

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

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«16» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция системы электроснабжения п. Новоангарск Красноярского
края в связи с расширением жилой застройки

тема

Руководитель	<u>Дулесова</u> подпись, дата	доцент каф. ЭЭ, к.э.н.	<u>Н. В. Дулесова</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>К.С. Павкина</u> подпись, дата	1.06.18	<u>К.С. Павкина</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Коловский</u> подпись, дата	15.06.17 доц. каф. ЭЭ, ИТ.Н.	<u>А.Н. Коловский</u> инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1. Характеристика объекта и существующей схемы электроснабжения...	8
1.1 Внешнее электроснабжение п. Новоангарск.....	10
1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения п. Новоангарск	10
2. Расчет электрических нагрузок.....	17
2.1 Определение электрической нагрузки зданий коттеджной застройки.....	17
2.2 Определение осветительной нагрузки коттеджной застройки.....	20
2.3 Определение электрической нагрузки коттеджной застройки.....	21
2.4 Определение расчетной электрической нагрузки общественных зданий.....	22
3. Реконструкция системы электроснабжения.....	23
3.1 Выбор мощности и типа трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ	24
3.2 Проектирование распределительной электрической сети 0,4 В....	27
4. Расчет схемы распределительной сети 6 кВ.....	34
4.1 Расчет потокораспределения мощности	34
4.2 Выбор и проверка проводов, определение потерь мощности и активной энергии в линиях.....	37
5. Выбор оборудования.....	40
5.1 Выбор оборудования на напряжение 6 кВ.....	40
5.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ.....	40
6. Техничко-экономический расчет распределительных сетей 6 кВ.....	41
7. Проверка оборудования по токам короткого замыкания.....	44
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ.....	44
7.2 Проверка оборудования в сети 6 кВ.....	48
7.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ.....	49
7.4 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ...	52
7.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам кз.....	54
8. Анализ качества напряжения сети и расчета отклонения напряжения..	54
8.1 Самый удаленный электроприемник.....	55
Заключение.....	61
Список использованных источников.....	62
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	64
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	65

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность выбранной темы состоит в том, что эффективность и надежность функционирования систем электроснабжения зависит от технического состояния распределительных сетей, требований бесперебойного питания потребителей в нормальном, ремонтном и аварийном режимах, качества электроэнергии.

Объектом исследования является система электроснабжения потребителей п. Новоангарск, ее распределительные электрические сети.

Предметом исследования являются способы, средства и методы практических расчетов.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения поселка в связи с расширением жилой застройки. Для достижения данной цели, в работе требуется проанализировать существующую схему электроснабжения, рассчитать новые электрические нагрузки, выбрать конструктивное исполнение линий и трансформаторных подстанций, средств защиты. Реконструкция системы электроснабжения должна соответствовать требованиям надежности и экономичности. При этом принимаемые проектные решения должны соответствовать современному технологическому уровню.

В течении работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- сформированы исходные данные, параметры распределительной электрической сети;
- произведен анализ по существующей схеме электроснабжения;
- выполнена реконструкция системы электроснабжения п. Новоангарск с учетом расширения жилой застройки.

Практическая значимость обусловлена тем, что данная работа может быть рассмотрена руководством предприятия и применена при расширении п. Новоангарск

1 Характеристика объекта и существующей схемы электроснабжения

Поселок Новоангарск расположен в Мотыгинском районе Красноярского края на левом берегу р. Ангары в 38 км от ее устья. Район поселка относится к слабообжитой части Нижнего Приангарья. Ближайшие культурные центры г. Лесосибирск (80км), г. Енисейск и г. Красноярск (260км).

По климатическому районированию рассматриваемый участок относится к климатическому району I, подрайону ID. По климатическим условиям район работ приравнен к районам Крайнего Севера.

Климат района резко континентальный. Среднегодовая температура $-4,4^{\circ}\text{C}$, характерны продолжительные морозы (150-180 дней в году). Абсолютный минимум равен -52°C . Частые циклоны приносят пасмурную погоду с метелями и снегопадами.[16]

В тёплый период (июнь-август) среднемесячная температура составляет $+17,5^{\circ}\text{C}$. Осень начинается в начале сентября, снег выпадает в октябре-ноябре.

В среднем в году 635 мм осадков. В течение последних 10 лет в районе наблюдается смягчение климата.

Район по гололеду – III, толщина стенки гололеда - 20 мм [15, рис. 2.5.2].

Ветровой район – II, с наибольшей скоростью ветра 29 м/с.

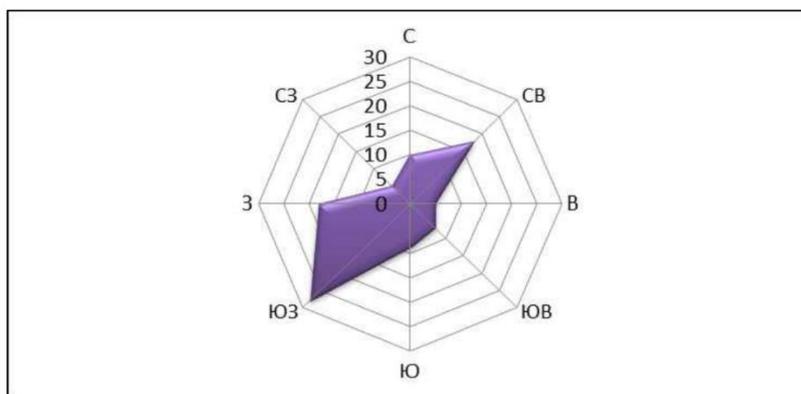


Рисунок 1.1- Годовая роза ветров

Поселок Новоангарск был основан в связи с открытием Горевского свинцово - цинкового месторождение в 1956 г. Сам поселок начал строится в 1957 г. В 7км от поселка расположено предприятие по добыче и переработке свинцово-цинковой руды ОАО «Горевский Горно-обогатительный комбинат».

В состав которого входят: карьер по добыче свинцово-цинковой руды открытым способом и обогатительной фабрикой. Большая часть населения п. Новоангарск занята деятельностью на данном предприятии.

ОАО «Горевский горно-обогатительный комбинат» - единственное предприятие Красноярского края по добыче и переработке полиметаллов (свинец, цинк), входит в пятерку крупнейших мировых предприятий по добыче свинцово-цинковой руды. С 1956 г – 2017 г горевское месторождение постепенно вышло на новый уровень: выросли производственные мощности, произошла модернизация производств и оборудования, увеличилась численность рабочих мест.

Таблица 1.1-Показатели развития предприятия

Год	Производственная мощность, переработка руды тонн/год
1	2
1990г	50 000
2000г	500 000
2014г	2 500 000
План на 2020г	4 000 000

Для привлечения новой рабочей силы, квалифицированных специалистов - обеспечением их жильем, перед руководством предприятия стоит задача о возможности расширения п. Новоангарск, застройкой новыми жилыми домами, строительством нового детского сада, школы и прочими объектами соцкультбыта.

1.1 Внешнее электроснабжение п. Новоангарск

Поставщиком электроэнергии являются северные электрические сети ПАО «Красноярскэнерго».

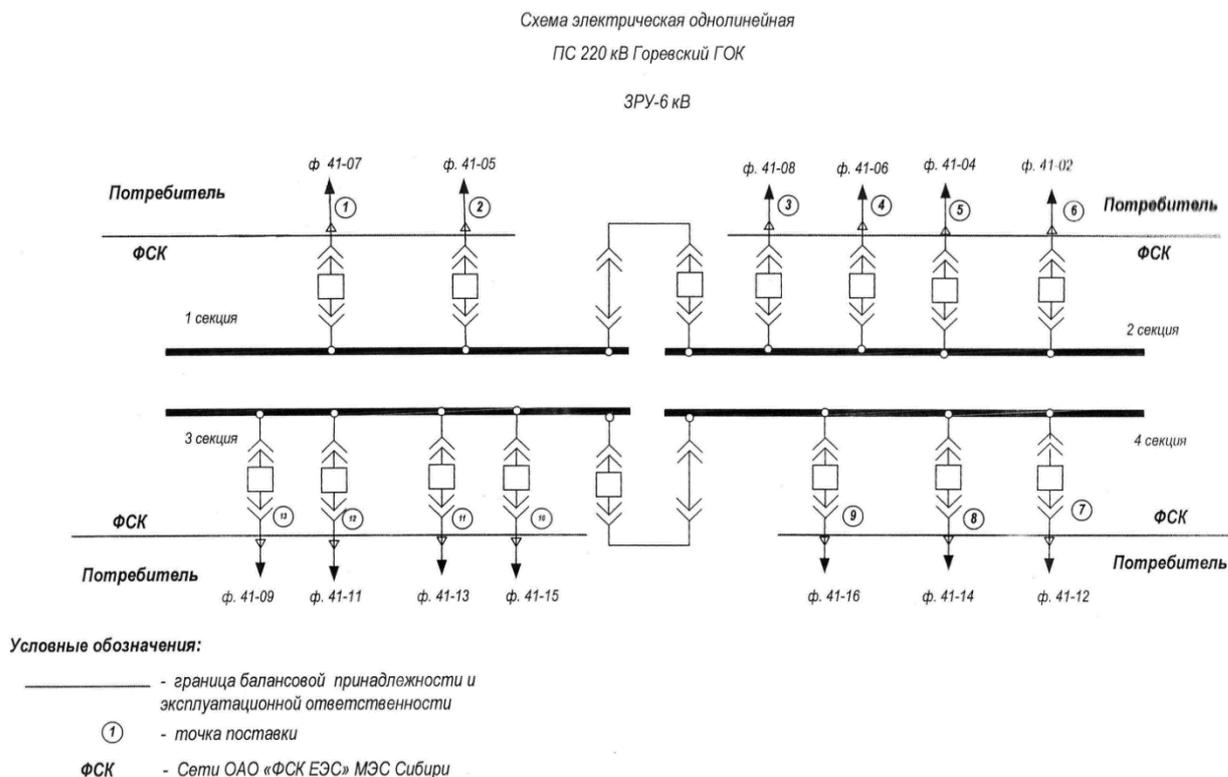


Рисунок 1.2 – Схема соединения электроустановок от ГПП

В настоящее время электроснабжение жилого и административно-общественного сектора п.Новоангарск осуществляется по двум кабельно-воздушным линиям 6 кВ от главной понизительной подстанции ГПП 220/35/6 кВ ПС №41 «Горевская» мощностью 2-40МВА, ОРУ 220/35 кВ, ЗРУ 6 кВ по отводящему фидеру 41-06.

1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения п. Новоангарск

Построенная в шестидесятые годы распределительная электрическая сеть, состоящая из семи КТП (КТП 41-06-01, КТП 41-06-03, КТП 41-06-04, КТП 41-06-05, КТП 41-06-07, КТП 41-06-08, КТП 41-06-09), как основа существует и сегодня.

Существующая однолинейная схема электроснабжения приведена в приложении 1.

За 2000-2017 годы п. Новоангарск интенсивно развивается, строятся новые многоквартирные дома, коттеджи, расстраиваются старые дома, часть домов переходит с печного на электрообогрев. Появляется большое количество новой мощной бытовой техники. Соответственно резко увеличивается количество потребляемой электроэнергии. Устанавливаются новые более мощные КТП (КТП 41-06-02, КТП 41-06-06, КТП 41-06-11).

