,40	0,07	1,21
215	25,65	0,4	0,98	37,78	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	2,73	0,70	0,13	2,10
КТП №14												
204	25,65	0,3	0,98	34,76	300	СИП-3х95+1х95	0,411	0,0753	1,89	0,45	0,08	1,34
208	27,4	0,45	0,98	37,13	300	СИП-3х95+1х96	0,411	0,0753	3,02	0,76	0,14	2,29
220	24,15	0,3	0,98	32,72	300	СИП-3х95+1х97	0,411	0,0753	1,78	0,40	0,07	1,18
224	25,65	0,45	0,98	34,76	300	СИП-3х95+1х98	0,411	0,0753	2,83	0,67	0,12	2,00

## 5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ

### 5.1 Расчет потокораспределения мощности вариантов распределительной сети 10 кВ

Для электроснабжения жилого района, имеющего в основном ЭП III категории, на напряжение 10 кВ рассмотрим вариант магистральной схемы.

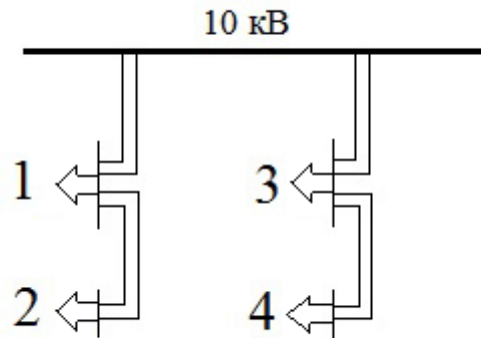


Рисунок 5.1 - Магистральная схема

Определим полную мощность на шинах подстанций:

$$S_1 = 232,96 + j46,59 = 237,3 \text{ кВА},$$

$$S_2 = 335,47 + j67,09 = 342,32 \text{ кВА},$$

$$S_3 = 242,6 + j48,52 = 247,5 \text{ кВА},$$

$$S_4 = 305,06 + j61,01 = 311,29 \text{ кВА},$$

$$S_5 = 230,33 + j46,06 = 235,03 \text{ кВА},$$

$$S_6 = 304,1 + j60,82 = 310,31 \text{ кВА},$$

$$S_7 = 229,2 + j45,84 = 233,89 \text{ кВА},$$

$$S_8 = 304,1 + j60,82 = 310,31 \text{ кВА},$$

$$S_9 = 230,33 + j46,06 = 235,02 \text{ кВА},$$

$$S_{10} = 305,02 + j61 = 311,25 \text{ кВА},$$

$$S_{11} = 229,2 + j45,84 = 233,9 \text{ кВА},$$

$$S_{12} = 304,1 + j60,82 = 310,31 \text{ кВА},$$

$$S_{13} = 224,028 + j44,8 = 228,6 \text{ кВА},$$

$$S_{14} = 305,06 + j61 = 311,29 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем потоки мощности на участках схемы:

$$S_{0-1} = S_1 + S_2 = 232,96 + j46,59 + 335,47 + j67,09 = 568,43 + j113,68 = 579,7 \text{ кВА},$$

$$S_{1-2} = S_2 = 335,47 + j67,09 = 342,32 \text{ кВА},$$

$$S_{0-3} = S_3 + S_4 = 242,6 + j48,52 + 305,06 + j61,01 = 547,66 + j109,53 = 558,5 \text{ кВА},$$

$$S_{3-4} = S_4 = 305,06 + j61,01 = 311,29 \text{ кВА},$$

$$S_{0-5} = S_5 + S_6 = 230,33 + j46,06 + 304,1 + j60,82 = 534,43 + j106,88 = 545 \text{ кВА},$$

$$S_{5-6} = S_6 = 304,1 + j60,82 = 310,31 \text{ кВА},$$

$$S_{0-7} = S_7 + S_8 = 229,2 + j45,84 + 304,1 + j60,82 = 533,3 + j106,66 = 543,86 \text{ кВА},$$

$$S_{7-8} = S_8 = 304,1 + j60,82 = 310,31 \text{ кВА},$$

$$S_{0-9} = S_9 + S_{10} = 230,33 + j46,06 + 305,02 + j61 = 535,45 + j107,06 = 546,05 \text{ кВА},$$

$$S_{9-10} = S_{10} = 305,02 + j61 = 311,25 \text{ кВА},$$

$$S_{0-11} = S_{11} + S_{12} = 229,2 + j45,84 + 304,1 + j60,82 = 533,3 + j106,66 = 543,86 \text{ кВА},$$

$$S_{11-12} = S_{12} = 304,1 + j60,82 = 310,31 \text{ кВА},$$

$$S_{0-13} = S_{13} + S_{14} = 224,028 + j44,8 + 305,06 + j61 = 529,088 + j105,8 = 539,55 \text{ кВА},$$

$$S_{13-14} = S_{14} = 305,06 + j61 = 311,29 \text{ кВА}.$$

## 5.2 Выбор проводов в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях

Выбираем провода СИП марки «Саха» 10 кВ [5].

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot K_n, \quad (5.9)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot K_n, \quad (5.10)$$

где  $K_n = 0,9$  - поправочный коэффициент при расчетной температуре среды [7];  
 $n=2$  – количество линий.

Таблицы 5.1 – Сечение провода марки «Саха»

Участок	Длина, км	$S_{\text{нагрВЛ}}$ , кВА	$I_{\text{раб}}$ , А	$I_{\text{ав}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	Сечение
1	2	3	4	5	6	7
0-1	0,53	579,7	15,08	30,16	115	3x50
1-2	0,41	342,32	8,9	17,8	115	3x50
0-3	0,39	558,5	14,53	29,05	115	3x50

Окончание таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7
3-4	0,41	311,29	8,1	16,19	115	3x50
0-5	0,24	545	14,18	28,35	115	3x50
5-6	0,41	310,31	8,07	16,14	115	3x50
0-7	0,07	543,86	14,15	28,29	115	3x50
7-8	0,41	310,31	8,07	16,14	115	3x50
0-9	0,07	546,05	14,2	28,41	115	3x50
9-10	0,41	311,25	8,1	16,19	115	3x50
0-11	0,24	543,86	14,15	28,29	115	3x50
11-12	0,41	310,31	8,07	16,14	115	3x50
0-13	0,39	539,55	14,03	28,07	115	3x50
13-14	0,41	311,29	8,1	16,19	115	3x50

