

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ
кварталов Г, Е и М города Нерюнгри, республики Саха (Якутия).

Исполнитель

студент группы 142-об3

(подпись, дата)

Е.И.Селиверстова

Руководитель

профессор,

канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет
энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
«_____» _____ 20____г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Селиверстову Елену Ивановну

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ кварталов Г, Е и М города Нерюнгри, республики Саха (Якутия).

(утверждено приказом от 10.04.25 № 950)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: План кварталов г. Нерюнгри. Схема электроснабжения кварталов г. Нерюнгри.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Реконструкция системы электроснабжения кварталов г. Нерюнгри

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) листов графической части
таблицу . приложения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд, тех наук.

7. Дата выдачи задания 04.04.25

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд.техн.наук

Задание принял к исполнению (04.04.2025): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113с., 6 рисунков, 99 формул, 35 таблиц, 36 использованных источников, 1 приложение

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ ГОРОДА, НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ТОКИ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ ЗАЩИТЫ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В рассматриваемой работе предлагается вариант реконструкции системы электроснабжения кварталов Г,Е и М города Нерюнгри в связи с износом оборудования и вводом новых потребителей.

Цель работы – провести расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ и 0,4 кВ трансформаторных подстанций районных электрических сетей, и на этой основе разработать более экономический выгодный и гибкий вариант подключения потребителей

Основу реконструкции составляют задачи: выбор мощности трансформаторов, выбор сечений кабельных линий, расчет токов КЗ для дальнейшего выбора оборудования ТП, выбор уставок РЗиА.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматика ввода резерва;

ВН – высокое напряжение;

КЛ – кабельная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КСО – камера сборная одностороннего обслуживания;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МТЗ – максимальная токовая защита.

НН – низкое напряжение;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЭП – электроприёмник;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика проектируемого района	9
1.1 Климатическая характеристика Нерюнгринского района	9
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кв кварталов	11
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	17
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	17
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	22
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	22
2.3. Расчет осветительной нагрузки	26
3 Низковольтное электроснабжение	28
3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4к	28
3.2 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	28
3.3 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кв	32
4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	37
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	37
5 Компенсация реактивной мощности	40
5.1 Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП	42
6 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение.	46
7 Расчёт электрических нагрузок в сети 10 кв	46
7.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кв ТП	46
7.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кв	47
7.3 Определение точки потокораздела	47
7.4 Выбор сечения распределительных линий	50
8 Расчет токов КЗ	52
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кв	52
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 Кв	54
9 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	60
10 Выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кв	62
10.1 Выбор КСО	62

10.2 Выбор и проверка выключателей 0,4	63
10.3 Выбор выключателей нагрузки 10 кв на ТП	66
10.4 Выбор предохранителей 10 кв на ТП	67
10.5 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кв	68
10.6 Выбор трансформаторов тока 10 кв	71
10.7 Выбор трансформатора напряжения 10 кв	74
10.8 Выбор ограничителя перенапряжения	76
11 Заземление кТП 10/0,4	80
12 Релейная защита и автоматика	85
12.1 Защита линий 10 кв	85
12.2 Максимальная токовая защита линий	86
12.3 Токовая защита от замыкания на землю	87
12.4 Защита трансформаторов 10/0,4 кв	87
12.5 Автоматика	88
12.6 Определение емкостного тока замыкания на землю.	90
13 Безопасность и экологичность	91
13.1 Безопасность	91
13.1.1 Средства индивидуальной защиты	91
13.1.2 Выполнение работ в зимний период времени	94
13.1.3 Электромонтажные работы	95
13.2 Экологичность	98
13.3 Чрезвычайная ситуация	100
14 Технико-экономические показатели проекта	104
Заключение	108
Библиографический список	109
Приложение А	114

ВВЕДЕНИЕ

Город Нерюнгри является одним из крупных городов республики САХА(Якутия) по численности населения (57 934 человек на 1 мая 2025 года). Город является центром для развития горнодобывающих предприятий и переработки сырья, с каждым годом растет как промышленность вокруг города, так и сама его инфраструктура. Поэтому наблюдается активный рост потребления электроэнергии с 2023 года [1].

С каждым годом темпы строительства наращиваются, застройщики приступают к строительству новых кварталов и проектируют более расширенный план застройки города. По причине увеличивающимся темпам строительства жилых домов и общественных зданий города, повышением потребления электроэнергии на период 2023-2025 на 7,47% (по данным АО «СО ЕЭС» 8 841 млн кВт•ч) и дальнейший прирост в 2028 на 5,7% (9 920млн кВт•ч) необходимо предусмотреть проектировании и реконструкции новых систем электроснабжения 0,4-10 кВ для электроснабжения города. Основная нагрузка кварталов составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Застройка многоэтажная. По категории надёжности электроснабжения преобладает II категории. Основными проблемами электроснабжения рассматриваемых в проекте микрорайонов является повышенная аварийность существующих кабельных линий и физический износ силового оборудования, установленных ТП.

Цель выпускной квалификационной работы реконструкция системы электроснабжения районов в городе Нерюнгри. Разработать наиболее экономичный и надёжный, с точки зрения эксплуатации, вариант. И заложить основу для перспективы развития района, с точки зрения прироста электрической нагрузки. Ожидаемым результатом проекта является экономически выгодная реконструкция кварталов Г,Е и М.