Всего установлено двенадцать комплектных трансформаторных подстанций (КТП) - 6/0,4 кВ с трансформаторами мощностью от 25 до 1000 кВА, исходные данные предоставлены сетевой организацией ОАО «ГГОК» в 2017 г, сведенные в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Исходные данные

№ п/п	Наименование	Марка трансформатора, класс напряжения, мощность, кВА	Потребитель	Категория потребителя	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6
1	КТП 41-06-01	ТМ-400/6/0,4	ООО "УК Сервис"	III	313
	Итого нагрузка, кВА:		319,3		
2	КТП 41-06-02	ТМ-1000/6/0,4	Библиотека	III	30
			Шиномонтажная мастерская	III	9
			АЗС	III	25
			Быт-частный сектор (ул. Сосновая, ул. Новая, ул. Речная)	III	805
			Уличное освещение (15шт×400 Вт)	III	7
	Итого нагрузка, кВА:		893,9		
3	КТП 41-06-03	ТМ-400/6/0,4	Быт-частный сектор (ул.Лесная)	III	215

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6
			Быт-частный сектор (д.№20)	III	85
			ООО "УК Сервис"	III	25
			Уличное освещение (10шт×400 Вт)	III	4
			Итого нагрузка, кВА:	335,7	
4		ТМ-400/6/0,4	ИП Юринский, м-н	III	16,5
			ООО "Багира", м-н	III	10
			ИП Иванова, м-н	III	4
			ИП Якоби, м-н	III	5
			ЗАО "ФАРН"	III	10
			ОВД Полиция	III	3
			СДК "Подснежник"	III	100
			Быт-частный сектор (д.№15, д.№16)	III	144
			Уличное освещение (11шт×400 Вт)	III	4,4
			Итого нагрузка, кВА:	309	
5		ТМ-400/6/0,4	ООО "Надежда", м-н	III	15
			ООО "НОК" Общ№1	III	92
			Администрация	III	20
			Быт-частный сектор (д.№13, д.№14)	III	144
			Уличное освещение (11шт×400 Вт)	III	3,6
			Итого нагрузка, кВА:	280,2	
6		2·ТСЗ-1000/6/0,4	ИП Шишков, м-н	III	9
			Дет.сад (150 мест)	II	70
			Поликлиника	III	30
			Быт-частный сектор (д.№31, д.№32)	III	144
			Быт-частный сектор (д.№8, д.№9, д.№10)	III	329
			Уличное освещение (12шт×400 Вт)	III	4,8
			Итого нагрузка, кВА:	598,8	
7	КТП 41-06-07	ТМ-400/6/0,4	ЦТП общежитие №2	III	160

·Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6
			Общежитие №2	III	120
			Уличное освещение (4шт×400 Вт)	III	1,6
			Итого нагрузка, кВА:	287,3	
8	КТП 41-06-08	2·ТМ-400/6/0,4	Быт-частный сектор (д.26, д.№27, д.№28)	III	216
			Быт-частный сектор (д.17, д.№18, д.№19)	III	216
			Быт-частный сектор (д.№21, д.№22, д.№23, д.№24)	III	288
			Быт-частный сектор (д.29, д.№30)	III	144
			ИП Голубева, м-н	III	2,94
			ИП Юринский, м-н	III	17
			Уличное освещение (14шт×400 Вт)	III	5,6
			Итого нагрузка, кВА:		
9	КТП 41-06-09	ТМ-400 /6/0,4	МОУ СОШ Школа (270 учащихся)	III	150
			Уличное освещение (4шт×400 Вт)	III	1,6
			Итого нагрузка, кВА:	154,7	
10	КТП 41-06-10	ТМ-25/6/0,4	Мачта связи ОАО МТС	III	6
			Мачта связи ОАО Мегафон	III	7
			Итого нагрузка, кВА:	13,3	
11	КТП 41-06-11	ТМ-630/6/0,4	ИП Андреев, м-н	III	15
			Быт-частный сектор (ул.Молодежная)	III	225
			Быт-частный сектор (ул.Ангарская)	III	195
			Уличное освещение (15шт×400 Вт)	III	6
			Итого нагрузка, кВА:	450	
12	КТП 41-06-12	ТМ-250/6/0,4	Водозабор ООО УК "Сервис"	III	36

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6
			Уличное освещение (2шт×400 Вт)	III	0,8
	Итого нагрузка, кВА:		37,6		

Расчеты коэффициентов загрузки и перегрузки трансформаторов приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Загрузка трансформаторов

№ п/п	Наименование	Количество, Мощность трансформатора, кВА	Нагрузка, кВА	Рекомен- дуемый Кз	Кз расч.
1	2	3	4	5	6
1	КТП 41-06-01	400	319,3	0,9÷0,95	0,80
2	КТП 41-06-02	1000	893,9	0,9÷0,95	0,89
3	КТП 41-06-03	400	335,7	0,9÷0,95	0,84
4	КТП 41-06-04	400	309	0,9÷0,95	0,77
5	КТП 41-06-05	400	280,2	0,9÷0,95	0,70
6	КТП 41-06-06	2·1000	598,8	0,5÷0,7	0,30
7	КТП 41-06-07	400	287,13	0,9÷0,95	0,72
8	КТП 41-06-08	2·400	907	0,5÷0,7	1,13
9	КТП 41-06-09	400	154,7	0,9÷0,95	0,39
10	КТП 41-06-10	25	13,3	0,9÷0,95	0,53
11	КТП 41-06-11	630	450	0,9÷0,95	0,71
12	КТП 41-06-12	250	37,6	0,9÷0,95	0,15

Анализ существующей схемы электроснабжения и данных табл. 1.3, показал, что КТП 41-06-06, КТП 41-06-09, КТП 41-06-11 и КТП 41-06-12 полностью не загружены, следовательно, расположение и электроснабжение новых жилых домов и детского сада будем производить от данных КТП.

КТП 41-06-10: $K_z = 0,53$, находится в имущественной принадлежности у

сторонней организации ОАО «Мегафон», данное КТП предназначено для целей ОАО «Мегафон».

КТП 41-06-09: $K_3=0,39$, находится в имущественной принадлежности у сторонней организации МОУ СОШ (школа). На схеме электроснабжения в приложении рис. 1 указана установленная мощность (проектная) 450 кВт.

КТП 41-06-08 перегружена, произведем замену трансформаторов 2·400 на 1000 кВА- потребители III категории надежности.

Распределительные электрические сети 6 кВ от ГПП до БКРУ-6кВ выполнены двухцепной воздушной линией проводом марки 3×А-120 в 2014 г на железобетонных стойках СВ-110.

Сети 6 кВ от БКРУ-6кВ до КТП выполнены воздушными линиями на деревянных опорах, сечение проводов 3×А-70– сеть, построенная в 1956-1965 годы. Срок службы ВЛ 0,4-20 кВ не менее 40 лет, износ существующей сети – 100%. Поопорная схема электроснабжения представлена в приложении 2.

Исходные данные по ВЛ-6кВ представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4- Протяженность ВЛ-6кВ до КТП

Участок ВЛ 6 кВ	Марка провода, сечение, мм ²	Длина, м
1	2	3
до КТП 41-06-01:		3921,18
оп.№1-БКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
БКРУ-КТП 41-06-01	3× А-95	74,18
до КТП 41-06-02:		4102,01
оп.№1-БКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
БКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-02	3×А-70	189,83
до КТП 41-06-03:		4242,43
оп.№1-БКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
БКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-03	3×А-70	330,25
до КТП 41-06-04:		4175,85

Окончание таблицы 1.4

1	2	3
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-04	3×А-70	263,67
до КТП 41-06-05:		4261,38
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-05	3×А-70	349,2
до КТП 41-06-06:		4608,09
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-06	3×А-70	695,91
до КТП 41-06-07:		4679,45
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-07	3×А-70	767,27
до КТП 41-06-08:		4719,71
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-08	3×А-70	807,53
до КТП 41-06-09:		5017,45
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-09	3×А-70	1105,27
до КТП 41-06-10:		5091,75
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-10	3×А-70	1179,57
до КТП 41-06-11:		5160,83
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-11	3×А-70	1248,65
до КТП 41-06-12:		5503,66
оп.№1-ВКРУ 6 кВ	3×А-120	3847
ВКРУ-оп.№77	3× А-95	65,18
оп.№77-КТП 41-06-11	3×А-70	1591,48

2 Расчет электрических нагрузок

2.1 Определение электрической нагрузки зданий коттеджной застройки

В границах проектируемой территории размещены: коттеджная застройка, детский сад, музыкальная школа и кафе.

По надежности электроснабжения электроприемники, применяемые в коттеджной застройке относятся к III категории по надежности. Для III категории достаточно установить один трансформатор в трансформаторную подстанцию (ТП). Но детский сад, музыкальная школа, кафе относятся ко II категории по надежности электроснабжения, для этого необходимо два независимых взаимно резервирующих источника питания. Потребители II категории должны обеспечиваться сетевым резервом.

Электроприемники бытовые рассчитаны на однофазное напряжение 220 В частоты 50 Гц. Помимо бытовых приемников в зданиях предусмотрено электроотопление с трехфазным напряжением 380 В, частотой 50 Гц переменного тока. Поэтому для коттеджей принимаем напряжение на вводе 380 В переменного тока с частотой 50 Гц.

План расширения коттеджной застройки на рисунке 2.1.

Электрическая нагрузка жилых домов является величиной не постоянной. В жилых зданиях нагрузка определяется при помощи удельной нагрузки (киловатт на одну квартиру). Величина удельной нагрузки зависит от размера жилой площади квартиры, вида кухонных электроприборов.

Удельная нагрузка на один коттедж с электроплитами мощностью до 10,5 кВт составляет: $P_{уд.кот} = 14 \text{ кВт/кот}$ – площадью от 70 до 250 квадратных метров.



Рисунок 2.1– План расширения поселка новой застройкой

При электрическом обогреве удельная мощность составляет: $(100 \div 150)$ Вт/м² пола. [15].

Для примера приведем расчет электрической нагрузки коттеджа № 1.

Мощность электрического отопления определяется по формуле:

$$P_{\text{эл.отоп.}} = P_{\text{уд.кот}} \cdot s, \quad (2.1)$$

где s - площадь коттеджа, м².

$$P_{\text{эл.отоп.}} = 0,25 \cdot 250 = 31,25 \text{ кВт}$$

Суммарная мощность электрического отопления будет определяться по средней вероятности включения, $K_c = 0,4$.

Расчётная нагрузка коттеджа определяется по формуле:

$$P_c = P_{\text{эл.отоп}} \cdot K_c, \quad (2.2)$$

где K_c - коэффициент спроса электрического отопления.

$$P_c = 31,25 \cdot 0,4 = 12,5 \text{ кВт.}$$

Дальнейший расчёт нагрузок коттеджей сведём в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчёт нагрузок коттеджей

№ п/п	Наименование	Номера домов, №	Число домов, п	Площадь, м ²	Удельная нагрузка, кВт/м ²	Р отопления, кВт	K _c	Мощность, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Дома типа А	1-64	64	250	0,125	31,25	0,4	12,5
2	Дома типа Б	65-102	38	180	0,125	22,5	0,4	9

Принимаем коттеджи с электрическими плитами 10,5 кВт, $\cos\varphi=0,98$, $\text{tg}\varphi=0,2$.

В проекте предусмотрено электроотопление жилых домов. Для каждого типа дома будем принимать мощность отопительного котла:

Тип А – 12,5 кВт;

Тип Б – 9 кВт.

При совмещении объектов разного назначения применяем коэффициенты совмещения K_c , $K_c=0,9$. Расчетные параметры сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные параметры

Наименование	Количество	Р _{уд} , кВт	Р _{удΣ} , кВт	K _c	Р _{расч} , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
Отопление домов типа А	64	12,5	800	0,9	720	144	734,3
Отопление домов типа Б	38	9	342	0,9	307,8	61,56	313,9
Всего							1048,2

2.2 Определение осветительной нагрузки коттеджной застройки

В составе потребителей электроэнергии коттеджного поселка будет учтена нагрузка освещения. Расчет осветительной нагрузки произведен при помощи программы Light-in-Night Road [18].

Программа Light-in-Night Road позволяет:

- выбрать тип, мощность и светораспределение необходимого светильника (с возможностью просмотра и одновременного сравнения кривых силы света (КСС) нескольких светильников);
- оценить эффективность выбранной схемы освещения прямых дорог (односторонняя, двусторонняя, шахматная, центральная и др.);
- подобрать наиболее рациональное расположение светильников: способ установки (на опоре, на мачте, на торшере), схему размещения (в линию, по окружности или индивидуально), высоту установки, шаг опор, наклон кронштейна или ориентацию прожекторов и др.;
- автоматически определить оптимальный шаг между опорами, при котором обеспечиваются заданные уровни средней яркости или освещенности дорожного покрытия и равномерность освещения;
- правильно классифицировать освещаемый объект (участок улицы, площади, перекресток, пешеходная зона и т.п.) и определить для него нормативные показатели в соответствии с положениями действующих федеральных норм [17].