Найдем потери напряжения, потери мощности, потери активной энергии в проводах по формулам:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}}/n \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}}/n \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (5.11)$$

$$\Delta P = \frac{3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}}}{n \cdot L \cdot 10^{-3}}, \quad (5.12)$$

$$\Delta Q = \frac{3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}}}{n \cdot L \cdot 10^{-3}}, \quad (5.13)$$

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \quad (5.14)$$

где  $\tau = 2988$  ч, время максимальных потерь.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет мощности и активной энергии для линий магистральной схемы

Участок	L, км	I <sub>раб</sub> , А	cosφ	Г <sub>уд</sub> , Ом/км	Х <sub>уд</sub> , Ом/км	ΔU, %	ΔP, кВт	ΔQ, кВАр	ΔA, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	0,53	15,08	0,98	0,571	0,14	0,41	0,37	0,09	1,1
1-2	0,41	8,9	0,98	0,571	0,14	0,19	0,17	0,04	0,5

Окончание таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-3	0,39	14,53	0,98	0,571	0,14	0,29	0,46	0,11	1,39
3-4	0,41	8,1	0,98	0,571	0,14	0,17	0,14	0,03	0,41
0-5	0,24	14,18	0,98	0,571	0,14	0,17	0,72	0,18	2,14
5-6	0,41	8,07	0,98	0,571	0,14	0,17	0,14	0,03	0,41
0-7	0,07	14,15	0,98	0,571	0,14	0,05	2,45	0,6	7,32
7-8	0,41	8,07	0,98	0,571	0,14	0,17	0,14	0,03	0,41
0-9	0,07	14,2	0,98	0,571	0,14	0,05	2,47	0,6	7,37
9-10	0,41	8,1	0,98	0,571	0,14	0,17	0,14	0,03	0,4
0-11	0,24	14,15	0,98	0,571	0,14	0,17	0,71	0,18	2,14
11-12	0,41	8,07	0,98	0,571	0,14	0,17	0,14	0,03	0,41
0-13	0,39	14,03	0,98	0,571	0,14	0,28	0,43	0,11	1,29
13-14	0,41	8,1	0,98	0,571	0,14	0,17	0,14	0,03	0,41

## 6 Выбор оборудования

### 6.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Выключатели выбирают по номинальному току  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$ , номинальному напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,у}}$ , типу и роду установки.

В качестве примера рассмотрим выбор выключателя для защиты ВЛ<sub>0-1</sub> до КТП1.

$U_{\text{номВЛ}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном.ВЛ}} = 15,52$  А. Выбираем выключатель ВВТЭ-М-10-20/630 с  $U_{\text{ном}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном}}=630$  А [6].

Для остальных линий выбор осуществляется аналогично, сведем результаты в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Выбор выключателей на 10 кВ

ВЛ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$ , А	Количество
1	2	3	4	5	6
0-1	10	15,52	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-3	10	16,29	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-5	10	15,43	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-7	10	15,22	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

Окончание таблицы 6.1

1	2	3	4	5	6
0-11	10	15,49	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-13	10	15,48	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

## 6.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели ВА 47-29 [7] и ВА51-35 [8].

Выключатели выбираем по условиям:

$$I_{\text{ном,а}} \geq I_{\text{раб}},$$

$$I_{\text{ном,расц,т}} \geq I_{\text{раб}},$$

$$I_{\text{ном,расц,э}} \geq I_{\text{раб}}.$$

Таблица 6.2 - Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ КТП	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	$I_{\text{ном,расц,т}}, \text{А}$	Тип выключателя	$I_{\text{ном,а}}, \text{А}$	$I_{\text{ном,расц,т}}, \text{А}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	
1	2	3	4	5	6	7	9
1	Ветвь 1	40,36	50,45	ВА47-29	63	63	8
	Ветвь 2	37,78	47,22	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 3	35,57	44,72	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 4	40,36	50,45	ВА47-29	63	50	8
2	Ветвь 1	34,76	43,45	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 2	37,13	46,4	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 3	34,76	43,45	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 4	32,72	40,9	ВА51-35	50	50	8
3	Ветвь 1	35,57	44,46	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 2	37,78	47,22	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 3	40,36	50,45	ВА47-29	63	63	8
	Ветвь 4	35,57	44,46	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 5	33,74	42,2	ВА51-35	50	50	8
4	Ветвь 1	37,13	46,64	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 2	37,13	46,64	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 3	32,72	40,9	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 4	34,76	43,25	ВА51-35	50	50	8

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	9
5	Ветвь 1	40,36	50,45	BA47-29	63	63	8
	Ветвь 2	35,57	44,46	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	37,78	47,22	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	40,36	50,45	BA47-29	63	63	8
6	Ветвь 1	34,76	43,45	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 2	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	37,13	46,4	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	34,76	43,45	BA51-35	50	50	8
7	Ветвь 1	40,36	50,45	BA47-29	63	63	8
	Ветвь 2	37,78	47,22	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	40,36	50,45	BA47-29	63	63	8
	Ветвь 4	35,57	44,46	BA51-35	50	50	8
8	Ветвь 1	34,76	43,45	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 2	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	37,13	46,4	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
9	Ветвь 1	40,36	50,45	BA47-29	63	63	8
	Ветвь 2	37,78	47,22	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	35,57	44,46	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	37,78	47,22	BA51-35	50	50	8
10	Ветвь 1	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 2	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	37,13	46,4	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	34,76	43,45	BA51-35	50	50	8
11	Ветвь 1	34,76	43,45	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 2	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	37,13	46,4	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	37,78	47,22	BA51-35	50	50	8
12	Ветвь 1	34,76	43,45	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 2	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	37,13	46,4	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	32,72	40,9	BA51-35	50	50	8
13	Ветвь 1	40,36	50,45	BA47-29	63	63	8
	Ветвь 2	35,57	44,46	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 3	37,78	47,22	BA51-35	50	50	8
	Ветвь 4	37,78	47,22	BA51-35	50	50	8



Окончание таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	9
14	Ветвь 1	34,76	43,45	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 2	37,13	46,4	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 3	32,72	40,9	ВА51-35	50	50	8
	Ветвь 4	34,76	43,45	ВА51-35	50	50	8

### 7 Технико-экономический расчёт распределительной сети 10 кВ

Приведённые затраты считаем по формуле:

$$З = E_n \cdot K + И, \quad (15.1)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, для электроэнергетической отрасли равен 0,15 [9];

$K$  – единовременные капитальные вложения, (тыс. руб);

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

Эксплуатационные издержки определяются:

$$И = И_A + И_Э, \quad (15.2)$$

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

$И_Э$  – стоимость потерь электроэнергии, (тыс. руб./год).