Актуальность работы заключается в неудовлетворительном состоянии электрооборудования, что не менялось с 1980 годов. Состояние городских

сетей в районах, где планируется подключение дополнительной нагрузки не является удовлетворительным. Требуется замена отслуживших свой срок кабельных линий 10 кВ и 0,4 кВ, комплектных трансформаторных подстанций, защитного и силового оборудования на новое, которое обеспечит качество поставляемой энергии и надёжность.

Основные задачи: расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ТП, выбор на его основе трансформаторов ТП, определение расчетных нагрузок 10 кВ в узлах установки ТП, выбор и проверка современных проводников КЛ. Дополнительно в данной работе проведен расчет суммарных капиталовложений в реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения, приведены основные требования техники безопасности при работах и обслуживании электроустановок.

Практическая значимость работы заключается в получении актуального проекта реконструкции и модернизации рассматриваемых объектов электроэнергетики с указанием технических данных необходимого оборудования и стоимости реализации.

При решении задач использованы ПО:

MS Office 2013/2016 PLUS

MS Visio 2019

Autodesk Product Design Suite Ultimate 2017-2021

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика Нерюнгринского района

Климатические условия Нерюнгринского района, расположенного в южной части Республики Саха (Якутия), характеризуются выраженной континентальностью, обуславливающей значительные амплитуды годовых и суточных температур. Зима, продолжительностью до восьми месяцев (октябрь-апрель), отличается экстремально низкими температурами, достигающими в январе (самый холодный месяц) значений в диапазоне от -40°C до -45°C , с эпизодическими понижениями ниже -50°C . Летний период, ограниченный 2-3 месяцами (июнь-август), характеризуется умеренно теплыми температурами, со средней температурой июля (самый теплый месяц) в пределах $+15^{\circ}\text{C}$ - $+18^{\circ}\text{C}$, при этом максимальные значения могут превышать $+30^{\circ}\text{C}$ [2].

Переходные сезоны, весна и осень, характеризуются кратковременностью и резкими температурными колебаниями, обуславливающими возможность заморозков в течение всего года. Годовое количество осадков относительно невелико и варьирует в пределах 400-500 мм, при этом доминирующая доля приходится на летний период в виде дождевых осадков. Влажность воздуха характеризуется сезонной изменчивостью: в зимний период отмечается крайне низкая влажность, сменяющаяся ее увеличением в летние месяцы. Ветровой режим характеризуется преобладанием северо-западных и северных ветров, при этом в зимний период отмечаются интенсивные ветровые нагрузки, сопровождаемые метелями.

Распространение многолетней мерзлоты является повсеместным, оказывая существенное влияние на инженерно-геологические условия территории и, как следствие, определяя особенности строительства и эксплуатации объектов инфраструктуры.

Чтобы обеспечить надежную работу электрооборудования в заданном районе, его выбор и проверка проводились с учетом местных климатических условий. Основные климатические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Климатические данные	Величина
Район по ветру	II
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	800
Максимальная скорость ветра, (м/с)	30
Район по гололеду согласно ПУЭ	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см ³), (мм)	25
Температура воздуха высшая, (град С)	плюс 35
Температура воздуха низшая, (град С)	минус 60
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	минус 12
Число грозových часов	35
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования и контракций трансформаторных подстанций

2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Основной нагрузкой кварталов, около 90%, являются бытовые потребители. Многоквартирные дома от 4 до 10 этажей, остальные это предприятия торговли и оказания услуг, общественные предприятия питания. Множество детских садов, школьных учреждений, так же административных зданий. В квартале М находится медицинский колледж, в квартале Г здание учебных классов ПТУ. Промышленные объекты в кварталах отсутствуют.

В зависимости от ущерба, который может быть нанесен при перерыве в электроснабжении, все потребители делятся на три категории надежности. Потребители первой категории, для которых последствия наиболее критичны, требуют два независимых источника питания, с автоматическим переключением на резервный источник в течение времени, необходимого для работы автоматики. Для второй категории также необходимы два источника, но допустимо переключение питания вручную оперативным персоналом. Потребители третьей категории, для которых последствия наименее значительны, могут питаться от одного источника, а время восстановления электроснабжения ограничено только временем, необходимым для ремонта. По категории надежности электроснабжения все потребители имеют вторую, первая категория отсутствует.

По характеру нагрузки все потребители относятся к электроприемникам малой и средней мощности, как исключение составляет несколько жилых домов с высокой мощностью потребления, получающих питание на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

В качестве исходных данных была использована схема жилых районов, показанная на рисунке 1,2 и была составлена экспликация, результаты которой сведены в таблицу 2.