Выбор светильника произведен в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Характеристика светильника

Тип светильника Корса -Эко-40	P, кВт	Световой поток, лм	Тип крепления	Класс защиты IP	cosφ	Климатическое исполнение
1	2	3	4	5	6	7
Светодиодный	0,04	4800	консольный	65	0,95	УХЛ-1

Результаты расчета освещенности в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета освещенности

Параметр	Расчет	Норма
1	2	3
Проезжая часть дороги:		
Средняя Освещенность, лк	15,1	15
Равномерность мин/ср	0,6	0,3
По тротуару:		
Средняя Освещенность, лк	10,7	10
Равномерность мин/ср	0,66	0,3

Расчет осветительной нагрузки коттеджной застройки сведен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет осветительной нагрузки коттеджной застройки.

Наименование	Количество светильников, шт	Мощность, кВт	cosφ	Росв.д, кВт	Qосв.д, квар	Sосв.д, кВА
1	2	3	4	5	6	7
КТП 41-06-06	21	0,04	0,95	0,84	0,27	0,88
КТП 41-06-11	33	0,04	0,95	1,32	0,42	1,31

2.3 Определение электрической нагрузки коттеджной застройки

Расчетная активная нагрузка коттеджной застройки домов типа А определяется формулой:

$$P_{\text{общ.р.кп}} = P_{\text{р.кп}} + P_{\text{осв}}, \text{ кВт}, \quad (2.3)$$

$$P_{\text{общ.р.кп}} = 720 + 0,84 = 721 \text{ кВт}.$$

Расчет реактивной и полной нагрузки определяется аналогично, расчет сведен в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Расчет полной нагрузки коттеджной застройки.

Наименование	Количество, шт	Робщ.р.кп, кВт	Qобщ.р.кп, квар	Собщ.р.кп, кВА
1	2	5	6	7
Дома типа А (12,5 кВт)	64	721	144,2	735,27
Дома типа Б (9 кВт)	38	309,1	61,82	315,3
Всего	102	1030,1	206,02	1050,3

2.4 Определение расчетных электрических нагрузок общественных зданий

Расчетная электрическая нагрузка на ВРУ в общественные здания будем вести по оценочной формуле:

$$P_p = P_{уд} \cdot M, \quad (2.4)$$

где $P_{уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка общественных зданий;

M – количественный показатель общественного здания (его площадь, число человек, количество посещений в смену, машиноместо и тп).

Расчетные реактивные составляющие нагрузок общественных зданий определяются по активным нагрузкам и соответствующим коэффициентам реактивной мощности:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.5)$$

Удельная расчетная электрическая нагрузка, а также коэффициенты реактивной мощности приведены ниже [16].

Приведем пример расчета для здания детского сада (150 мест).

Расчетная нагрузка здания определяется по формуле 2.6:

$$P_{р.д.с.} = P_{уд.д.с.} \cdot M, \text{ кВт}, \quad (2.6)$$

где $P_{уд.д.с.}$ – удельная расчетная нагрузка поликлиники;

M – количество мест.

$$P_{р.д.с.} = 0,46 \cdot 150 = 69 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная нагрузка детского сада определена по формуле 2.7:

$$Q_{р.д.с.} = P_{р.д.с.} \cdot \text{tg}\varphi_{д.с.}, \text{ квар}. \quad (2.7)$$

$$Q_{р.д.с.} = 69 \cdot 0,25 = 17,25 \text{ квар}.$$

Расчет электрических нагрузок остальных общественных зданий производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчетные нагрузки общественных зданий

№	Наименование	M	Руд общ, кВт/М	tgφ	Pr общ, кВт	Qr общ, квар	Sp общ, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Детский сад	150	0,46	0,25	69	17,25	71,1
2	Музыкальная школа	150	0,15	0,43	22,5	9,67	22,5
3	Кафе	100	1,04	0,2	104	20,8	106,06

3 Реконструкция системы электроснабжения

Проектируемую застройку присоединяем уже к существующей схеме электроснабжения п. Новоангарск с учетом расчетных нагрузок. Так же для обеспечения надежности подачи электроэнергии до потребителя II категории, имеющуюся одноцепную воздушную линию 6 кВ на деревянных опорах, выполненную проводом марки А, заменяем на двухцепную воздушную линию 6 кВ с проводом марки СИП-3 на железобетонных стойках СВ-110. По

возможности загружаем имеющиеся КТП вблизи новой застройки, а так же производим замену загруженных КТП на более мощные.

3.1 Выбор мощности и типа трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме работы и с учётом минимального необходимого резервирования в аварийном режиме [13].

Основными требованиями при выборе числа трансформаторов являются: надёжность электроснабжения, (учет категории приемников электроэнергии в отношении требуемой надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок. Потребителей II категории обеспечивают резервом, вводимым автоматически или действиями дежурного персонала. При питании этих потребителей от одной подстанции следует иметь два трансформатора, замена трансформатора может быть произведена в течение нескольких часов. На время замены трансформатора вводят ограничение питания потребителей с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора. Следовательно, устанавливаем подстанции с двумя трансформаторами.

Расчётная мощность трансформатора:

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

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

$\cos \varphi_{\text{ср.вз}}$ – косинус средневзвешенной подстанции.

Коэффициент загрузки определяется:

$$K_3 = \frac{S_{\text{расч.мах}}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.2)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВт;

n – количество трансформаторов.

Коэффициент загрузки для двух трансформаторов на подстанции $K_z=(0.5\div 0.7)$;

Для одного трансформатора : $K_z=(0.9\div 0.95)$.

Коэффициент перегрузки определяется:

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{расч.мах}}}{S_{\text{ном}}}, \quad (3.3)$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать $K_{\text{пер}} \leq 1,4$.

Расчетную электрическую нагрузку питающей линии (трансформаторной подстанции) при смешанном питании потребителей различного назначения (жилых домов и общественных зданий) $S_{\text{робщ}}$, кВА, определяют по формуле:

$$S_{\text{робщ}} = S_{\text{общ.зд.макс}} + K_1 S_{\text{зд1}} + K_2 S_{\text{зд2}} + \dots + K_n S_{\text{здn}}, \quad (3.4)$$

где $S_{\text{общ.зд.макс}}$ – максимальная из нагрузок зданий, кВт;

$S_{\text{зд1}} \dots S_{\text{здn}}$ – расчетные электрические нагрузки всех зданий, кВА;

$K_1 \dots K_n$ – коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий и жилых домов наибольшей расчетной нагрузке.

Выбор трансформаторов на КТП сведен в таблице 3.4.

Таблица 3.1 – Расчетные параметры КТП 41-06-06

Наименование	Количество, шт	Робщ.р.кп, кВт	Qобщ.р.кп, квар	Собщ.р.кп, кВА
1	2	5	6	7
Дома типа Б	38	309,1	61,82	315,3
Детский сад (150 мест)	1	69	17,25	71,1
Муз. Школа(150 мест)	1	22,5	9,67	22,5
Нагрузка на КТП до застройки, кВА				598,8
Необходимая $S_{\text{тр}}$ с учетом 5% потерь, кВА				966

Принимаем мощность трансформатора 1000 кВА.

Выбираем на КТП 41-06-06: 2·ТСЗЛ – 1000/6/0,4 – УХЛ1.

Таблица 3.2 – Расчетные параметры КТП 41-06-11

Наименование	Количество, шт	Робщ.р.кп, кВт	Qобщ.р.кп, квар	Собщ.р.кп, кВА
1	2	5	6	7
Дома типа А	64	721	144,2	735,27
Кафе (s=100 м ²)	1	104	20,8	106,06
Нагрузка на КТП до застройки, кВА				450
Необходимая S _{тр} с учетом 5% потерь, кВА				1275,24

Принимаем мощность трансформатора 1000 кВА.

Выбираем на КТП 41-06-11: 2·ТСЗЛ – 1000/6/0,4 – УХЛ1.

Таблица 3.3 – Расчетные параметры КТП 41-06-08

Наименование	Количество, шт	Робщ.р.кп, кВт	Qобщ.р.кп, квар	Собщ. кВА
1	2	3	4	5
Нагрузка на КТП до застройки, кВА				907
Необходимая S _{тр} с учетом 5% потерь, кВА				952,35

Принимаем мощность трансформатора 1000 кВА.

Выбираем на КТП 41-06-11: ТМ – 1000/6/0,4 – УХЛ1.

Таблица 3.4 – Выбор трансформаторов на подстанциях

Наименование	Марка трансформатора до реконструкции	S _{тр} , кВА	K _з	K _{пер}	Марка трансформатора после реконструкции
1	2	3	4	5	6
КТП 41-06-06	2·ТСЗЛ-1000/6/0,4	966	0,5	0,97	2·ТСЗЛ-1000/6/0,4
КТП 41-06-08	2·ТМ-400/6/0,4	952,35	0,95	0,95	ТСЗ-1000/6/0,4
КТП 41-06-11	ТМ-630/6/0,4	1275,24	0,64	1,27	2·ТСЗЛ-1000/6/0,4

Для всех КТП коэффициенты перегрузки $\leq 1,4$.

3.2 Проектирование распределительной электрической сети 0,4 кВ

В новой застройке присутствуют потребители II категории надежности (муз.школа, дет.сад, кафе), сети 380 В выполняются по магистральной автоматизированной схеме. Так как здания находятся в непосредственной близости, от которых располагается КТП, то их следует питать отдельными линиями и не включать эти здания в магистральные схемы.

Коттеджная застройка относится к потребителям III категории надежности. Это значит что сети 380 В выполняются по одноцепной магистральной неавтоматизированной схеме.

Трассы линий намечаются с учетом расположения КТП. В соответствии с условиями эксплуатации сетей до 1 кВ при прокладке в воздухе выбираем самонесущий изолированный провод СИП-2. Распределительная электрическая сеть 0,4 кВ от КТП 41-06-06 для для электроснабжения жилой застройки домами типа Б будет проходить по железобетонным стойкам совместно с воздушной линией 6 кВ, аналогично от КТП 41-06-11 частично для домов типа А[9.10].

Выбор проводов СИП обусловлен их явным преимуществом над голыми проводами:

- провода защищены от схлестывания;
- на таких проводах практически не образуется гололед;
- исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;
- существенно уменьшены габариты линии и соответственно требования к просеке для прокладки и в процессе эксплуатации;
- простота монтажных работ и соответственно уменьшения их сроков;
- высокая механическая прочность проводов и соответственно невозможность их обрыва;

- пожаробезопасность таких линий, основана на исключении КЗ при сжестывании[19].

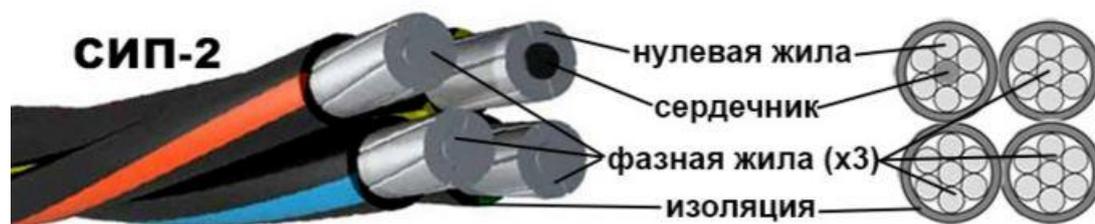


Рисунок 3.1 – Конструкция СИП-2

Спроектированный вариант схемы сети 380 В приведен в графической части лист 1.

Сечение СИП низкого напряжения выбираются по следующим условиям: по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, допустимым потерям напряжения, по механической прочности.

Сечение проводов напряжением до 1 кВ по условию нагрева определяется в зависимости от расчетного значения длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки.

Из полученных по расчетам сечений принимается наибольшее, как удовлетворяющее всем условиям.

Расчет провода марки СИП-2 покажем на примере линии 1 на рисунке 3.2, которая питает здание детского сада с $S_{общ} = 71,1$ кВА. Проверка на нагрев в нормальном режиме производится по условию:

$$I_{расч(1)} \leq I_{доп}, \quad (3.4)$$

Найдем расчетный ток в линии 1:

$$I_{расч(1)} = \frac{P_{расч(1)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\phi}, \text{ А}, \quad (3.5)$$

$$I_{\text{расч}(1)} = \frac{69}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} \cdot 0,92 = 93,61 \text{ А.}$$

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

Допустимый табличный ток для провода сечением 16 мм^2 составляет 100 А. Тогда, допустимый ток в нормальном режиме для кабеля будет равен:

$$I_{\text{доп}(1)} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t, \text{ А,} \quad (3.6)$$

где k_t – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды в зимний максимум.

$$I_{\text{доп}(1)} = 100 \cdot 1,21 = 121 \text{ А.}$$

$I_{\text{расч}(1)} \leq I_{\text{доп}(1)}$, следовательно, условие по нагреву в нормальном режиме выполнено.