Расчет стоимости строительства ВЛ 10 кВ:

1. Технические показатели ВЛ.

1.1. Количество линий – две.

1.2. Марка и сечение кабеля - САХКА 3х35.

1.3. Тип опор – железобетонные.

2. Общая характеристика района прохождения ВЛ 10 кВ.

2.1. Месторасположение воздушной линии – Республика Хакасия.

2.2. Протяженность ВЛ:

Участок 0-1 = 0,53 км;

Участок 1-2 = 0,41 км;

Участок 0-3 = 0,39 км;

Участок 3-4 = 0,41 км;

Участок 0-5 = 0,24 км;

Участок 5-6 = 0,41 км;

Участок 0-7 = 0,07 км;

Участок 7-8 = 0,41 км;

Участок 0-9 = 0,07 км;

Участок 9-10 = 0,41 км;

Участок 0-11 = 0,24 км;

Участок 11-12 = 0,41 км;

Участок 0-13 = 0,39 км;  
 Участок 13-14 = 0,41 км;  
 1.3. Сечение линий: 3х70

Таблица 7.1 – Расчет затрат на строительство ВЛ 10 кВ

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Стоимость ВЛ 10 кВ по базисным показателям	204,1+157,89+150,2+157,89+92,42+ +157,89+2,3+157,89+2,3+157,89+92,42+ +157,89+150,2+157,89	1799,2
Участок 0-1	385,1*0,53	204,1
Участок 1-2	385,1*0,41	157,89
Участок 0-3	385,1*0,39	150,2
Участок 3-4	385,1*0,41	157,89
Участок 0-5	385,1*0,24	92,42
Участок 5-6	385,1*0,41	157,89
Участок 0-7	385,1*0,07	2,3
Участок 7-8	385,1*0,41	157,89
Участок 0-9	385,1*0,07	2,3
Участок 9-10	385,1*0,41	157,89
Участок 0-11	385,1*0,24	92,42
Участок 11-12	385,1*0,41	157,89
Участок 0-13	385,1*0,39	150,2
Участок 13-14	385,1*0,41	157,89
Итого		
Затраты на строительство(19,1 %*)	1799,2*0,191	343,64
Стоимость строительства ВЛ	1799,2+343,64	2142,84

**Примечание:**

\*19,1% - для напряжений 0,4-10 кВ.

Всего: 2142,84\*1,09= 2335,7тыс. руб.

Расчет стоимости выключателей.

Таблица 7.2 – Расчет затрат на выключатели

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Вакуумные выключатели 10 кВ	7× 118	826
Итого		826

Таблица 7.3 – Расчёт стоимости КРУ [10]

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Устройство распределительное КРУ	$7 \times 249,3$	1745,1
Итого		1745,1

Таблица 7.4 – Расчёт стоимости КТП [11]

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
КТП ПВ–250/10/0,4 – 04 – УХЛ1	$7 \times 222,2$	1555,4
КТП ПВ–400/10/0,4 – 04 – УХЛ1	$7 \times 235,3$	1647,1
Итого		3202,5

- строительно-монтажные работы

$$826 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 918 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.3)$$

где 5,85 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС) [12].

- оборудование

$$826 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 1952,66 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.4)$$

где 3,94 - индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учета НДС) [11].

- пусконаладочные работы

$$826 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 417,62 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.5)$$

где 12,64- индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- прочие затраты

$$826 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 1086,85 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.6)$$

где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (без учета НДС) [13].

Всего:  $918 + 1952,66 + 417,62 + 1086,85 = 4375,13 \cdot 1,09 = 4768,89$  тыс. руб.

Суммарные капиталовложения по схеме:

$$K = 2335,7 + 4768,89 + 1745,1 + 3202,5 = 12052,2 \text{ тыс. руб.} \quad (7.8)$$

$$I_{\text{ВЛ}} = (I_a + I_p + I_o) * K = (0,01 + 0,025 + 0,02) * 12052,2 = 662,87 \text{ тыс.руб} \quad (7.9)$$

$$I_{\text{ВЫКЛ}} = 0,093 * 4768,89 = 443,5 \text{ тыс.руб.} \quad (7.10)$$

$$I_{\Sigma} = 1106,37 \text{ тыс.руб.} \quad (7.11)$$

$$\Delta A = 35690 \text{ кВт*ч}$$

$$Z_r = E * K + I + \Delta A * c = 0,12 * 12052,2 * 1,18 + 1106,37 * 1,18 + 35690 * 0,0278 = 4004,28 \text{ тыс.руб.} \quad (7.12)$$

$c = 27,8 \text{ руб/МВтч}$  – тариф на потери ээ.

## 8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

### 8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания на напряжение 10кВ ведется в относительных единицах.

Изобразим схему замещения для выбранной магистральной схемы.