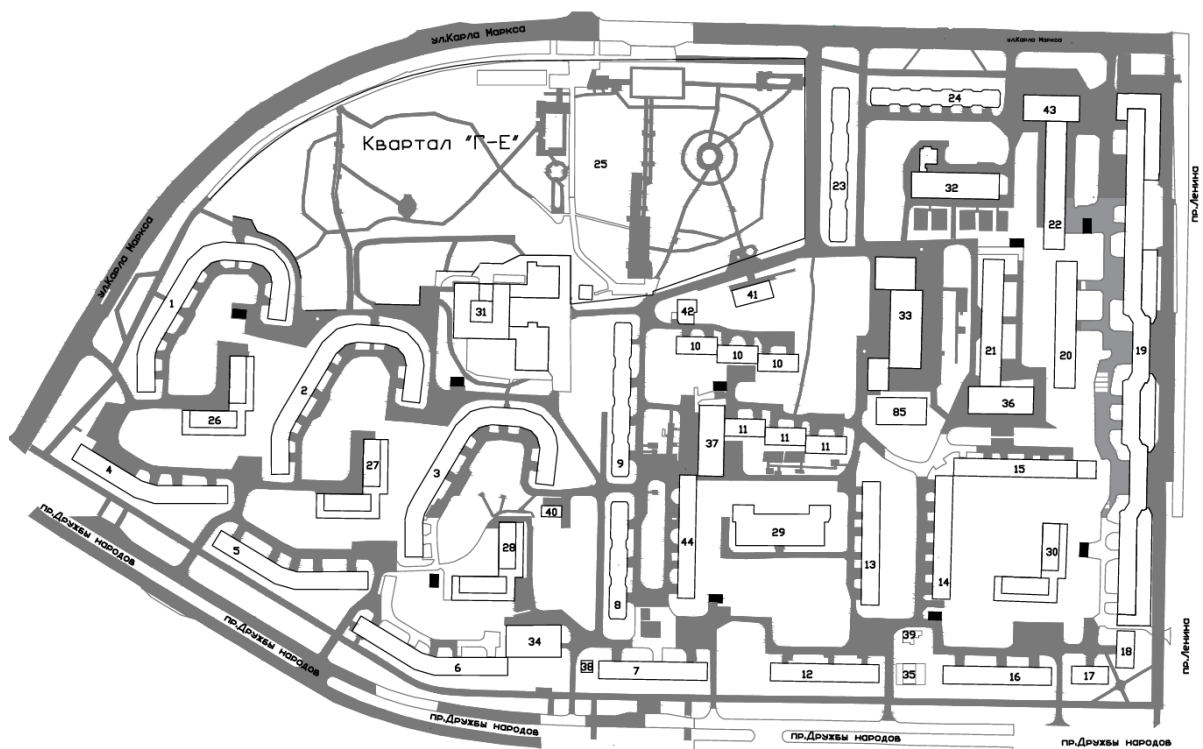


Рис 1 – квартал Г,Е

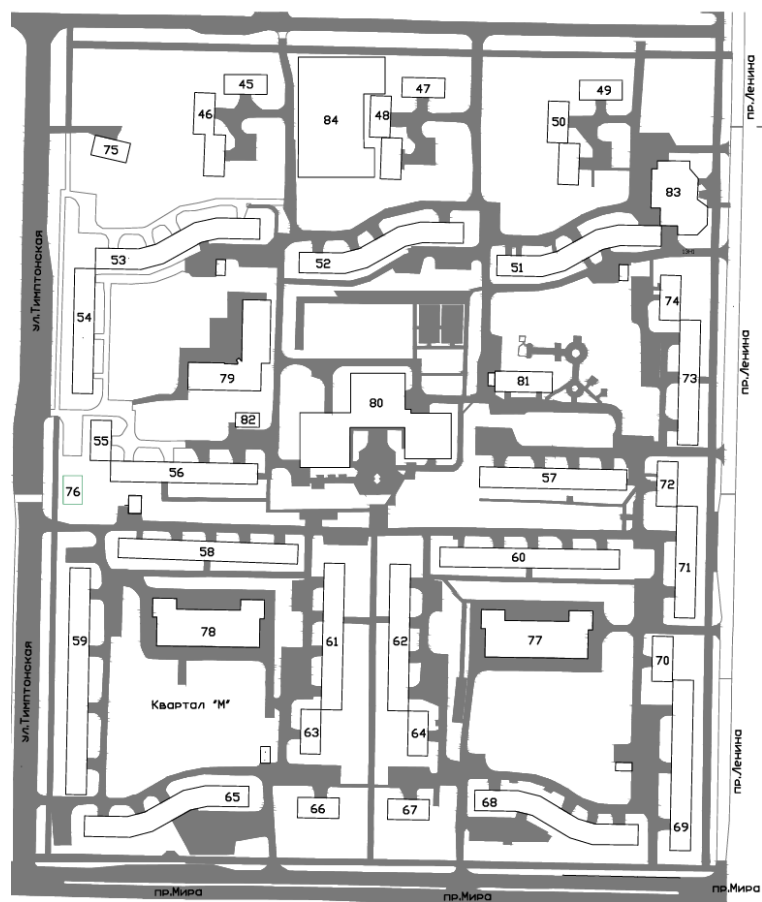


Рис 2 – квартал М

Таблица 2 - Экспликация зданий и сооружений

№ на плане	Наименование	К-во под-в/эт	К-во квартир	Итого кв. (или m^2)	Кол-во лифтов
1	2	3	4	5	6
Квартал Г,Е					
1	Карла Маркса 2	12/5	180	10467.9	-
	Встр.магазин			70 m^2	-
	встр. магазин			70 m^2	-
	встр. магазин			70 m^2	-
2	Пр-кт Дружбы Народов 3/1	12/5	180	10526.4 m^2	-
3	Пр-кт Дружбы Народов 5/1	12/5	180	10518.1 m^2	-
	встр. магазин			43 m^2	-
	встр. магазин			43 m^2	-
4	Пр-кт Дружбы Народов 1	5/9	160	10411.3 m^2	5/0,7
	встр. магазин			40 m^2	-
5	Пр-кт Дружбы Народов 3	5/9	160	10411.3 m^2	5/0,7
6	Пр-кт Дружбы Народов 5	5/9	160	10411.3 m^2	5/0,7
7	Пр-кт Дружбы Народов 9	3/9	102	6689.1 m^2	-
8	Пр-кт Дружбы Народов 9/1	3/9	82	5082.22 m^2	-
	встр. магазин			39 m^2	-
	встр. магазин			39 m^2	-
	встр. мед.каб.			39 m^2	-
9	Пр-кт Дружбы Народов 9/3	4/5	116	5960 m^2	-
	встр. магазин			34 m^2	-
	встр. магазин			34 m^2	-
10	Пр-кт Дружбы Народов 9/4	6/5	72	3630 m^2	-
11	Пр-кт Дружбы Народов 11/2	6/5	72	3630 m^2	-
12	Пр-кт Дружбы Народов 13	3/9	108	6722 m^2	3/0,8
	встр. магазин				-
	встр. магазин			54 m^2	-
	встр. магазин			54 m^2	-
	встр. магазин			70 m^2	-
	встр. магазин			82 m^2	-
13	Пр-кт Дружбы Народов 13/1	6/5	72	3643 m^2	-
14	Пр-кт Дружбы Народов 15/1	6/5	72	3643 m^2	-
15	Пр-кт Дружбы Народов 17/2	6/5	72	3643 m^2	-
	встр. магазин			34 m^2	-
16	Пр-кт Дружбы Народов 17	3/9	105	6902 m^2	3/0,8
17	Пр-кт Дружбы Народов 19	1/9	27	2304 m^2	1/0,8

1	Продолжение таблицы 2				
	2	3	4	5	6
	встр. магазин			50 м ²	
	встр. магазин			50 м ²	
18	Пр-кт Дружбы Народов 19/1	1/9	27	2304 м ²	1/0,8
	встр. магазин			50 м ²	-
	встр. магазин			50 м ²	-
19	Пр-кт Ленина, 6	15/10	520	32768 м ²	15/0,4
	встр. магазин			4800 м ²	
	встр. магазин			2687 м ²	-
20	Пр-кт Ленина, 6 /2	3/4	124	2687 м ²	-
	встр. магазин			98 м ²	-
	встр. магазин			50 м ²	-
21	Пр-кт Ленина, 6 /3	3/4	124	2687 м ²	-
22	Пр-кт Ленина, 6 /1	3/4	153	2632 м ²	-
	встр. магазин			86 м ²	-
	встр. магазин			86 м ²	-
	встр. магазин			105 м ²	-
	встр. магазин			50 м ²	-
	встр. магазин			55 м ²	-