Для расчета потерь напряжения необходимо знать параметры провода марки СИП-2. Они приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры провода марки СИП-2

F, мм ²	I _{доп} , А	I _{доп.р} , А	r _{уд} , Ом/км	уд, Ом/км
СИП-2				
3x16+1x16	100	121	2,448	0,0865
3x25+1x25	130	157,3	1,54	0,0827
3x35+1x35	160	193,6	1,111	0,0802
3x50+1x50	195	235,95	0,822	0,0794
3x70+1x70	240	290,4	0,568	0,0785
3x95+1x70	300	363	0,411	0,0753
3x120+1x95	340	411,4	0,325	0,0745
3x150+1x95	380	459,8	0,265	0,073
3x185+1x95	436	527,56	0,211	0,0723
3x240+1x95	515	623,15	0,162	0,0705

Выполним проверку по потерям напряжения провода линии 1 марки СИП-2:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot I_{\text{расч } 1} \cdot L \cdot r_{\text{уд}} \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin\varphi, \text{ В}, \quad (3.7)$$

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 93,61 \cdot 0,03 \cdot 2,448 \cdot 0,98 + 0,0865 \cdot 0,2 = 11,74 \text{ В}.$$

$$U_{1\%} = \frac{\Delta U_1}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (3.8)$$

$$U_{1\%} = \frac{12,36}{400} \cdot 100\% = 2,93 \text{ \%}.$$

что в пределах допустимых значений. Допустимую величину потерь напряжения принимаем 5% (от источника питания до вводов в здания).

Рассчитаем потери активной мощности в этой линии:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (3.9)$$

$$\Delta P = 3 \cdot 93,61^2 \cdot 2,448 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 1,93 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем потери реактивной мощности в этой линии:

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВАр}, \quad (3.10)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot 93,61^2 \cdot 0,0865 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,0 \text{ кВАр}.$$

Время максимальных потерь, при $T_{\text{max}} = 4600$ ч/год:

$$\tau = (0,124 + 4600/10000)^2 \cdot 8760 = 2988 \text{ ч/год}.$$

Найдем потери активной энергии:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.11)$$

$$\Delta A = 1,93 \cdot 2988 = 5,77 \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

Расчет провода марки СИП-2 покажем на примере линии 3, которая питает 38 зданий с заявленной мощностью 9 кВт. Расчетная активная,

реактивная и полная мощности данной линии будут находиться со всеми коэффициентами участия и одновременности.

Данные по коэффициентам спроса и коэффициентам одновременности [15 , табл.7.2, 7.3].

Коэффициент спроса и коэффициент одновременности определяют интерполяцией.

Коэффициент одновременности:

$$K_0 n = K_0 n-1 - (n+1)-n \cdot \frac{K_0 n-1 - K_0 n+1}{(n+1)(n-1)}, \quad (3.12)$$

где n - число квартир;

$n-1$ – данное табличное значение, предшествующее числу квартир n ;

$n+1$ – данное табличное значение, следующее за числом квартир n .

Коэффициент спроса определяют аналогично, только по мощности.

Формула для расчета активной нагрузки питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников коттеджного поселка:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{кот}} \cdot K_c \cdot K_0 \cdot n, \text{ кВт}, \quad (3.13)$$

$$P_{\text{расч}} = 9 \cdot 0,8 \cdot 0,235 \cdot 38 = 64,29 \text{ кВт}.$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВАр}, \quad (3.14)$$

$$Q_{\text{расч}} = 64,29 \cdot 0,2 = 12,86 \text{ кВАр},$$

Полная мощность:

$$S_{расч} = \overline{P^2+Q^2} = \overline{64,29^2+12,86^2} = 65,5 \text{ кВт.} \quad (3.15)$$

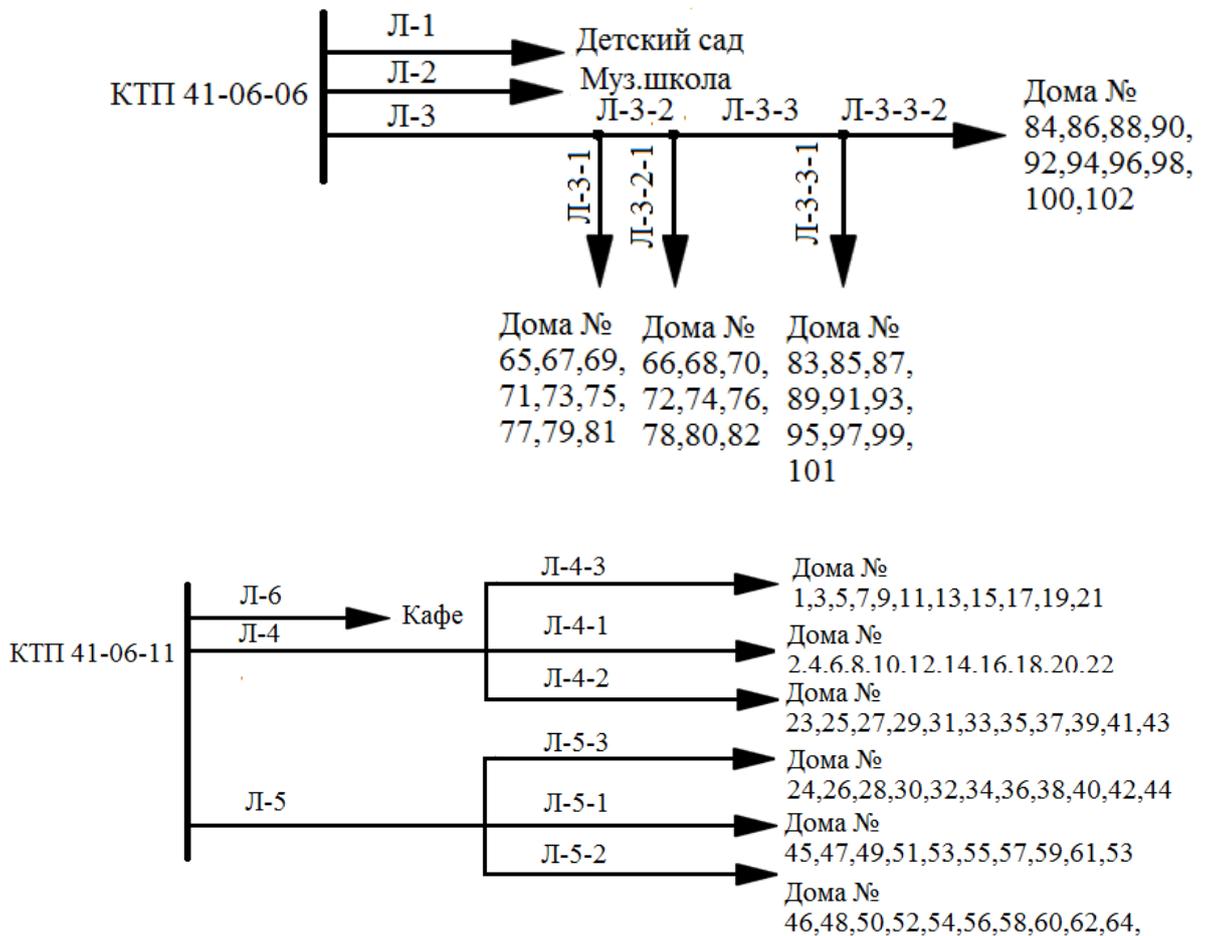


Рисунок 3.2– Схема линий 0,4 кВ от КТП 41-06-06 и КТП 41-06-11

Расчеты для линий коттеджной застройки сведем в таблицу 3.8

Таблица 3.8 – Расчет нагрузки питающих линий

Ркот, кВт	п, домов	Кс	Ко	Ррасч, кВт	Qрасч, квар	Sрасч, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Л-3						
9	38	0,8	0,235	64,29	12,86	65,56
Л-3-1						
9	9	0,8	0,38	24,62	4,92	25,11
Л-3-2						
9	29	0,8	0,21	44,37	8,87	45,25
Л-3-2-1						
9	9	0,8	0,38	24,62	4,92	25,11
Л-3-3						

Окончание таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6	7
Л-3-3						
9	20	0,8	0,25	35,52	7,10	36,22
Л-3-3-1, Л-3-3-2						
9	10	0,8	0,34	24,48	4,90	25,00
Л-4						
15	33	0,675	0,235	78,52	15,70	80,07
Л-4-1, Л-4-2, Л-4-3						
15	11	0,675	0,36	40,10	8,02	40,89
Л-5						
15	31	0,675	0,198	61,99	12,40	63,22
Л-5-1, Л-5-2						
15	10	0,675	0,34	34,43	6,89	35,11
Л-5-3						
15	11	0,675	0,36	40,10	8,02	40,89

Выбор и проверка проводов линии 0,4 кВ сведен в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Выбор и проверка проводов линии 0,4 кВ

№ линии	Ррасч, кВт	L, км	Ирасч, А	Идоп, А	Сечение, мм ²	R _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	ΔU	ΔU%	ΔP, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КТП 41-06-06										
Л-1	69	0,03	93,61	290	3x16+1x16	2,448	0,0865	11,74	2,93	1,93
Л-2	22,5	0,06	32,13	158	3x16+1x16	2,448	0,0865	8,06	2,12	0,45
Л-3	64,29	0,226	140,23	623	3x240+1x95	0,162	0,0705	9,48	2,49	2,16
Л-3-1	24,62	0,272	35,16	290	3x70+1x70	0,568	0,0785	9,47	2,49	0,57
Л-3-2	44,37	0,106	105,07	623	3x240+1x95	0,162	0,0705	3,33	0,88	0,57
Л-3-2-1	24,62	0,242	35,16	363	3x95+1x70	0,411	0,0758	6,15	1,62	0,37
Л-3-3	35,52	0,015	69,92	623	3x240+1x95	0,162	0,0705	0,31	0,08	0,04
Л-3-3-1	24,48	0,272	34,96	363	3x95+1x70	0,411	0,0758	6,87	1,81	0,41
Л-3-3-2	24,48	0,378	34,96	528	3x185+1x95	0,211	0,0723	5,06	1,33	0,29
КТП 41-06-11										
Л-4	78,52	0,18	171,80	623	3x240+1x95	0,162	0,0705	7,91	2,08	2,21
Л-4-1	40,1	0,302	57,26	411	3x120+1x95	0,325	0,0745	9,97	2,62	0,97
Л-4-2	40,1	0,317	57,26	411	3x120+1x95	0,325	0,0745	10,47	2,76	1,01
Л-4-3	40,1	0,402	57,26	460	3x150+1x95	0,265	0,073	10,92	2,87	0,00
Л-5	61,99	0,06	155,60	623	3x240+1x95	0,162	0,0705	2,79	0,73	0,71
Л-5-1	34,43	0,272	49,17	290	3x70+1x70	0,568	0,0785	13,24	3,48	1,12
Л-5-2	34,43	0,317	49,17	290	3x70+1x70	0,568	0,0785	15,43	4,06	1,31
Л-5-3	40,1	0,07	57,26	236	3x25+1x25	1,54	0,0827	10,58	2,78	1,06
Л6	104	0,105	148,51	290	3x70+1x70	0,568	0,0785	15,44	4,06	3,95
Ввод	9	0,015	12,85	121	3x16+1x16	1,54	0,0827	0,51	0,13	0,01
Ввод	15	0,015	21,42	121	3x16+1x16	1,54	0,0827	0,85	0,22	0,00

4 Расчет схемы распределительной сети 6 кВ

4.1 Расчет потокораспределения мощности

Для электроснабжения жилого района, имеющего в основном электроприемники III и частично II категории по надежности, на напряжение 6 кВ рассмотрим радиально-магистральную схему.

Объект электроснабжения – п. Новоангарск с близко расположенной к нему коттеджной застройкой. Электроснабжение после реконструкции осуществляется от двух независимых друг от друга линий, удалённых от границ поселка на 3,847 км.