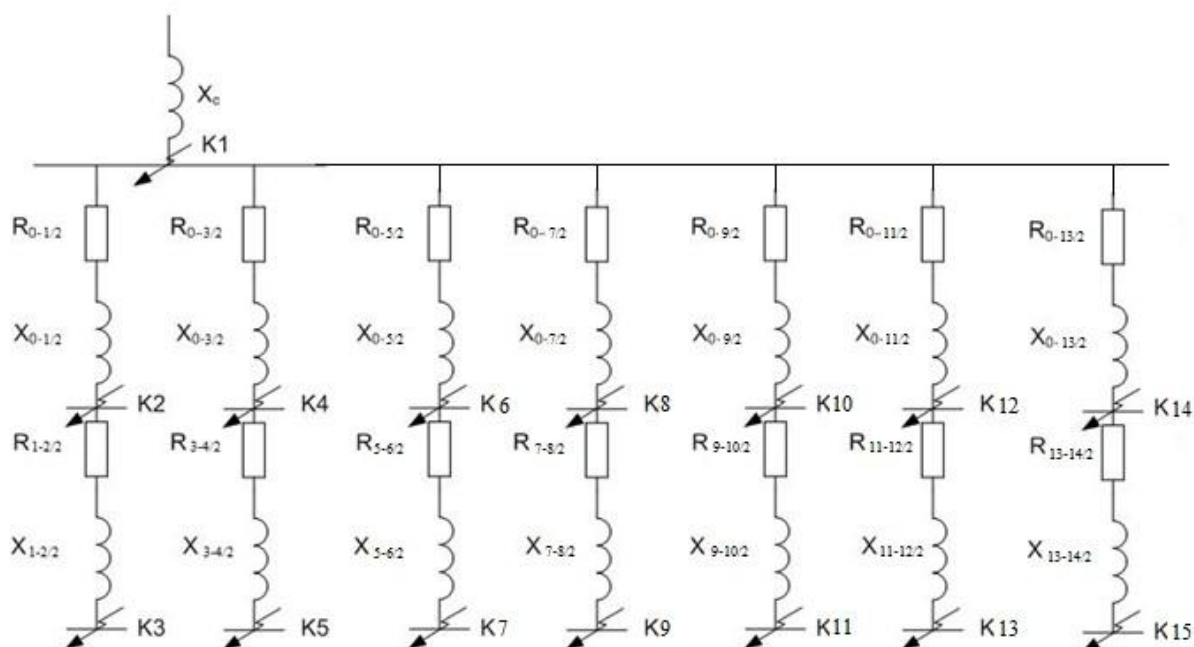


Рисунок 8.1 – Схема замещения

Схема замещения представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указываются все элементы системы электроснабжения и их

параметры, влияющие на ток короткого замыкания, здесь же указываются точки, в которых необходимо определить ток короткого замыкания. Представленная выше схема замещения показана не полностью.

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}}, \quad (8.1)$$

где  $S_{откл}$  - отключающая способность головного выключателя, МВА;  
 $S_6$  – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot I_{ном.откл} \cdot U_{ном}, \quad (8.2)$$

где  $I_{ном.откл}$ ,  $U_{ном}$  - паспортные данные головного выключателя.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10 = 346,41 \text{ МВА.} \quad (8.3)$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (8.4)$$

где  $U_6$  - базисное значение напряжения, равное 10,5 кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.} \quad (8.5)$$

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводим к базисным уровням. Сопротивления линий определяются по выражениям:

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (8.6)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (8.7)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельное активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км;  
 $L$  - длина линии, км.

Расчет сопротивлений сведем в таблицу 8.1.

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_\Sigma} \cdot I_6, \quad (8.8)$$

где  $Z_\Sigma$  - суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.  
 Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = X_c = \frac{100}{346,41} = 0,289 \text{ о. е.}; \quad (8.9)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,289} \cdot 5,499 = 19,03 \text{ кА}; \quad (8.10)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)}; \quad (8.11)$$

где  $K_{уд}$  - ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{уд}=1$  [14].

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу 8.2.

Таблица 8.1 – Расчет сопротивлений

Участок	L,км	F,мм	r <sub>о</sub> ,Ом/км	x <sub>о</sub> ,Ом/км	R,о.е.	X,о.е.
1	2	3	4	5	6	7
0-1	0,53	70	0,571	0,14	0,28	0,07
1-2	0,41	70	0,571	0,14	0,21	0,05
0-3	0,39	70	0,571	0,14	0,2	0,05
3-4	0,41	70	0,571	0,14	0,21	0,05
0-5	0,24	70	0,571	0,14	0,12	0,03
5-6	0,41	70	0,571	0,14	0,21	0,05
0-7	0,07	70	0,571	0,14	0,04	0,01
7-8	0,41	70	0,571	0,14	0,21	0,05
9-10	0,71	70	0,571	0,14	0,37	0,09
0-11	0,24	70	0,571	0,14	0,12	0,03
11-12	0,41	70	0,571	0,14	0,21	0,05
0-13	0,39	70	0,571	0,14	0,2	0,05
13-14	0,41	70	0,571	0,14	0,21	0,05
0-9	0,07	70	0,571	0,14	0,04	0,01

Таблица 8.2 – Расчет токов КЗ

Точка кз	$Z_{\Sigma, \text{о.е.}}$	$X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$	$K_{уд}$	$I^{(3)}_{кз}, \text{кА}$	$I_{уд}, \text{кА}$
1	2	3	4	5	6
К1	0,289	0	1	19,03	26,9
К2	0,32	0,245	1	17,2	24,3
К3	0,730	0,245	1	7,53	10,65
К4	0,514	0,245	1	10,7	15,13
К5	0,714	0,245	1	7,7	10,89
К6	0,890	0,245	1	6,18	8,74
К7	0,345	0,245	1	15,94	22,54
К8	0,545	0,245	1	10,09	14,27
К9	0,779	0,245	1	7,06	9,98
К10	0,432	0,245	1	12,73	18
К11	0,214	0,245	1	15,62	22,09
К12	0,667	0,245	1	8,24	11,66
К13	0,563	0,245	1	9,77	13,81
К14	0,783	0,245	1	7,02	9,93
К15	0,543	0,245	1	10,13	14,32

## 8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ

а) Проверим выключатели, защищающие воздушные линии напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ВВТЭ-М-10-20/630 со следующими параметрами:  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{ном} = 630 \text{ А}$ ;  $I_{ном.откл.} = 20 \text{ кА}$ ; предельный сквозной ток  $I_{скв} = 52 \text{ кА}$ ; предельный ток термической стойкости  $I_{пр.т.ст.} = 20 \text{ кА}$ ; собственное время выключателя  $t_{вкл} = 0,1 \text{ с}$ ,  $t_{откл} = 0,18 \text{ с}$ .

По напряжению  $U_{ном.выкл} = U_{ном.вл} = 10 \text{ кВ}$ .

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 630 А (таблица 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 20 кА (таблица 8.2), то проверка по номинальному току отключения выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи кз меньше 52 кА (таблица 8.2), то проверка по предельному сквозному току кз на электродинамическую устойчивость отключения выполняется.