23	Улица Карла Маркса, 8	6/5	86	4448 м ²	-
24	Улица Карла Маркса, 6	4/5	115	5401 м ²	-
25	Парк			60000	-
26	Суваг			5016 м ²	-
27	Ясли «Рябинушка»			5016 м ²	-
28	Дет.Сад «Звездочка»			5016 м ²	-
29	Дет.Сад «Огонек»			6900 м ²	-
30	Дет.Сад «Красная шапочка»			5016 м ²	-
31	Школа			13000 м ²	-
32	Колледж			1575 м ²	-
33	Адмн.здание «Прокуратура»			8370 м ²	-
34	Адмн.здание «Почта»			1200 м ²	-
35	Магазин мебели			330 м ²	-
36	Магазин «Пирамида»			1100 м ²	-
1	2	3	4	5	6
37	Магазин Махтал			1624 м ²	-
38	Продуктовый магазин			84 м ²	-
39	Продуктовый магазин			210 м ²	-
40	ЦТП			15 м ²	-
41	Магазин «Якутяночка»			465 м ²	-
42	ЦТП			250 м ²	-
43	Магазин «Аартык»			1012 м ²	-
44	Проспект Дружбы народов, 9/2	3/5	82	5082.22 м ²	-
85	Супермаркет «Айгуль»			700 м ²	-

Продолжение таблицы 2					
1	2	3	4	5	6
Квартал М					
45	Пр-кт Дружбы народов, 6	1/9	36		1
	аптека				-
46	Пр-кт Дружбы народов, 6/2	2/9	70		9
	встр. Магазин				-
47	Пр-кт Дружбы народов, 8	1/9	36		1
	встр. Магазин				-
48	Пр-кт Дружбы народов, 8/2	2/9	70		9
	встр. Магазин				-
49	Пр-кт Дружбы народов, 10	1/9	36		1
	встр. Магазин				-
50	Пр-кт Дружбы народов, 10/2	2/9	70		2
	встр. Магазин				-
51	Пр-кт Дружбы народов, 10/1	5/9	135		5
	встр. Магазин(пари-я)			80 м ²	-
	встр. Магазин			60 м ²	-
	встр. Магазин			70 м ²	-
52	Пр-кт Дружбы народов, 8/1	5/9	135		5
53	Пр-кт Дружбы народов, 6/1	5/9	135		5
54	Улица Тимптонская, 1	3/9	108		3
55	Улица Тимптонская, 3	1/9	35		1
56	Улица Тимптонская, 3/1	4/5	76		-
	ателье			70 м ²	
	встр. Магазин			70 м ²	
57	Пр-кт Ленина, 14 к1	4/5	76		-
58	Улица Тимптонская, 7/1	5/5	98		-
59	Улица Тимптонская, 7	4/9	309		4
60	Пр-кт Ленина, 16/1	5/5	98		-
	Образ.Центр			60 м ²	
61	Улица Тимптонская, 7/2	4/5	79		-
62	Проспект Ленина, 16/2	4/5	79		-
63	Пр-кт Мира, 3/1	1/9	50		1
1	2	3	4	5	6
64	Пр-кт Мира, 5/1	1/9	50		1
65	Пр-кт Мира, 1	5/9	160		5
66	Пр-кт Мира, 3	1/9	40		1
67	Пр-кт Мира, 5	1/9	40		1
68	Пр-кт Мира, 7	5/9	160		5
69	Пр-кт Ленина, 20	3/9	236		3
	кафе			100 м ²	-
	встр. Магазин			80 м ²	-
	офис			70 м ²	-
70	Пр-кт Ленина, 18	1/9	50		1
71	Пр-кт Ленина, 16	3/9	108		3
72	Пр-кт Ленина, 14	1/9	50		1