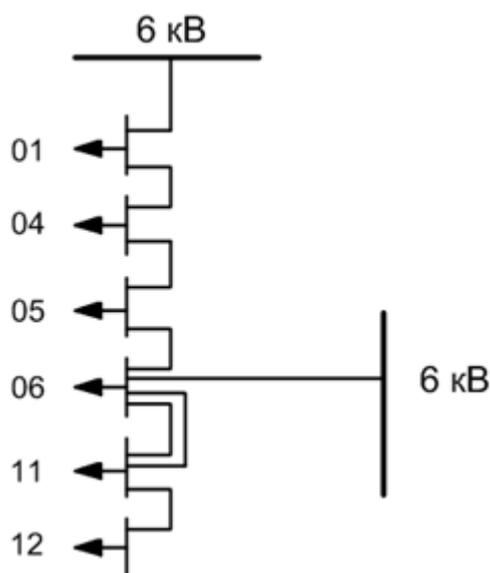


Рисунок 4.1 – Магистральная схема

Определим полную мощность на подстанциях:

$$S_{01}=319,3+j63,49=325,55 \text{ кВА},$$

$$S_{04}=309+j61,44=315,05 \text{ кВА},$$

$$S_{05}=280,2+j55,71=285,68 \text{ кВА},$$

$$S_{06}=965,25+j191,94=984,15 \text{ кВА},$$

$$S_{11}=1275,24+j253,58=1300,21 \text{ кВА},$$

$$S_{12}=37,6+j7,48=38,34 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем потери мощности и активной энергии в трансформаторах.

Потери мощности определим по следующим формулам:

$$\Delta P = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (4.1)$$

$$\Delta Q = n \cdot \frac{I_{XX\%}}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{тр}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.2)$$

где ΔP_{XX} , ΔP_K , $U_{K\%}$, $I_{XX\%}$ – паспортные данные.

Потери активной энергии определим по формуле:

$$\Delta A = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot \tau_{\text{год}} + \tau \cdot \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (4.3)$$

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

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

Расчет сведем в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Потери мощности и активной энергии

№ КТП	$n \cdot S_{\text{тр-в}}$	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_{XX} , %	$S_{\text{тр}}$, кВА	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр	ΔA , МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
41-06-01	1·400	0,95	5,5	4,5	2,1	325,55	400	4,59	20,32	19,21
41-06-04	1·400	0,95	5,5	4,5	2,1	315,05	400	4,36	19,57	18,52
41-06-05	1·400	0,95	5,5	4,5	2,1	285,68	400	3,76	17,58	16,70
41-06-06	2·1000	2,0	8,8	6	1,5	984,15	1000	8,26	59,06	47,77
41-06-11	2·1000	2,0	8,8	6	1,5	1300,21	1000	11,44	80,72	57,27
41-06-12	1·250	0,74	3,7	4,5	2,3	38,34	250	0,83	6,01	6,74

Рассчитаем потоки мощности на участках схемы:

$$S_{11,12} = S_{12} + S_{\text{тр}12}, \text{ кВА}, \quad (4.10)$$

$$S_{11,12} = 37,6 + j7,48 + 0,83 + j6,01 = 38,43 + j13,48 = 40,73 \text{ кВА}.$$

$$S_{06,11} = S_{11,12} + S_{11} + S_{\text{тр}11}, \text{ кВА}, \quad (4.11)$$

$$S_{06,11} = 38,43 + j13,48 + 1275,24 + j253,58 + 11,44 + j80,72 = 1325,11 + j347,79 = 1370 \text{ кВА}.$$

$$S_{05,06} = S_{06,11} + S_{06} + S_{\text{тр}06}, \text{ кВА}, \quad (4.12)$$

$$S_{05,06} = 1325,11 + j347,79 + 965,25 + j191,94 + 8,26 + j59,06 = 2558,29 + j511,71 = 2376,1 \text{ кВА}.$$

$$S_{04,05} = S_{05,06} + S_{05} + S_{\text{тр}05}, \text{ кВА}, \quad (4.13)$$

$$S_{04,05} = 2558,29 + j511,71 + 280,2 + j55,71 + 3,76 + j17,58 = 2582,57 + j675,08 = 2669,35 \text{ кВА}.$$

$$S_{01,04} = S_{04,05} + S_{04} + S_{\text{тр}04}, \text{ кВА}, \quad (4.14)$$

$$S_{01,04} = 2582,57 + j675,08 + 309 + j61,44 + 4,36 + j19,57 = 2895,93 + j756,09 = 2993 \text{ кВА}.$$

$$S_{0,01} = S_{01,04} + S_{01} + S_{\text{тр}01}, \text{ кВА}; \quad (4.15)$$

$$S_{0,01} = 2895,93 + j756,09 + 319,3 + j63,49 + 4,59 + j20,32 = 3219,8 + j839,9 = 3327,6 \text{ кВА}.$$

4.2 Выбор и проверка проводов, определение потерь мощности и активной энергии в линиях

Произведем расчет для магистральной схемы:

Провода марки СИП-3 6 кВ.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} \cdot K_n \text{ А}, \quad (4.16)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot K_n \text{ А}, \quad (4.17)$$

$K_n=0,92$ – поправочный коэффициент при расчетной температуре среды, °С,

$n=2$ – количество линий.

Таблицы 4.2 – Сечение провода марки СИП-3

Участок	Длина, км	$S_{\text{нагрВЛ}}$, кВА	$I_{\text{раб}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{доп1}}$, А	Сечение
1	2	3	4	5	6	7
11-12	0,349	40,73	3,53	-	310	3x70
06-11	0,665	1370	59,39	118,79	310	3x70
05-06	0,354	2376,1	206,02	-	310	3x70
04-05	0,108	2669,35	231,45	-	310	3x70
01-04	0,264	2993	259,51	-	310	3x70
0-01	0,074	3327,6	288,52	-	310	3x70
0-06	0,78	1430	62	124	310	3x70

Конструктивное исполнение провода СИП-3 показано на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Конструкция провода СИП-3

СИП-3 – одножильный кабель со стальным сердечником, вокруг которого свиты провода из алюминиевого сплава AlMgSi. Изоляционная оболочка из «сшитого полиэтилена» позволяет использовать СИП-3 для строительства воздушных линий передачи электроэнергии с напряжением до 20 кВ. Рабочая температура кабеля 70°C, его можно эксплуатировать длительное время при температурах в диапазоне от - 20°C до + 90°C. Такие характеристики позволяют использовать СИП-3 в различных климатических условиях: при умеренном климате, холодном или в тропиках.

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

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}}/n \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}}/n \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (4.18)$$

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (4.19)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВАр}, \quad (4.20)$$

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \text{ МВт}\cdot\text{ч}. \quad (4.21)$$

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

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Потери мощности и активной энергии для линий 6 кВ

Участок	L,км	I _{раб} , А	cosφ	r _{уд} , Ом /км	x _{уд} , Ом /км	ΔU, %	ΔP,кВт	ΔQ,кВА р	ΔA, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11-12	0,349	1,77	0,98	0,493	0,291	0,01	0,002	0,001	0,005
06-11	0,665	59,36	0,98	0,493	0,291	0,31	1,73	1,02	5,18
05-06	0,354	102,92	0,98	0,493	0,291	0,57	5,55	3,28	16,59
04-05	0,108	115,63	0,98	0,493	0,291	0,19	2,14	1,26	6,39
01-04	0,264	129,65	0,98	0,493	0,291	0,53	6,57	3,88	19,63
1-01	0,074	144,26	0,98	0,493	0,291	0,17	2,28	1,34	6,80
0-1	3,847	144,26	0,98	0,21	0,42	1,391	25,198	50,397	75,29
0-06	0,78	62	0,98	0,493	0,291	0,36	2,22	1,31	6,62
Итого:									136,5

Сведем сравнение расчетных параметров для проводов А и СИП-3 в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Сравнение расчетных параметров

Участок	А	ΔU, %	ΔA, МВт·ч	СИП-3	ΔU, %	ΔA, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
11-12	1x70	0,004	0,002	1x70	0,005	0,002
06-11	1x70	0,263	4,337	1x70	0,308	5,177
05-06	1x70	0,242	6,942	1x70	0,284	8,286
04-05	1x70	0,083	2,673	1x70	0,097	3,191
01-04	1x70	0,228	8,214	1x70	0,267	9,805
1-01	1x95	0,071	2,846	1x70	0,083	3,397
0-1	1x120	1,391	75,293	1x120	1,391	75,293
0-06	-	-	-	1x70	0,36	6,62
Итого			100,3		2,79	111,7

5 Выбор оборудования

5.1 Выбор оборудования на напряжение 6 кВ

Рассмотрим магистральную схему.

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.

Для защиты линий выбираем вакуумные выключатели серии ВВ/TEL.

Рассмотрим выбор выключателя для защиты ВЛ₀₋₀₁ до КТП 41-06-01.

$U_{\text{номВЛ}}=6$ кВ, $I_{\text{ном,ВЛ}}=288,5$ А. Выбираем выключатель ВВ/TEL-6-8/800 с $U_{\text{ном}}=6$ кВ, $I_{\text{ном}}=800$ А.

Сведем результат в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор выключателей на 6 кВ

ВЛ	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{расч}}$, А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$, А	Количество
1	2	3	4	5	6
0-01, 0-06	6	288,5 118,79	ВВ/TEL-6- 8/800	800	2

ВВ/TEL-6-8/800 со следующими параметрами: $U_{\text{ном}}=6$ кВ; $I_{\text{ном}}=800$ А;

$I_{\text{ном.откл.}}=8$ кА; предельный ток термической стойкости $I_{\text{пр.т.ст.}}=8$ кА; собственное время выключателя $t_{\text{вкл}}=3$ с, $t_{\text{откл}}=0,025$ с.

5.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели ВА 88.

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 5.2 – 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
41-06-06	Ветвь 1	93,61	117,01	ВА88-32	125	125	12,5
	Ветвь 2	32,13	40,16	ВА88-32	125	50	12,5
	Ветвь 3	140,23	175,29	ВА88-35	250	200	25
41-06-11	Ветвь 1	171,79	214,11	ВА88-35	250	200	25
	Ветвь 2	150,6	188,25	ВА88-35	250	200	25
	Ветвь 3	148,51	185,64	ВА88-35	250	200	25

6 Технико-экономический расчет распределительных сетей 6 кВ

Расчет варианта реконструкции системы электроснабжения приводим на основе расчетов экономической эффективности капитальных вложений по суммарным дисконтированным затратам. Расчет должен быть обязательно проверен по другим критериям, например инженерно-техническим: снижение потерь в ЛЭП, повышение надежности работы оборудования, электробезопасность, сокращения количества персонала и т.д. [6].

Затраты:

$$Z = E_H \cdot K + I, \quad (6.1)$$

где $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент;

K – единовременные капитальные затраты;

I – ежегодные эксплуатационные издержки; ущерб от перерывов электроснабжения не считаем, так как неизвестна зависимость ущерба от качества электроэнергии.

Эксплуатационные издержки определяются:

$$I = \frac{I_{\%} \cdot K}{100} + \Delta A \cdot \beta, \quad (6.2)$$

где $I_{\%}$ – процентное отчисление на амортизацию, ремонт и обслуживание;

β – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

При расчетах используем укрупненные показатели.

Сметная стоимость включается в план реконструкции и является основой финансирования капитальных затрат системы электроснабжения.

Расчет стоимости на строительство ВЛ 6 кВ.

1. Технические показатели ВЛ.

1.1. Количество линий – две.

1.2. Марка провода – СИП-3.

1.3. Тип опор – СВ-110-5 (61шт×8тыс.руб.=488 тыс.руб.).

2. Общая характеристика района прохождения ВЛ 6 кВ.

2.1. Месторасположение воздушной линии – Красноярский край.

I вариант:

Характеристика и технико-экономические показатели ВЛ 6 кВ.

2.2. Протяженность ВЛ:

Участок 11-12 = 0,349 км;

Участок 06-11 = 0,665 км;

Участок 05-06 = 0,354 км;

Участок 04-05 = 0,108 км;

Участок 01-04 = 0,264 км;

Участок 0-01 = 0,074 км.