Выключатели подходят по результатам проверки.

Условия проверки выключателей нагрузки ВН-11УЗ, установленных на КТП:

$$\begin{aligned}
U_{ном} &\geq U_{ном.сети}; \\
I_{ном} &\geq I_{раб.мах}; \\
i_{ном.дин} &\geq i_{уд}; \\
I_{у.доп} &\geq I_{КЗ.мах}; \\
I_t^2 \cdot t_{пр} &\geq I_{КЗ.мах}^2 \cdot t,
\end{aligned}$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение выключателя нагрузки, В;

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

$I_{ном}$  – номинальный ток выключателя нагрузки;

$I_{раб.мах.}$  – максимальный рабочий ток, А;

$i_{ном.дин.}$  – предельный сквозной ток, кА;

$i_{уд.}$  – ударный ток КЗ, кА;

$I_{КЗ.мах}$  – максимальный ток КЗ, кА;

$I_{у.доп.}$  – наибольшее действующее значение полного тока;

$I_t$  – ток термической стойкости, кА;

$t$  – время отключения, с;

$t_{пр}$  – время протекания тока, с.

В КТП установлены выключатели нагрузки типа ВН-11УЗ [16].

Паспортные данные:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ},$$

$$i_{ном.дин} = 80 \text{ кА}, \quad I_t = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{пр} = 1 \text{ с}.$$

$$I_{ном} = 200 \text{ А}.$$

Условия проверки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

$$200 \text{ А} \geq 16,29 \text{ А},$$

$$80 \text{ кА} \geq 26,9 \text{ кА},$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 19,03 \text{ кА},$$

$$31,5^2 \cdot 1 \geq 19,03^2 \cdot 2,$$

$$992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 724,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Имеющийся выключатель нагрузки удовлетворяет всем требованиям.

б) Проверим разъединители, напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

РВЗ 10/400 со следующими параметрами:  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{ном} = 400 \text{ А}$  [17];



Предельный сквозной ток  $I_{скв}=41$  кА; предельный ток термической стойкости  $I_{пр.т.ст.}=16$  кА;

По напряжению  $U_{ном.выкл}=U_{ном.вл}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 400 А (таблицы 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 16 кА (таблица 8.2), то проверка по предельному току термической стойкости выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи кз меньше 41 кА (табл.8.2), то проверка по предельному сквозному току кз на электродинамическую устойчивость выполняется.

Разъединители подходят по результатам проверки.

в) Проверим плавкие предохранители напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ПКТ 102 10/31 со следующими параметрами:  $U_{ном}=10$  кВ;  $I_{ном}=40$  А;

Номинальный ток отсечки  $I_{ном от}=31,5$  кА;

По напряжению  $U_{ном.выкл}=U_{ном.вл}=10$  кВ [19].

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 40 А (таблицы 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 31,5 кА (таблица 8.2), то проверка токовой отсечки выполняется.

Предохранители подходят по результатам проверки.

### **8.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в дачном массиве**

Для установки напряжением до 1 кВ при расчете токов короткого замыкания считается, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора является неизменным.

Токи кз будем рассчитывать до самых близких зданий.

Расчет выполняется в именованных единицах. Сопротивление элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводим к низшему напряжению по формулам [20] :

$$R_H = R_B \cdot \left(\frac{U_{ном.Н}}{U_{ном.В}}\right)^2 ; \quad (8.12)$$

$$X_H = X_B \cdot \left(\frac{U_{ном.Н}}{U_{ном.В}}\right)^2 ; \quad (8.13)$$

где  $R_B, X_B$  - сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

$R_H, X_H$  - сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения, приведенные к низшему.

$$\frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} = \frac{0,4}{10} = 0,04 \text{ – коэффициент трансформации.}$$

Для примера рассмотрим КТП №1 (до дома №7).  
Расчетная схема имеет вид:

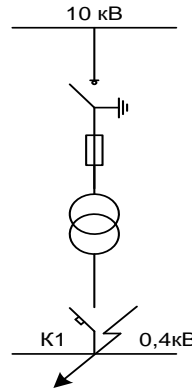


Рисунок 8.2 – Расчетная схема

Приведем сопротивления к низкому напряжению по формулам (8.12), (8.13):

$$R_{B\Sigma} = 0,28 \text{ Ом};$$

$$X_{B\Sigma} = 0,07 \text{ Ом};$$

$$R_{H\Sigma} = 0,28 \cdot 0,04^2 = 0,000448 \text{ Ом};$$

$$X_{H\Sigma} = 0,07 \cdot 0,04^2 = 0,000112 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформатора ТМ-250 10/0,4 [22]:

$$R_{\text{тр}} = 0,0094 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр}} = 0,0272 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны и трансформатора, должно учитывать переходное сопротивление контактов  $R_{\text{доб}}$ . Поэтому вводим  $R_{\text{доб}}=(15\div 20) \text{ мОм}$

$$R=R_{\text{тр}}+ R_{\text{доб}}=0,0094+0,015=0,0244 \text{ Ом.} \quad (8.14)$$

Длина линии до дома № 7  $L=0,2 \text{ км}$ .

Сопротивления линии до дома № 4:

$$R_{0,4} = 0,411 \cdot 0,4 = 0,1644 \text{ Ом};$$

$$X_{0,4} = 0,0753 \cdot 0,4 = 0,03012 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma} + R + R_{0,4})^2 + (X_{H\Sigma} + X_{0,4})^2},$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,000448 + 0,0244 + 0,1644)^2 + (0,000112 + 0,0301)^2} = 0,192 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (8.15)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,192} = 0,753 \text{ кА}.$$