73	Пр-кт Ленина, 12	3/9	108		3
Продолжение таблицы 2					
1	2	3	4	5	6
	стоматология			100 м ²	-
	встр. магазин			50 м ²	-
	встр. магазин			60 м ²	-
	салон красоты			82 м ²	-
74	Пр-кт Ленина, 10	1/9	50		1
	встр. Магазин				-
75	Адмн.здание			350 м ²	-
76	Магазин строительный			1102 м ²	-
77	ЦРДТЮ			1000 чел	-
78	Дет сад			330 чел	-
79	Коледж			500 чел	-
80	Школа			2000 чел	-
81	Больница(стац-ар)			120 чел	-
82	Магазин			210 м ²	-
83	Супермаркет «Панорама»			1800 м ²	-
84	ТЦ «Проспект»			1742 м ²	-

Для реконструкции систем электроснабжения необходимо провести перерасчет электрических нагрузок. Особенностью расчетов в городских системах является используемый метод удельных электрических нагрузок, так как данные о характеристиках ЭП невозможно предоставить в полном и достоверном объеме. Расчет проводится по полученным материалам в соответствии с методикой РД 34.20.185-94. В качестве исходных данных для расчета электрических нагрузок получен генеральный план кварталов Г,Е и М г. Нерюнгри. Данные кварталы электрических сетей обслуживаются трансформаторными подстанциями, оборудованными силовыми трехфазными трансформаторами типа ТМ, оснащенными расширительным баком и системой охлаждения на основе естественной циркуляции масла и воздуха. Регулировка напряжения осуществляется методом переключения без возбуждения (ПБВ). Номинальные параметры трансформаторов: напряжение 10/0,4 кВ, мощность в диапазоне 400-630 кВА, в зависимости от подстанции.

Электроснабжение выполнено по петлевым схемам, кабельными линиями электропередачи. Суммарная протяжённость участков составляет 3 км для квартала М и 3 км для Г,Е .

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

В рамках данного раздела выполняется расчет электрических нагрузок для определения их актуальных значений. Результаты расчетов будут использованы для обоснованного выбора основного электротехнического оборудования системы электроснабжения и для оценки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях с целью выявления необходимости в их замене или модернизации.

Расчётная нагрузка - нагрузка по которой определяют и выбирают электрооборудование, сечение кабелей, мощность трансформаторов.

Нагрузка потребителей в жилых зданиях определяется с учетом требований [5] и включает в себя как силовую нагрузку квартир, подключаемых к вводу в помещение, так и суммарную мощность электроприемников общедомового назначения: лифты, систему освещения, насосное оборудование, домофоны, системы видеонаблюдения, подключенных к общему вводу в здание.

Для потребителей принимается условие о выполнении наличии трёхфазного ввода в ВРУ 0,4 кВ потребителя, распределение нагрузки по фазам осуществляется на стороне потребителя, при этом нагрузка распределяется равномерно.

Расчетная нагрузка квартир :

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

где $P_{\text{кв. уд.}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв таблица (2.1.1), [5];

n – количество квартир.

Мощность лифтов находится с использованием формулы $P_{\text{л}}$:

$$P_{\text{л}} = k'_c \sum_{i=1}^n P_{\text{л}_i}, \quad (2)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок, по таблице 2.1.2, [5];

n - количество лифтовых установок;

$P_{ли}$ - установленная мощность электродвигателя лифта, в домах стоят лифты мощностью 8 кВт [4].

Расчет мощности электродвигателей санитарно-технических устройств ведется по формуле:

$$P_{СТУ} = k_c \sum_{i=1}^n P_{СТУi} \quad (3)$$

где $P_{СТУi}$ - мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд,

n - количество подъездов.

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{нас} + P_l, \quad (4)$$

где P_l - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{нас}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома без встроенных потребителей определяется по формуле:

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

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома со встроенными потребителями, эти потребители учитываются с использованием коэффициентов участия при максимальной нагрузке основного потребителя и определяются по формуле:

$$P_{р.ж.д.общ} = P_{зд.мах} + \sum_{i=1}^n k_{yi} P_{зdi}, \quad (6)$$

где $P_{зд.мах}$ - наибольшая нагрузка из числа имеющих абонентов, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников, [5];

$P_{зdi}$, - расчетные нагрузки остальных абонентов.

$$P_{\text{маг}} = P_{\text{маг. уд}} \cdot S$$

где $P_{\text{маг. уд}}$ – удельная расчётная нагрузка магазина [5], кВт;

S – площадь магазина, м².