2.3. Сечение линий: 3х70

Таблица 6.1 – Расчет затрат на строительство ВЛ 6 кВ

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Стоимость СИП-3 20 кВ по базисным показателям	104,7+199,5+106,2+32,4+79,2+22,2	544,20
Участок 11-12	300·0,349	104,7
Участок 06-11	300·0,665	199,5

Окончание таблицы 6.1

1	2	3
Участок 05-06	300·0,354	106,2
Участок 04-05	300·0,108	32,4
Участок 01-04	300·0,264	79,2
Участок 0-01	300·0,074	22,2
Итого		
Затраты на строительство(19,1 %·)	544,2·0,191	103,9
Стоимость строительства ВЛ	544,2+103,9	648,14

Примечание:

·19,1% – для напряжений 0,4-10 кВ.

Всего: 648,14·1,09= 706,475 тыс. руб.

Расчет стоимости выключателей.

Таблица 6.2 – Расчет затрат на выключатели

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Вакуумные выключатели 6кВ	2 × 125	250
Итого		250

- строительно-монтажные работы

$$250 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 277,9 \text{ тыс. руб.},$$

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

- оборудование

$$250 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 591 \text{ тыс. руб.},$$

где 3,94 – индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учета НДС).

- пусконаладочные работы

$$250 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 126,4 \text{ тыс. руб.},$$

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

- прочие затраты

$$250 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 329 \text{ тыс. руб.},$$

где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат.

$$\text{Всего: } 277,9 + 591 + 126,4 + 329 = 1324,3 \cdot 1,09 = 1443,5 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет стоимости капиталовложений:

$$K = K_{\text{КТП}} + K_{\text{ВЫКЛ}} + K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ОП}}, \quad (6.3)$$

$$K_1 = 1999,2 + 1443,5 + 706,475 + 488 = 4637,2,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{ВЛ1}} = (I_a + I_p + I_o) \cdot K, \text{ тыс.руб}, \quad (6.4)$$

$$I_{\text{ВЛ1}} = (0,035 + 0,005 + 0,01) \cdot (706,5 + 488) = 59,73 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{ВЫКЛ}} = 0,094 \cdot 1443,5 = 135,7 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{КТП}} = 0,094 \cdot 1999,2 = 187,92 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Sigma 1} = 383,35 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta A_1 = 25860 \text{ кВт}\cdot\text{ч (табл.4.4).}$$

$$Z_1 = E \cdot K + I + \Delta A \cdot \beta, \text{ тыс.руб.}, \quad (6.5)$$

где $\beta = 27,8$ руб/МВтч - тариф на потери электроэнергии.

$$Z_1 = 0,12 \cdot 4637,2 + 383,35 + 111700 \cdot 0,0278 = 4045 \text{ тыс.руб.}$$

7 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ

Расчет токов короткого замыкания на напряжение 6кВ ведется в относительных единицах.

Схема замещения представляет собой упрощенную однолинейную схему (рис.7.1), 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.

Сопrotивление системы найдем по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}}, \quad (7.1)$$

где $S_{откл}$ – отключающая способность головного выключателя, МВА;

S_6 – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot I_{ном.откл} \cdot U_{ном}, \quad (7.2)$$

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

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot 8 \cdot 6 = 83,04 \text{ МВА}, \quad (7.3)$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (7.4)$$

где U_6 – базисное значение напряжения, равное 10,5 кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА}. \quad (7.5)$$

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

$$R=r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (7.6)$$

$$X=x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (7.7)$$

где r_0 и x_0 – удельное активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км;

L – длина линии, км.

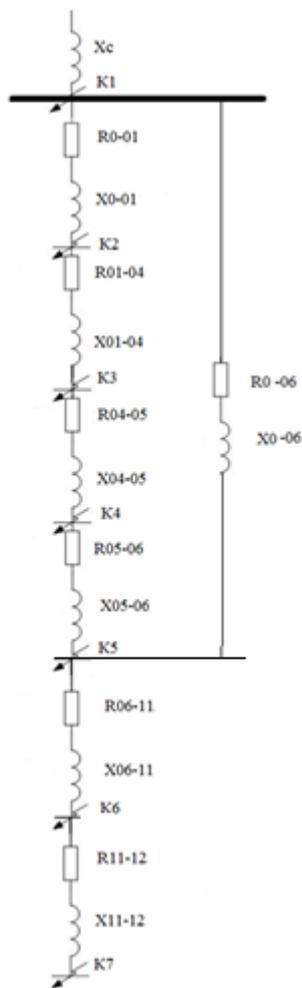


Рисунок 7.1 – Схема замещения

Расчет сопротивлений сведен в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет сопротивлений

Участок	L,км	F,мм	r ₀ ,Ом/км	x ₀ ,Ом/км	R,о.е.	X,о.е.
1	2	3	4	5	6	7
11-12	0,349	70	0,493	0,291	0,43	0,26
06-11	0,665	70	0,493	0,291	0,41	0,49
05-06	0,354	70	0,493	0,291	0,44	0,26
04-05	0,108	70	0,493	0,291	0,13	0,08
01-04	0,264	70	0,493	0,291	0,16	0,19
0-01	0,074	70	0,493	0,291	0,09	0,05
0-06	0,78	70	0,493	0,291	0,97	0,57

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (7.8)$$

где Z_{Σ} - суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.

Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = X_c = \frac{100}{83,04} = 1,204 \text{ о.е.},$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{1,204} \cdot 9,18 = 7,625 \text{ кА},$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (7.9)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения X_{Σ} / R_{Σ} , $K_{уд} = 1$ [11].

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 6 кВ сведем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 - Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$Z_{\Sigma, \text{о.е.}}$	X_{Σ} / R_{Σ}	$K_{уд}$	$I^{(3)}_{КЗ}, \text{кА}$	$I_{уд}, \text{кА}$
1	2	3	4	5	6
К1	1,20	0,00	1,00	7,62	10,75
К2	1,48	24,68	1,00	6,20	8,75
К3	1,73	6,35	1,00	5,31	7,48
К4	1,86	4,91	1,00	4,94	6,96
К5	2,58	3,01	1,00	3,56	5,02
К6	1,96	1,92	1,00	4,68	6,60
К7	2,21	1,66	1,00	4,15	5,86

7.2 Проверка оборудования в сети 6 кВ

а) Проверим выключатели, защищающие воздушные линии напряжением 6 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ВВ/TEL-6-8/800 со следующими параметрами: $U_{ном}=6 \text{ кВ}$; $I_{ном}=800 \text{ А}$;

$I_{ном.откл.}=8 \text{ кА}$; предельный сквозной ток $I_{скв}=20 \text{ кА}$; предельный ток термической стойкости $I_{пр.т.ст.}=8 \text{ кА}$; собственное время выключателя $t_{вкл}=3 \text{ с}$, $t_{откл}=0,025 \text{ с}$.

По напряжению $U_{ном.выкл}=U_{ном.ВЛ}=6 \text{ кВ}$.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 800 А (табл. 4.3), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи КЗ меньше 8 кА (табл.7.2), то проверка по номинальному току отключения выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи КЗ меньше 20 кА (табл.7.2), то проверка по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую устойчивость отключения выполняется.

Выключатели подходят по результатам проверки.

б) Проверим разъединители, напряжением 6 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

РВ – 6/400 со следующими параметрами: $U_{ном}=6 \text{ кВ}$; $I_{ном}=400 \text{ А}$;

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

По напряжению $U_{ном.выкл}=U_{ном.ВЛ}=6$ кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 400 А (табл. 4,2), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи КЗ меньше 16 кА (табл.4.3), то проверка по предельному току термической стойкости выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи КЗ меньше 41 кА (табл.7.2), то проверка по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую устойчивость выполняется.

Разъединители подходят по результатам проверки.

в) Проверим предохранители, напряжением 6 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ПКТ-103-6-160-20УЗ со следующими параметрами: $U_{ном}=6$ кВ; $I_{ном}=160$ А;

Номинальный ток отсечки $I_{ном от}=20$ кА;

По напряжению $U_{ном.выкл}=U_{ном.ВЛ}=6$ кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 160 А (табл. 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи КЗ меньше 31,5 кА (табл.7.2), то проверка токовой отсечки выполняется.

Предохранители подходят по результатам проверки.

7.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в жилом секторе

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:

$$R_H = R_B \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ.Н}}}{U_{\text{НОМ.В}}} \right)^2, \quad (7.10)$$

$$X_H = X_B \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ.Н}}}{U_{\text{НОМ.В}}} \right)^2, \quad (7.11)$$

где R_B , X_B – сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

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

$$\frac{U_{\text{НОМ.Н}}}{U_{\text{НОМ.В}}} = \frac{0,4}{6} = 0,07 \text{ - коэффициент трансформации.}$$

Для примера рассмотрим КТП 41-06-11 (до дома №63).

Расчетная схема имеет вид:

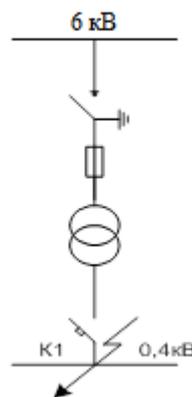


Рисунок 7.2 – Расчетная схема

Приведем сопротивления к низкому напряжению по формулам (7.10), (7.11):

$$R_{B\Sigma} = 2,25 \text{ Ом,}$$

$$X_{B\Sigma}=1,33 \text{ Ом},$$

$$R_{H\Sigma}=2,25 \cdot 0,07^2=0,01103 \text{ Ом},$$

$$X_{H\Sigma}=1,33 \cdot 0,07^2=0,0065 \text{ Ом}.$$

Сопротивления трансформатора ТСЗ-1000 6/0,4:

$$R_{\text{тр}}=0,0014 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{тр}}=0,0096 \text{ Ом}.$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны и трансформатора, должно учитывать переходное сопротивление контактов $R_{\text{доб}}$. Поэтому вводим

$$R_{\text{доб}}=(15 \div 20) \text{ мОм}$$

$$R=R_{\text{тр}}+R_{\text{доб}}=0,0014+0,015=0,0164 \text{ Ом}.$$

Длина линии до дома №63 $L=0,032 \text{ км}$.

Сопротивления линии до дома №63:

$$R_{0,4}=0,493 \cdot 0,032=0,016 \text{ Ом},$$

$$X_{0,4}=0,291 \cdot 0,032=0,009 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma}+R+R_{0,4})^2+(X_{H\Sigma}+X_{0,4})^2}, \quad (7.12)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,001103 + 0,0164 + 0,016)^2 + (0,0065 + 0,0009)^2} = 0,034 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (7.13)$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,034} = 6,8 \text{ кА}.$$

Из соотношения X_{Σ} / R_{Σ} , $K_{\text{уд}}=1,1$.

Ударный ток для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^3, \text{ кА}, \quad (7.14)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 6,8 = 9,59 \text{ кА}.$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ КТП	R _{НС} , Ом	X _{НС} , Ом	R _{0.4} , Ом	X _{0.4} , Ом	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	Z _Σ , Ом	I ⁽³⁾ _{кз} , кА	K _{уд}	I _{уд} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
06	0,01103	0,0065	0,16	0,09	0,0014	0,0096	0,16	1,45	1	2,04
11	0,01103	0,0065	0,016	0,07	0,0014	0,0096	0,034	6,8	1	9,59

7.4 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.

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

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_n}, \quad (7.15)$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение сети;

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

Полное сопротивление петли фазный - нулевой провод:

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{д} + R_{н} + R_{ТТ} + R_{а})^2 + (X' + X_{ТТ} + X_{а})^2}, \quad (7.16)$$

где R_{ϕ} , $R_{н}$ – суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

Для проводов из цветных металлов R_{ϕ} и $R_{н}$ равны омическому сопротивлению при $f = 50$ Гц; $R_{д}$ – 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; $R_{а}$, $X_{а}$ – активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей; X' – внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 600 мОм/км.

$Z_{Т} = 9,7$ мОм для трансформатора мощностью 1000 кВА.

Рассмотрим расчет однофазного КЗ.

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(R_{д} + R_{ТТ} + R_{а})^2 + (X_{ТТ} + X_{а})^2}, \text{ мОм}, \quad (7.17)$$

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(30 + 0,15 + 1,3)^2 + (0,21 + 0,7)^2} = 31,46 \text{ мОм}.$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{Т}}{3} + Z_{\Pi}}, \text{ к А}. \quad (7.18)$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{220}{\frac{9,7}{3} + 31,46} = 6,3 \text{ к А}.$$

Для остальных точек расчет аналогичен.