Из соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}, K_{уд}=1,1$

Ударный ток для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,06 = 1,172 \text{ кА}; \quad (8.16)$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ КТП	$R_{H\Sigma}, \text{ Ом}$	$X_{H\Sigma}, \text{ Ом}$	$R_{0,4}, \text{ Ом}$	$X_{0,4}, \text{ Ом}$	$R_{гр}, \text{ Ом}$	$X_{гр}, \text{ Ом}$	$Z_{\Sigma}, \text{ Ом}$	$I^{(3)}_{кз}, \text{ кА}$	$I_{уд}, \text{ кА}$
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11
1	0,00045	0,00011	0,1644	0,03012	0,0094	0,272	0,192	1,205	1,875
2	0,00034	0,00008	0,18495	0,03389	0,0055	0,0171	0,209	0,692	1,077
3	0,00032	0,00008	0,1644	0,03012	0,0094	0,0271	0,192	1,206	1,876
4	0,000336	0,00008	0,18495	0,03389	0,0055	0,0171	0,209	1,107	1,722
5	0,000192	0,000048	0,1644	0,03012	0,0094	0,0272	0,191	0,754	1,173
6	0,000336	0,00008	0,18495	0,03389	0,0055	0,0171	0,209	1,107	1,722
7	0,000064	0,000016	0,1644	0,03012	0,0094	0,0271	0,191	0,755	1,174
8	0,000336	0,00008	0,18495	0,03389	0,0055	0,0171	0,209	1,107	1,722
9	0,000064	0,000016	0,1644	0,03012	0,0094	0,0271	0,191	0,755	1,174
10	0,000592	0,000144	0,18495	0,03389	0,0055	0,0171	0,209	1,106	1,720

### Окончание таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	10	11
11	0,000192	0,000048	0,1644	0,03012	0,0094	0,0271	0,191	0,754	1,173
12	0,000336	0,00008	0,18495	0,03389	0,0055	0,0171	0,209	1,107	1,722
13	0,00032	0,00008	0,1644	0,03012	0,0094	0,0271	0,192	0,754	1,172
14	0,000336	0,00008	0,18495	0,03389	0,0055	0,0171	0,209	1,107	1,722

### 8.4 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ

Для правильного выбора параметров релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения наряду с токами трехфазных КЗ необходимо знать токи несимметричных КЗ – в нашем случае однофазное КЗ, для проверки чувствительности автоматов к таким КЗ [23].

Для расчета  $I_{кз}^{(1)}$  по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_n}; \quad (8.17)$$

где  $U_{\phi}$  - фазное напряжение сети;

$Z_T/3$  - сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус.

Полное сопротивление петли фазный - нулевой провод:

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_d + R_n + R_{ТТ} + R_a)^2 + (X' + X_{ТТ} + X_a)^2}, \quad (8.18)$$

где  $R_{\phi}$ ,  $R_n$  - суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

Для проводов из цветных металлов  $R_{\phi}$  и  $R_n$  равны омическому сопротивлению при  $f = 50$  Гц;  $R_d$  - сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 30 мОм;  $R_{ТТ}$ ,  $X_{ТТ}$  - активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока  $R_{ТТ} = 0,15$  мОм;  $X_{ТТ} = 0,21$  мОм;  $R_a$ ,  $X_a$  - активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей;  $X'$  - внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 600 мОм/км.

$Z_T = 28,7$  мОм для трансформатора мощностью 250 кВА

Рассмотрим расчет однофазного КЗ

$$\begin{aligned} Z_n &= \sqrt{(R_d + R_{ТТ} + R_a)^2 + (X_{ТТ} + X_a)^2} = \\ &= \sqrt{(30 + 0,15 + 0,4)^2 + (0,21 + 0,99)^2} = 30,6 \text{ мОм}, \end{aligned} \quad (8.19)$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{220}{\frac{28,7}{3} + 30,6} = 5,47 \text{ кА.}$$

Для остальных точек расчет аналогичен.  
Результаты расчетов сведем в таблицу 8.4

### 8.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам кз

Проверка на отключающую способность защитных аппаратов осуществляется по выражению [24]:

$$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{кз}}.$$

Таблица 8.4 – Проверка автоматических выключателей

№ КТП	Тип автомата	$I_{\text{откл. ном.а}}, \text{кА}$	$I_{\text{кз}}, \text{кА}$
1	2	3	4
1	ВА51-35	8	5,47
2	ВА47-29	8	6,01
3	ВА51-35	8	5,47
4	ВА51-35	8	6,01
5	ВА47-29	8	5,47
6	ВА51-35	8	6,01
7	ВА51-35	8	5,47
8	ВА51-35	8	6,01
9	ВА51-35	8	5,47
10	ВА47-29	8	6,01
11	ВА51-35	8	5,41
12	ВА51-35	8	6,01
13	ВА51-35	8	5,41
14	ВА51-35	8	6,01

Так как  $I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{кз}}$ , то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам КЗ

## 9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения

Качество напряжение зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ не должны выходить в нормальном режиме работы, за пределы [25]:

- 1) (-2,5 ÷ +5) % от  $U_{\text{ном}}$  – для освещения.
- 2) (-5 ÷ +10) % от  $U_{\text{ном}}$  – на зажимах двигателей.
- 3) (-5 ÷ +5) % от  $U_{\text{ном}}$  – на зажимах остальных электроприемников.

Отклонение напряжения на каждом участке определяем по формуле[26]:

$$V = \left( \frac{(U_{\text{ип}} - U_{\text{участка}}) - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right) \cdot 100\% \quad (9.1)$$

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

### 9.1 Отклонения напряжения для самого мощного электроприемника

Рассчитаем отклонения напряжения для коттеджа №4.

#### Максимальный режим

$$U_{\text{ип}} = 1,05 \cdot 10000 = 10500 \text{ В.}$$

Потери напряжения в ВЛ (см. п.5.1)  $U_{\text{лэп}\%} = 0,41 \%$ , тогда напряжение в конце воздушной линии составит:

$$U_1 = 10500 - \frac{0,41 \cdot 10000}{100} = 10459 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_1 = \left( \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{10459 - 10000}{10000} \right) \cdot 100 = 4,59 \%.$$

Потери напряжения в трансформаторе приведены в таблице (3.20), для данного электроприёмника  $\Delta U_{\text{т}\%} = 2,24\%$

$$\Delta U_{\text{т}} = 2,24 \cdot \frac{10000}{100} = 224 \text{ В.}$$

Напряжение на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{\text{т}} = 10459 - 224 = 10235 \text{ В.} \quad (9.2)$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{т}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{380}{10000} = 0,038; \quad (9.3)$$

Напряжение на шинах НН трансформатора:

$$U_{2\text{НН}} = U_2 \cdot K_T = 10235 \cdot 0,038 = 388,93 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_2 = \left( \frac{U_{2\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{388,93 - 380}{380} \right) \cdot 100 = 2,35 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения в кабеле соединяющем КТП и коттедж № 4 указана в таблице 4.1,  $U_4 = 1,68 \text{ \%}$ .

$$U_3 = 388,93 - \frac{1,68 \cdot 380}{100} = 382,5 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_3 = \left( \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{382,5 - 380}{380} \right) \cdot 100 = 0,67 \text{ \%}.$$

$0,67 \text{ \%} < 5\%$ . Условие выполняется, потери допустимы.