Расчётная реактивная мощность для дома 1 находится через коэффициент мощности:

$$Q_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{р.ж.д}} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - средний коэффициент мощности, принимаем по [5].

Полная расчетная нагрузка на вводе:

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

Расчетная электрическая нагрузка объекта № 1:

$$P_{\text{кв}} = 1,83 \cdot 180 = 359,4 \text{ кВт}, \quad (8)$$

$$P_{\text{СТУ}} = 0,7 \cdot (18 \cdot 1) = 12,6 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{л}} = 0 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{СТУ}} = 12,6 + 0 = 12,6 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.ж.д}} = 359,4 + 0,9 \cdot 12,6 + 0,6 \cdot 39,9 = 364,68 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.ж.д}} = 364,68 \cdot 0,2 = 72,9 \text{ квар},$$

$$S_{\text{р.ж.д}} = \sqrt{364,68^2 + 72,9^2} = 371,9 \text{ кВА}$$

Вся нужная информация для определения нагрузки скомпонована и сведена в таблицу 3, нагрузка приведена к вводу 0,4 кВ в здание.

Таблица 3 – Нагрузка жилых домов района

Объект	№	п кв	N _{лифт}	Ркв, кВт	Расчётная нагрузка на вводе		
					Рр,кВт	Qp,кВАp	Sp,кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
Жилой дом	2	180	-	329,4	340,7	68,1	347,5
Жилой дом	5,6	160	5	292,8	324,9	65,0	331,4
Жилой дом	7	102	-	186,66	193,1	38,6	196,9
Жилой дом	44	82		150,06	168,5	33,7	171,8
Жилой дом	10,11,12,13,14	72	-	131,76	136,3	27,3	139,0
Жилой дом	16	105	3	192,15	212,0	42,4	216,2
Жилой дом	21	124	-	226,92	234,7	46,9	239,4
Жилой дом	23	86	-	157,38	162,8	32,6	166,0
Жилой дом	24	115	-	210,45	217,7	43,5	222,0
Жилой дом	53,52	135	5	247,05	277,6	55,5	283,1
Жилой дом	54,71	108	3	197,64	217,7	43,5	222,0
Жилой дом	55	35	1	64,05	70,7	14,1	72,1
Жилой дом	57	76	-	139,08	143,9	28,8	146,7
Жилой дом	58	98	-	179,34	185,5	37,1	189,2
Жилой дом	59	309	4	565,47	599,8	120,0	611,7
Жилой дом	61,62	79		144,57	167,2	33,4	170,5
Жилой дом	63,64	50	1	91,5	99,1	19,8	101,0
Жилой дом	65,68	160	5	292,8	324,9	65,0	331,4
Жилой дом	66,67	40	1	73,2	80,1	16,0	81,7
Жилой дом	70,72	50	1	91,5	99,1	19,8	101,0

Таблица 4 – Встроенные объекты

Объект	№	Встроенные ЭП	Кол-во, м ²	Мощность, кВт/ условные единицы	Ку
1	2	3	4	5	6
Жилой дом	1	магазин	70	0,25	0,6
Жилой дом	3	магазин	43	0,25	0,6
Жилой дом	4	магазин	35	0,25	0,6
Жилой дом	8	магазин	39	0,25	0,6
Жилой дом	8	мед.кабинет	39	0,16	0,6
Жилой дом	9	аптека	34	0,16	0,6
Жилой дом	12	салон красоты	54	1,5	0,7
Жилой дом	12	магазин	50	0,25	0,6
Жилой дом	15	магазин	34	0,25	0,6
Жилой дом	17	магазин	50	0,25	0,6
Жилой дом	17	мед.кабинет	50	0,16	0,6
Жилой дом	18	парикмахерская	50	1,5	0,7

Продолжение таблицы 4					
1	2	3	4	5	6
Жилой дом	19	магазин	4800	0,25	0,8
Жилой дом	20	типография	50	0,16	0,6
Жилой дом	22	магазин	50	0,25	0,6
Жилой дом	22	кафе	86	1,04	0,7
Жилой дом	22	ателье	70	0,075	0,5
Жилой дом	45	аптека	70	0,16	0,6
Жилой дом	46	магазин	100	0,25	0,6
Жилой дом	47	магазин	50	0,25	0,6
Жилой дом	48	магазин	70	0,16	0,6
Жилой дом	49	магазин	50	0,25	0,6
Жилой дом	50	магазин	50	0,16	0,6
Жилой дом	51	магазин	70	0,25	0,6
Жилой дом	51	магазин	60	0,25	0,6
Жилой дом	56	магазин	70	0,16	0,6
Жилой дом	60	магазин	60	0,25	0,6
Жилой дом	69	магазин	80	0,25	0,6
Жилой дом	69	кафе	100	1,04	0,7
Жилой дом	73	магазин	60	0,25	0,6
Жилой дом	73	стоматология	100	0,16	0,6
Жилой дом	74	магазин	55	0,25	0,6