Результаты расчетов сведем в таблицу 7.4.

7.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ

Проверка на отключающую способность защитных аппаратов осуществляется по выражению:

$$I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{КЗ}}$$

Таблица 7.4 - Проверка автоматических выключателей в жилом районе.

№ КТП	Тип автомата	$I_{\text{откл.ном.а}}$, кА	$I_{\text{КЗ}}$, кА
1	2	3	4
41-06-06	ВА88-32	12,5	6,3
	ВА88-32	12,5	6,3
	ВА88-35	25	6,46
41-06-11	ВА88-35	25	6,46
	ВА88-35	25	6,46
	ВА88-35	25	6,46

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

8 Анализ качества напряжения сети и расчета 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:

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

Отклонение напряжения на каждом участке определяем по формуле:

$$V = \frac{U_{\text{ип}} - \Delta U_{\text{участка}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} * 100\%, \quad (8.1)$$

Расчет будем производить для самой загруженной КТП 41-06-11 Срасч тр-р=1275,24 кВА до самого отдаленного электроприемника д.№1.

8.1 Самый удаленный электроприемник

а) максимальный режим: $U_{\text{ип}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 6 = 6,3$ кВ.

Участок 1-2:

Отклонение напряжения относительно номинального в воздушной линии ВЛ (табл.4.4):

$$\Delta U\% = 2,79 \%;$$

$$V_2 = 5 - 2,79 = 2,21 \%,$$

тогда напряжение в конце линии составит:

$$U_2 = 6300 - 2,21 \cdot 6300 / 100 = 6161 \text{ В.}$$

Участок 2-3:

Вычислим потери напряжения в трансформаторе ТСЗ-1000/6/0,4:

$$\Delta U_T = \beta \cdot U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2, \quad (8.2)$$

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

U_a, U_p – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, равная

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{нт}}} \cdot 100, \quad U_p \% = \sqrt{(U_{\text{к}} \%)^2 - (U_a \%)^2}, \quad (8.3)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = \frac{1275,24}{1000 \cdot 2} = 0,637,$$

активное напряжение:

$$U_a = \frac{8,8}{2000} \cdot 100\% = 0,44 \%,$$

реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{6^2 - 0,44^2} = 5,98 \%,$$

$$\Delta U_T = 0,637 \cdot 0,44 \cdot 0,98 + 5,98 \cdot 0,2 = 1,04 \%,$$

$$\Delta U_{Tr} = (\Delta U_T \% / 100) \cdot U_{ном} = (1,04 / 100) \cdot 6300 = 65,5 \text{ В},$$

$$U_3 = 6161 - 65,5 = 6096 \text{ В}.$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 6096 \cdot \frac{400}{6300} = 387 \text{ В},$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{387 - 380}{380} \cdot 100 = 1,8 \%,$$

Участок 3-4:

$$L = 154 \text{ м};$$

$$r_0 = 0,162; \quad x_0 = 0,0705;$$

$$I_{max} = 171,8 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 171,8 \cdot 0,154 \cdot 0,162 \cdot 0,98 + 0,0705 \cdot 0,2 = 7,9 \text{ В},$$

$$U_4 = 387 - 7,9 = 379,1 \text{ В},$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{379,1 - 380}{380} \cdot 100 = -0,2 \%,$$

Участок 4-5:

$$L = 406 \text{ м};$$

$$r_0 = 0,211; \quad x_0 = 0,0723;$$

$$I_{max} = 57,26 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{4-5} = \sqrt{3} \cdot 57,26 \cdot 0,402 \cdot 0,211 \cdot 0,98 + 0,0723 \cdot 0,2 = 8,8 \text{ В},$$

$$U_5 = 379,1 - 8,8 = 370,3 \text{ В},$$

$$V_5 = \frac{U_5 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{370,3 - 380}{380} \cdot 100 = -2,5 \%.$$

б) минимальный режим: $U_{ИП} = U_{ном} = 6 \text{ кВ}.$

Участок 1-2:

Нагрузка в минимальном режиме принята равной 70% от нагрузки максимального режима $I_{\min} = 0,7 \cdot I_n$, следовательно

$$\Delta U\% = 2,79 \cdot 0,7 = 1,95 \%,$$

$$V_2 = 0 - 1,95 = - 1,95 \%,$$

тогда напряжение в конце линии составит:

$$U_2 = 6000 - 1,95 \cdot 6000 / 100 = 5883 \text{ В.}$$

Участок 2-3:

$$\Delta U_T = 0,637 \cdot 0,7 \cdot 0,44 \cdot 0,98 + 5,98 \cdot 0,2 = 0,73 \%,$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_T \% / 100) \cdot U_{\text{ном}} = (0,73 / 100) \cdot 6000 = 43,7 \text{ В,}$$

$$U_3 = 5883 - 43,7 = 5839,3 \text{ В.}$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 5839,3 \cdot \frac{400}{6300} = 372,5 \text{ В,}$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = \frac{372,5 - 380}{380} \cdot 100 = - 1,97 \%,$$

Участок 3-4:

$$L = 154 \text{ м;}$$

$$r_0 = 0,162; \quad x_0 = 0,0705;$$

$$I_{\max} = 171,79 \cdot 0,7 = 120,25 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 120,25 \cdot 0,154 \cdot 0,162 \cdot 0,98 + 0,0705 \cdot 0,2 = 5,5 \text{ В}$$

$$U_4 = 373,1 - 5,5 = 367,6 \text{ В,}$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = \frac{367,6 - 380}{380} \cdot 100 = - 3,2 \%.$$

Участок 4-5:

$$L = 402 \text{ м;}$$

$$r_0 = 0,211; \quad x_0 = 0,0723;$$

$$I_{\max} = 57,26 \cdot 0,7 = 40 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{4-5} = \sqrt{3} \cdot 40 \cdot 0,402 \cdot 0,211 \cdot 0,98 + 0,0723 \cdot 0,2 = 6,1 \text{ В,}$$

$$U_5 = 367,6 - 6,1 = 361,5 \text{ В,}$$

$$V_5 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} * 100\% = \frac{359,1 - 380}{380} * 100 = -4,8 \%$$

в) послеаварийный режим: $U_{\text{III}} = 1,1 \cdot U_{\text{НОМ}} = 6,6 \text{ кВ}$.

ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{пав}} = 2 \cdot I_{\text{н}}$$

Участок 1-2:

$$\Delta U\% = 5,58 \%$$

$$V_2 = 10 - 5,58 = 4,42 \%$$

тогда напряжение в конце линии составит:

$$U_2 = 6600 - 4,42 \cdot 6300 / 100 = 6321,5 \text{ В}$$

Участок 2-3:

$$\Delta U_{\text{T}} = 0,64 \cdot 2 \cdot 0,44 \cdot 0,98 + 5,98 \cdot 0,2 = 2,08 \%$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_{\text{T}} \% / 100) \cdot U_{\text{НОМ}} = (2,08 / 100) \cdot 6300 = 131 \text{ В}$$

$$U_3 = 6321,5 - 131 = 6190,1 \text{ В}$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 6190,1 \cdot \frac{400}{6300} = 393 \text{ В}$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{393 - 380}{380} \cdot 100 = 3,4 \%$$

Участок 3-4:

$$L = 154 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,162; \quad x_0 = 0,0705;$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 171,79 \cdot 2 \cdot 0,154 \cdot 0,162 \cdot 0,98 + 0,0705 \cdot 0,2 = 15,8 \text{ В}$$

$$U_4 = 393 - 15,8 = 377,2 \text{ В}$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{377,2 - 380}{380} \cdot 100 = -0,7 \%$$

Участок 4-5:

$$L = 402 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,265; \quad x_0 = 0,073;$$

$$\Delta U_{4-5} = \sqrt{3} \cdot 57,26 \cdot 2 \cdot 0,402 \cdot 0,265 \cdot 0,98 + 0,073 \cdot 0,2 = 17,6 \text{ В}$$

$$U_5 = 377,2 - 17,6 = 356,6 \text{ В}$$

$$V_5 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{356,6 - 380}{380} \cdot 100 = -6,1 \%$$

Расчеты отклонения напряжения сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1- Анализ качества напряжения

№ участка	Значение отклонения напряжения в конце участка, %	Режим
1	2	3
Самый удаленный электроприемник		
1	5	Максимальный
2	2,21	Максимальный
3	1,8	Максимальный
4	-0,2	Максимальный
5	-2,5	Максимальный
1	0	Минимальный
2	-1,95	Минимальный
3	-1,97	Минимальный
4	-3,2	Минимальный
5	-4,8	Минимальный
1	10	Послеаварийный
2	4,42	Послеаварийный
3	3,4	Послеаварийный
4	-0,7	Послеаварийный
5	-6,1	Послеаварийный

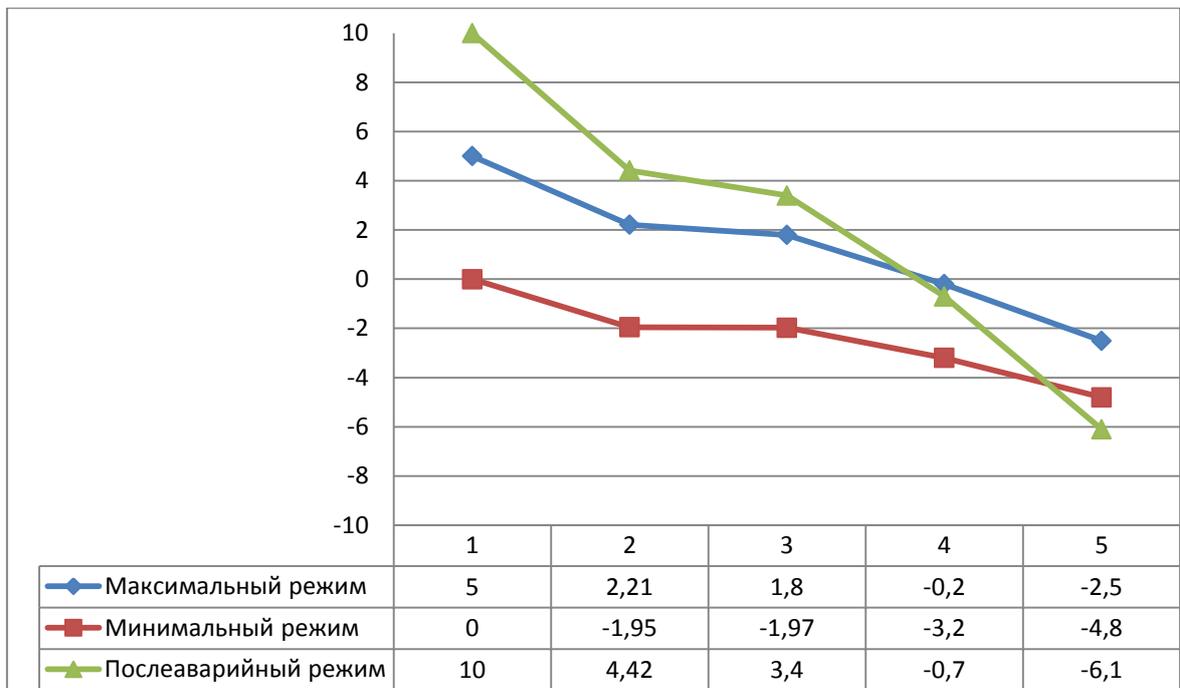


Рисунок 8.1 – Эпюры отклонений напряжения для удаленного ЭП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Поставленная в работе цель достигнута, задачи решены в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Результатом выполнения выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения поселка Новоангарск в связи с расширением жилой застройки.

На разных этапах исследования, в зависимости от поставленных задач, использовались следующие общенаучные методы исследований: анализ, моделирование, синтез, группировка.