### **Минимальный режим**

$$U_{\text{иП}} = 10000 \text{ В.}$$

В режиме минимальных нагрузок потери напряжения уменьшатся на 40%.

$$U_{\text{лэП}\%} = 0,256 \text{ \%};$$

$$U_1 = 10000 - \frac{0,256 \cdot 10000}{100} = 9974,4 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_1 = \left( \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{9974,4 - 10000}{10000} \right) \cdot 100 = -0,256 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_T = 134,4 \text{ (В)}.$$

Напряжение на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_T = 9974,4 - 134,4 = 9840 \text{ В.}$$

Напряжение на НН трансформатора:

$$U_{2\text{НН}} = U_2 \cdot K_T = 9840 \cdot 0,038 = 373,92 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_2 = \left( \frac{U_{2\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{373,92 - 380}{380} \right) \cdot 100 = -1,6 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения в кабеле соединяющем КТП и коттедж №4:

$$\Delta U_4 = 1 \text{ \%}.$$

$$U_3 = 373,92 - \frac{1 \cdot 380}{100} = 370,12 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_3 = \left( \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{370,12 - 380}{380} \right) \cdot 100 = -2,6 \text{ \%}.$$

$-5\% < -2,6 \text{ \%} < 5\%$ . Условие выполняется, потери допустимы.

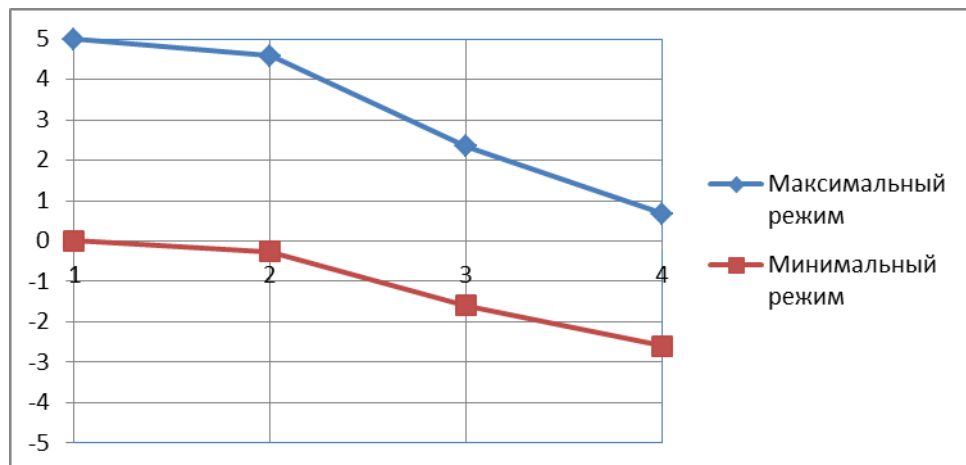


Рисунок 9.1 - Эшюра отклонения напряжения для самого мощного коттеджа

## 9.2 Отклонения напряжения для самого удаленного электроприемника

Рассчитаем отклонения напряжения для коттеджа №16.



### Максимальный режим

$$U_{\text{ип}} = 1,05 \cdot 10000 = 10500 \text{ В.}$$

Потери напряжения в ВЛ (см. п.5.1)  $U_{\text{лэп}\%} = 0,6 \%$ , тогда напряжение в конце воздушной линии составит:

$$U_1 = 10500 - \frac{0,6 \cdot 10000}{100} = 10440 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_1 = \left( \frac{U_2 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{10440 - 10000}{10000} \right) \cdot 100 = 4,4 \%$$

Потери напряжения в трансформаторе приведены в таблице (3.20), для данного электроприёмника  $\Delta U_{\text{т}\%} = 1,83\%$

$$\Delta U_{\text{т}} = 1,83 \cdot \frac{10000}{100} = 183 \text{ В.}$$

Напряжение на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{\text{т}} = 10440 - 183 = 10257 \text{ В.}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{т}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{380}{10000} = 0,038;$$

Напряжение на шинах НН трансформатора:

$$U_{2\text{НН}} = U_2 \cdot K_{\text{т}} = 10257 \cdot 0,038 = 389,76 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_2 = \left( \frac{U_{3\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{389,76 - 380}{380} \right) \cdot 100 = 2,57 \%$$

Потеря напряжения в кабеле соединяющем КТП и коттедж № 16 указана в таблице (4.1)  $U_{16} = 3,02\%$ .

$$U_3 = 389,76 - \frac{3,02 \cdot 380}{100} = 378,28 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_3 = \left( \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{378,28 - 380}{380} \right) \cdot 100 = -0,45 \text{ \%}.$$

$-5\% < -0,45\% < 5\%$ . Условие выполняется, потери допустимы.

### Минимальный режим

$$U_{\text{ин}} = 10000 \text{ В.}$$

В режиме минимальных нагрузок потери напряжения уменьшатся на 40%.

$$U_{\text{лэп\%}} = 0,36 \text{ \%};$$

$$U_1 = 10000 - \frac{0,36 \cdot 10000}{100} = 9964 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_1 = \left( \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{9964 - 10000}{10000} \right) \cdot 100 = -0,36 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{T}} = 109,8 \text{ В.}$$

Напряжение на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{\text{T}} = 9964 - 109,8 = 9854,2 \text{ В.}$$

Напряжение на НН трансформатора:

$$U_{2\text{НН}} = U_2 \cdot K_{\text{T}} = 9854,2 \cdot 0,038 = 374,45 \text{ В.}$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_2 = \left( \frac{U_{2\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{374,45 - 380}{380} \right) \cdot 100 = -1,46 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения в кабеле соединяющем КТП и коттедж №16:

$$\Delta U_{16} = 1,81\%.$$

$$U_3 = 374,45 - \frac{1,81 \cdot 380}{100} = 367,57 \text{ В}.$$

Отклонения напряжения относительно номинального:

$$V_3 = \left( \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100 = \left( \frac{367,57 - 380}{380} \right) \cdot 100 = -3,27 \%.$$

$-5\% < -3,27\% < 5\%$ . Условие выполняется, потери допустимы.