В ходе выполнения данной работы были получены следующие результаты:

- был произведен анализ существующей схемы электроснабжения, из которого выявлено, что данные распределительные электрические сети изношены, было принято решение заменить одноцепную ВЛ с проводом А на двухцепную ВЛ с проводом СИП-3 для выполнения требований по надежности;
- так же на реконструированной ЛЭП 6 кВ были заменены опоры деревянные на железобетонные;
- был произведен расчет электрических нагрузок новой застройки;
- произведен расчет осветительной нагрузки, выбрано освещение согласно норм и правилам;
- была произведена замена трансформаторов на более мощные с выбором соответствующего защитного оборудования;
- выполнен расчет и разводка электрической сети 0,4 кВ для застраиваемого района.

Практические расчеты по реконструкции систем электроснабжения приняты на рассмотрение и могут быть использованы специалистами электросетевой компанией при проектировании расширения поселка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кудрин, Б. И. Системы электроснабжения [Текст]: учеб. пособие /Б. И. Кудрин. - М.: Академия, 2011. – 352 с.
2. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения [Текст]: учеб. пособие / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. - М. : Инфра - М, 2013. – 288 с.
3. Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения [Текст]/ Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. - М. : Лань, 2012.
4. Гужов, Н. П. Системы электроснабжения [Текст]/ Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко: учебник. - М. : Феникс, 2011. – 384 с.
5. Вагин, Г. Я Системы электроснабжения [Текст]: учеб.пособие/ Г. Я. Вагин, Е. Н. Соснина.- 2-е изд. - Нижний Новгород : НГТУ, 2012. – 143 с.
6. Экономика энергетики [Текст]: учебник для вузов / Н. Д. Рогалев, А. Г. Зубкова, И. В. Мастерова и др. ; под ред. Н. Д. Рогалева. - М. : Изд.дом МЭИ, 2011. – 320 с.
7. Дулесова, Н. В. Экономика энергетики: конспект лекций/ Н. В. Дулесова. – Абакан: ХТИ Филиал СФУ, 2011. -86 с.
8. Дулесова, Н. В. Системы электроснабжения. Курсовое проектирование. [Электронный ресурс]: Учебн.-метод. пособие, Сиб. фед. ун-т , ХТИ – филиал СФУ. – электрон.текстовые, граф.дан. (2,68 МБ). – Абакан: ХТИ – филиал СФУ, 2016 – 1 файл. – систем.требования: Internrt Explorer 7 (Mozilla Ferefox 3.5) opera 9 и выше; скорости подключения к информ.-телекоммуникац. сетям – 10 Мбит); надстройки к браузеру – Adobe Reader 9/ Foxit Reader 4.3.1.
9. Маньков, В. Д. Основы проектирования систем электроснабжения [Текст]: справочное пособие/ В. Д. Маньков. – СПб. : НОУ ДПО УМИТЦ «Электросервис», 2010. – 664с.
10. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М. : ФОРУМ: ИНФРА – М, 2010. – 214 с.
11. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст]: справочник – Г. Н. Ополева. – М. : Изд.дом Форум : ИНФА – М, 2010. – 480 с.
12. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: [учебное пособие] / Л. Л. Латушкина, А. Д. Макаревич, А. С. Торопов, А. Н. Туликов ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2012. – 232 с.
13. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) [Текст]: справочное издание/ Э. А. Киреева, С. Н.

- Шерстиев; под общ.ред. С. Н. Шерстиева. – 2-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2013. – 864 с.
14. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: [учебное пособие] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ – Петербург, 2013. – 608 с.
 15. Правила устройства электроустановок [Текст]. – 7-е издание. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. – 701 с.
 16. СП 256-1325800.2016. Электроустановки жилых и общественных зданий правила проектирования и монтажа. – Введ. 02.03.2017. – М. : Ассоциация «Росэлектромонтаж», 2016. – 119 с.
 17. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – Введ. 01.01.2013. - М. : Минстрой России, 2015г. – 119с.
 18. СП 52.13330.2011.Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – М. : Минрегион России, 2010г. – 69 с.
 19. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 15.03.2013. – М. : Росстандарт, 2014г. – 16 с.
 20. Light-in-Night Road// Сайт ООО Управляющей компании «БЛ ГРУПП» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.l-i-n.ru>.
 21. Кабель. РФ// Сайт Компании Кабель.РФ ООО «Электропоставщик» [Электронный ресурс]. – URL: <http://cable.ru>.
 22. Системы светодиодного освещения VINCCI// Сайт компании «Винчи» [Электронный ресурс]. – URL: <http://vincci.ru>
 23. Производство и поставка электротехнической продукции УРАЛЭНЕРГО ЭУ// Сайт компании ООО «Уралэнерго» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.uralen.ru>
 24. Союз электро. Сайт компании «Союз электро» [Электронный ресурс]. – URL: <http://unionelectro.ru>
 25. Электросвет. Сайткомпании «Электросвет» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.elektrosvet.ru>

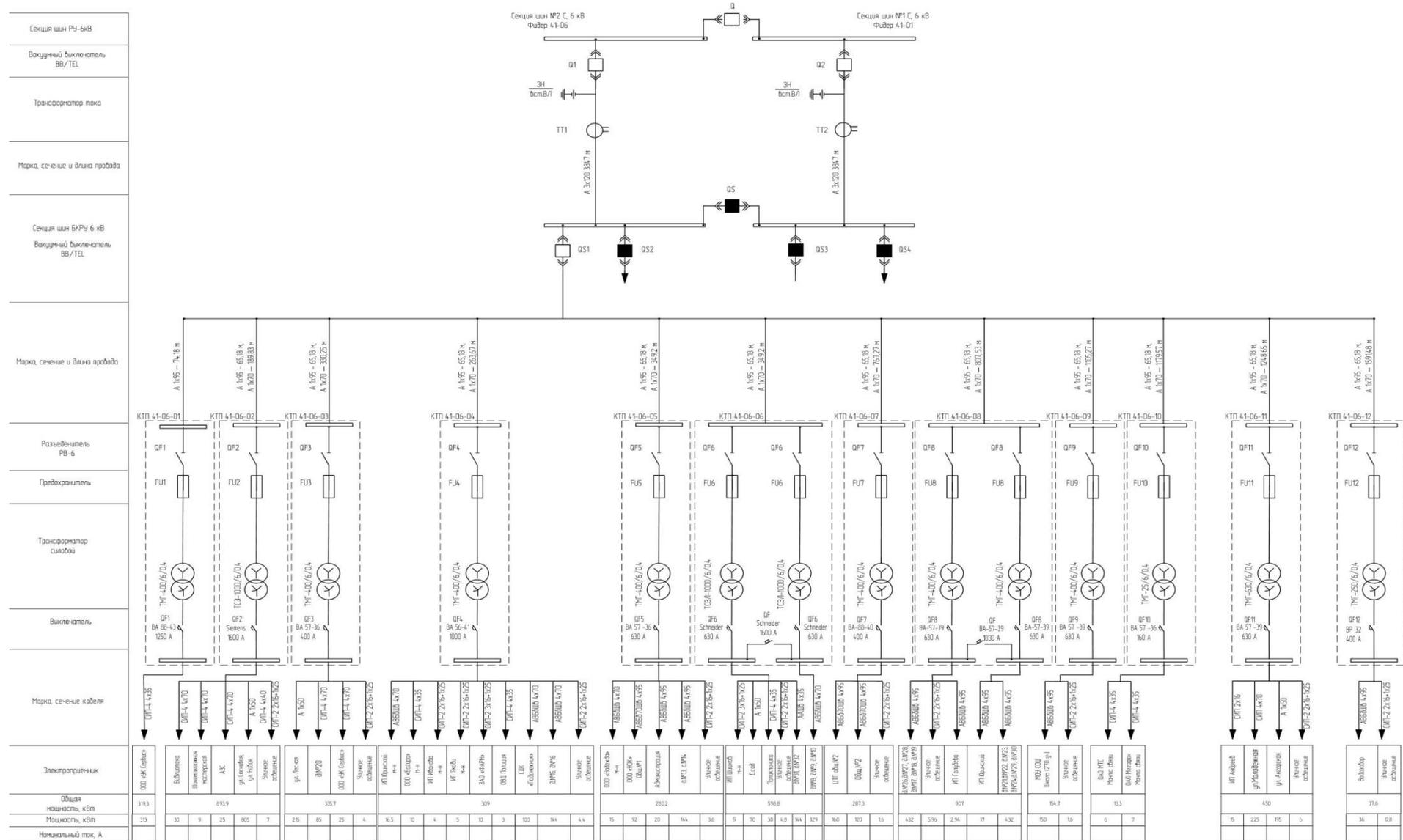


Рисунок 1 - Однолинейная схема электроснабжения до реконструкции

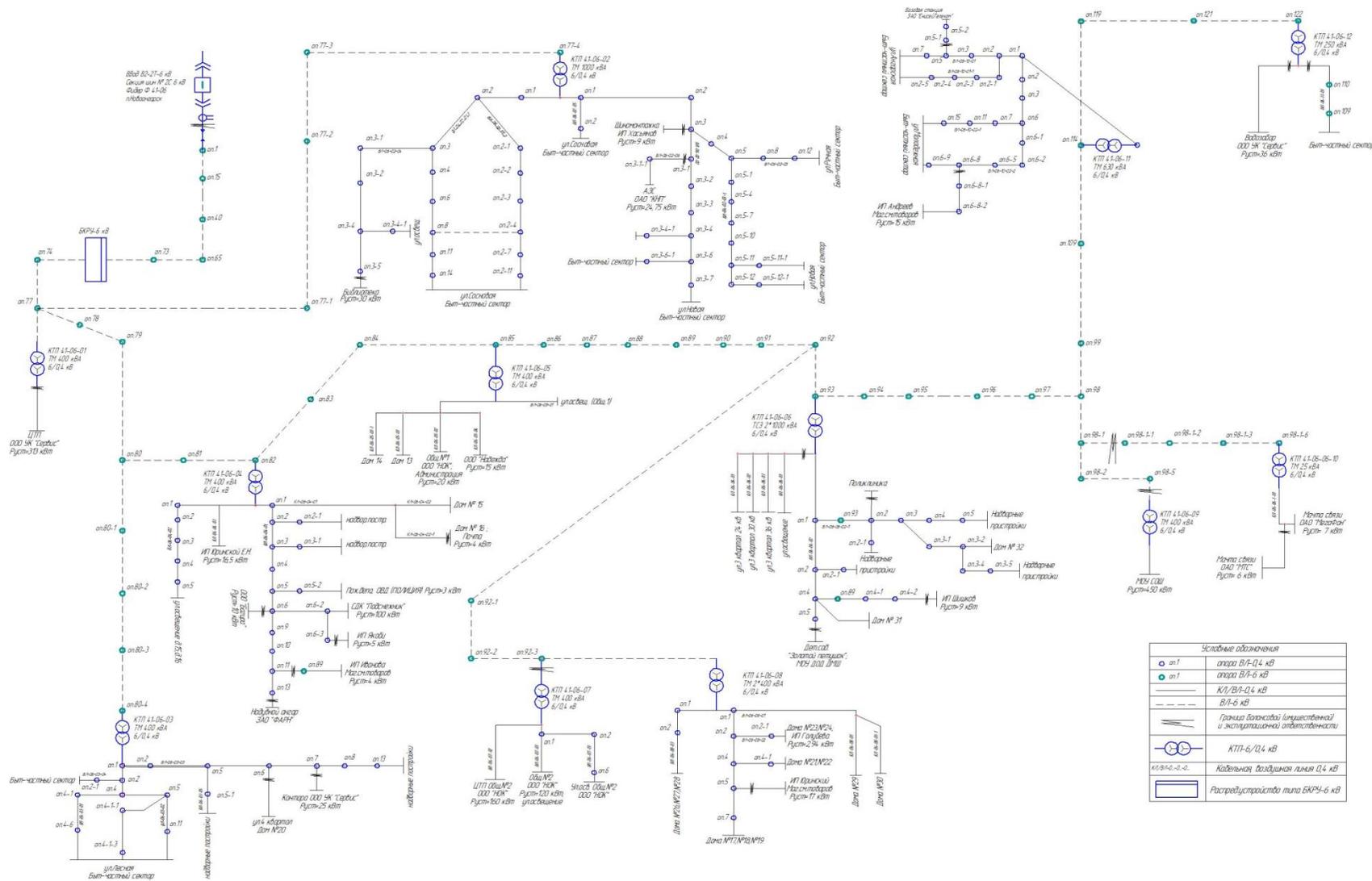


Рисунок 1 – Поопорная схема электроснабжения до реконструкции