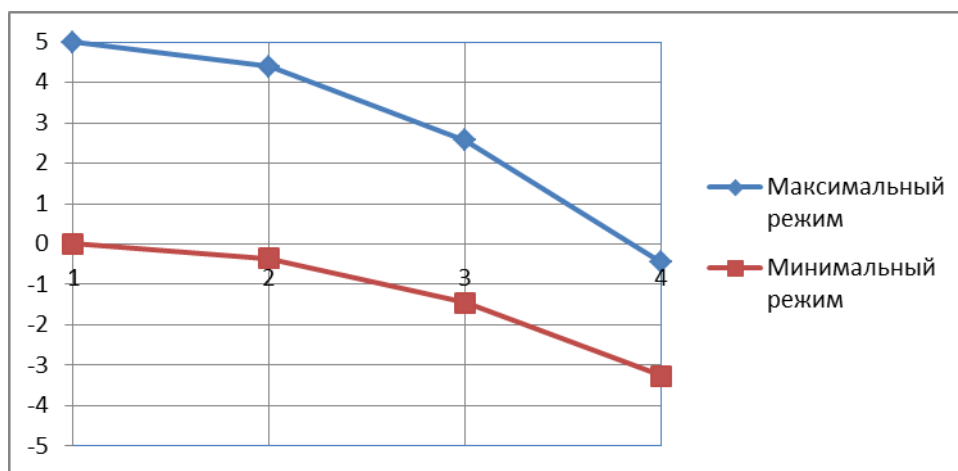


Рисунок 9.2 – Эпюра отклонения напряжения для самого удалённого коттеджа

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось проектирование системы электроснабжения электрической сети. Для достижения данной цели, был разработан вариант схемы электроснабжения электрической сети, выбрано конструктивное исполнение линий и трансформаторных подстанций, произведен расчет максимальных и минимальных режимов выбранного варианта сети и посчитаны технико-экономические показатели разработанного варианта электроснабжения сети.

Рассчитаны токи короткого замыкания с целью проверки, в случае необходимости и корректировки, правильности выбора проводов и электрических аппаратов.

Анализ качества напряжения у характерных электроприёмников, проведённый для различных режимов работы показал, что отклонение напряжения лежат в допустимых пределах.

Разработанная система электроснабжения обеспечивает необходимое качество электроэнергии у электроприёмников жилых зданий по допустимым потерям напряжения.

Данная система электроснабжения соответствует требованиям надежности и экономичности, а так же современному технологическому уровню.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Усова, В. П. Планировка и застройка посёлка : учебное пособие – Ульяновск : УлГТУ, 2009. – 92 с.
2. Трансформатор 250/10/0,4 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ztp-ural.ru/transformatoryi-silovyye-tipa-tmg/tmg/tmg-250-10>.
3. Трансформатор 400/10/0,4 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ztp-ural.ru/transformatoryi-silovyye-tipa-tmg/tmg/tmg-400-10>.
4. Провод СИП – 2 3x95+1x95 0,4 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sipkabel.ru/katalog/provod-sip-2/627-provod-sip-2-3x95-1x95.html>
5. Провод СИП - 2 3x50 10 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://cable-invest.ru/catalog/sip/sip-3/sip\\_3\\_3kh35\\_10kv/](http://cable-invest.ru/catalog/sip/sip-3/sip_3_3kh35_10kv/).
6. Вакуумный выключатель ВВТЭ-М-10-20/630 УХЛ2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.konstalin.ru/?StartID=3&ID=1837>.
7. Автоматические выключатели ВА 47-29 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.iek.ru/products/catalog/detail.php?ID=7773>.
8. Автоматический выключатель ВА 51-35 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.etk-oniks.ru/Avtomaticheskie-vyklyuchateli-UZO/VA51-35.html>.
9. Нормативные коэффициенты эффективности капитальных вложений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zakonprost.ru/content/base/part/11175>
10. Комплектные распределительные устройства КРУ в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tiu.ru/Komplektnye-raspredeletelnye-ustrojstva-kru.html>.
11. Цены на комплектные трансформаторные подстанции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.transna.ru/ceny-na-komplektnye-transformatornye-podstancii-kioskogo-tipa/#yakor35>.
12. Индекс изменения сметной стоимости строительно - монтажных работ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/895-index-monstroy-smr-fer-ter-2kv2016.html>.
13. Индекс изменения сметной стоимости оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/958-indexy-smetnoy-oborudovaniya-4kv2016.html>.
14. Индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/957-indexy-smetnoy-prochih-rabot-4kv2016.html>.
15. Расчёт ударного тока КЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zavantag.com/docs/427/index-2004924.html?page=5>.
16. Выключатель нагрузки ВН-11 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/razediniteli-i-otdeliteli/vn-11.html>.

17. Разъединитель РВЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-rvz.html>.
18. Технические данные разъединителей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/spravka/tehnicheskie-dannye-razediniteley.html>.
19. Предохранители ПКТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-pkt.html>.
20. Выбор проводников по нагреву, экономической плотности и условиям короны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ruscable.ru/info/pue/1-3.html>.
21. Особенности расчёта токов короткого замыкания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://studopedia.ru/3\\_54888\\_osobennosti-rascheta-tokov-kz-v-setyah-napryazheniem-do-v.html](http://studopedia.ru/3_54888_osobennosti-rascheta-tokov-kz-v-setyah-napryazheniem-do-v.html).
22. Технические характеристики силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elektrikii.ru/publ/6-1-0-114>
23. Расчёт однофазного короткого замыкания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/4216369/page:7/>.
24. Проверка аппаратов по отключающей способности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/4175671/page:9/>.
25. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.docload.ru/Basesdoc/6/6806/index.htm>.
26. Качество электрической энергии – эксплуатация электрических сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/knigi/arhivy/ekspluataciya-elektricheskikh-sistem-8.html>.

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  27  наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«      » \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Горемыкина М.И.  
(ФИО)