Таблица 5 – Нагрузка жилых домов района с встроенными объектами

Объект	№	п кв	N _{лифт}	Ркв, кВт	Расчётная нагрузка на вводе		
					Рр,кВт	Рр,кВт	Рр,кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
Жилой дом	1	180	-	329,4	364,6	72,9	371,9
Жилой дом	3	180	-	329,4	348,9	69,7	355,9
Жилой дом	4	160	5	292,8	330,1	66,0	336,7
Жилой дом	8	82	-	150,06	164,1	32,8	167,4
Жилой дом	9	116	-	212,28	226,1	45,2	230,6
Жилой дом	12	108	3	197,64	407,1	81,4	415,2
Жилой дом	15	72	-	131,76	141,4	28,3	144,2
Жилой дом	17	27	1	49,41	67,8	13,6	69,2
Жилой дом	18	27	1	49,41	130,2	26,0	132,8
Жилой дом	19	520	15	1040	1835,3	367,1	1871,7
Жилой дом	20	124	-	226,92	244,3	48,9	249,2
Жилой дом	22	153	-	279,99	341,7	68,3	348,4
Жилой дом	45	36	1	65,88	79,3	15,9	80,8
Жилой дом	46	70	2	128,1	156,3	31,3	159,4
Жилой дом	47	36	1	65,88	83,1	16,6	84,7

Продолжение таблицы 5							
1	2	3	4	5	6	7	8
Жилой дом	48	70	2	128,1	151,8	30,4	154,8
Жилой дом	49	36	1	65,88	80,1	16,0	81,6
Жилой дом	50	70	2	128,1	148,8	29,8	151,8
Жилой дом	51	135	5	247,05	369,1	73,8	376,4
Жилой дом	56	76	-	139,08	164,9	33,0	168,1
Жилой дом	60	98	-	179,34	191,3	38,3	195,1
Жилой дом	69	236	3	431,88	588,5	117,7	600,2
Жилой дом	73	108	3	197,64	424,5	84,9	432,9
Жилой дом	74	50	1	91,5	104,3	20,9	106,4

Подробный расчет электрических нагрузок жилых зданий представлен в приложении А

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Электрические нагрузки общественных строений считаются по формуле

$$P_{\text{общ,зд}} = P_{\text{уд}} \cdot n_{\text{мест}}, \quad (9)$$

где $n_{\text{мест}}$ - количество мест, площадь;

$P_{\text{уд}}$ - удельная нагрузка, кВт/место, м², кВт/уч.

Для получения расчётной реактивной мощности берется приведенная формула:

$$Q_{\text{зд}} = P_{\text{зд}} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (10)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, принимаем по [5].

Для примера определим суммарную расчетную нагрузку №26:

$$P_{\text{зд}} = 180 \cdot 0,46 = 83 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{зд}} = P_{\text{зд}} \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{зд}} = 83 \cdot 0,25 = 21 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка на вводе:

$$S_{\text{зд.}} = \sqrt{P_{\text{зд.}}^2 + Q_{\text{зд.}}^2}, \quad (11)$$

$$S_{\text{зд.}} = \sqrt{83^2 + 21^2} = 85,6 \text{ кВА.}$$

Таблица 6 – Данные по общественным зданиям

Объект	№ на листе	Основная нагрузка		
		у.е.	п уд ед.	Р на у. е.
1	2	3	4	5
Суваг	26	кВт/мест	180	0,46
Ясли	27	кВт/мест	200	0,46
Дет.Сад	28	кВт/мест	330	0,46
Дет Сад	29	кВт/мест	330	0,46
Дет Сад	30	кВт/мест	330	0,46
Школа	31	кВт/уч	1050	0,25
Колледж	32	кВт/уч	1300	0,46
Адм. Здан.	33	м ²	8370	0,054
Адм. Здан.	34	м ²	1200	0,054
Магазин	35	м ²	330	0,16
Магазин	36	м ²	1100	0,16
Магазин	37	м ²	1624	0,25
Продуктовый магазин	38	м ²	84	0,25
Продуктовый магазин	39	м ²	210	0,25
ЦТП	40	м ²	15	0,054
Магазин	41	м ²	465	0,16
ЦТП	42	м ²	250	0,054

Продолжение таблицы 6				
1	2	3	4	5
Магазин	43	м ²	1000	0,16
Супермаркет «Айгуль»	85	м ²	700	0,16
Адмн.здание	75	м ²	350	0,054
Магазин	76	м ²	1102	0,16
ЦРДТЮ	77	м ²	1000	0,17
Дет сад	78	кВт/мест	330	0,46
Админ здание	79	кВт/мест	6996	0,0,54
Школа	80	м ²	2000	0,25
Больница(Стационар)	81	кВт/мест	120	0,17
Продуктовый магазин	82	кВт/мест	210	0,25
Супермаркет «Панорама»	83	м ²	1800	0,25
ТЦ «Проспект»	84	м ²	1742	0,16
Супермаркет «Айгуль»	25	м ²	3000	0,25

Для примера определим суммарную расчетную нагрузку реабилитационного центра "СУВАГ", №26

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{мест}; \quad (12)$$

$$P_{зд} = 180 \cdot 0,46 = 83 \text{ кВт}.$$

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (13)$$

$$Q_{зд} = 83 \cdot 0,25 = 21 \text{ квар}.$$

Полная расчетная нагрузка на вводе:

$$S_{зд} = \sqrt{P_{зд}^2 + Q_{зд}^2}, \quad (14)$$

$$S_{зд} = \sqrt{83^2 + 21^2} = 85,6 \text{ кВА}$$

Результаты расчёта нагрузок общественных строений сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчётные нагрузки общественных строений

Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе			Коэффициент мощности $tg\varphi$
		P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	
1	2	3	4	5	6
Суваг	26	82,8	20,7	85,3	0,25
Ясли	27	92,0	23,0	94,8	0,25
Дет.сад	28	151,8	38,0	156,5	0,25
Дет сад	29	151,8	38,0	156,5	0,25
Дет сад	30	151,8	38,0	156,5	0,25
Школа	31	262,5	86,6	276,4	0,33
Колледж	32	598,0	448,5	747,5	0,75
Адм. Здан.	33	452,0	257,6	520,2	0,57
Адм. Здан.	34	64,8	36,9	74,6	0,57
Магазин	35	52,8	25,3	58,6	0,48
Магазин	36	176,0	84,5	195,2	0,48
Магазин	37	406,0	194,9	450,3	0,48
Продуктовый магазин	38	21,0	15,8	26,3	0,75
Продуктовый магазин	39	52,5	39,4	65,6	0,75
ЦТП	40	0,8	0,4	0,9	0,48
1	2	3	4	5	6
Магазин	41	74,4	35,7	82,5	0,48
ЦТП	42	13,5	6,5	15,0	0,48
Магазин	43	160,0	76,8	177,5	0,48
Супермаркет «Айгуль»	85	112,0	53,8	124,2	0,48
Адмн.здание	75	18,9	10,8	21,8	0,57

Магазин	76	176,3	84,6	195,6	0,48
Продолжение таблицы 7					
1	2	3	4	5	6
ЦРДТЮ	77	170,0	42,5	175,2	0,25
Дет сад	78	151,8	38,0	156,5	0,25
Админ здание	79	1 080,0	615,6	1 243,1	0,57
Школа	80	500,0	125,0	515,4	0,25
Больница(Стационар)	81	20,4	5,1	21,0	0,25
Продуктовый магазин	82	52,5	13,1	54,1	0,25
Супермаркет «Панорама»	83	450,0	112,5	463,8	0,25
ТЦ «Проспект»	84	278,7	133,8	309,2	0,48

2.3 Расчет осветительной нагрузки

Мощность устанавливается на основе светотехнических расчётов с учётом характера освещаемой территории города, действующих норм освещённости территории, типа и параметров используемых светильников по удельной нагрузке на 1 км освещаемой поверхности.

Для вычисления расчетной нагрузки уличного освещения используем формулу[6]:

$$P_{p.y.o} = p_{y.o} \cdot L \quad (15)$$

где $p_{y.o}$ - удельная мощность, для освещения проездов и дорог 8 кВт/км, [6]

Суммарная протяженность внешне освещаемых улиц в кварталах Г,Е - 3,5 км. Квартал М – 3 км.

При определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ учитываем нагрузку освещения улиц.

В таблицу 8 заносятся результирующие данные по расчётам осветительных нагрузок на вводе 0,4 кВ ТП.

Таблица 8 – Расчётные нагрузки освещения улиц

ТП	L _{тер} , км	P _{осв уд} , кВт/км	P _{осв} , кВт
1	2	3	4
ТП-1	0,58	8	0,46
ТП-2	0,54	8	0,43
ТП-3	0,63	8	0,50
ТП-4	0,77	8	0,61
ТП-5	1,3	8	1,04
ТП-6	0,53	8	0,42
ТП-7	0,44	8	0,35
ТП-8	0,78	8	0,62
ТП-15	0,39	8	0,31
ТП-9	0,23	8	0,184
ТП-10	0,58	8	0,46
ТП-11	0,78	8	0,62
ТП-12	1,04	8	0,83
ТП-13	0,98	8	0,78
ТП-14	0,80	8	0,64

Благодаря расчету нагрузки потребителей, можно приступить к выбору мощности ТП и схем их подключения

3. НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4кВ

При создании городской электросети 0,4 кВ чаще всего выбирают один из трех вариантов: лучевую, радиальную или петлевую схему. В лучевой схеме от подстанции отходит основная линия, от которой делают ответвления к отдельным потребителям. Радиальная схема подразумевает, что каждый потребитель получает питание напрямую от подстанции по своей отдельной линии.

Надежной схемой является петлевая схема электроснабжения. Особенность схемы в том то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, так как в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель замыкается и питание подается от второй секции шин. В квартале М есть отделение больницы-стационар и в квартале Г,Е имеется ясельный дет сад, оба потребителя не имеют оборудования для которого необходимо резервирование.

3,2 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

В условиях плотной городской застройки и сохранении архитектурного облика города, не загромождая воздушное пространство проводами Линии электропередач реализуются кабелями,. Проезжая часть менее предпочтительна для прокладки кабелей, в основном прокладка проводится вдоль проезжей части в траншеях, около тротуаров. Подключаемая нагрузка линии до 1 кВ при питании потребителей общественных строений $P_{p.l}$, кВт, находится с использованием формулы:

$$P_{p.l} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДи} , \quad (16)$$

где $P_{зд. max}$ - наибольшая нагрузка здания из числа строений, питаемых по линии;

$P_{зди}$, - расчетные нагрузки других строений, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных строений по таблице 2.3.1. [5].

В качестве примера проводится выбор кабелей питания потребителей 1,,4,26,2 для ТП-1.

Активная и реактивная нагрузка линии 1 от ТП-1:

$$P_{p..л} = 364,7 + 0 \cdot 0,9 = 364,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{p..л} = 72,9 + 0 \cdot 0,9 = 72,9 \text{ квар.}$$

Для реконструкции кварталов проводится учёт ежегодного прироста нагрузки за счёт повышения нагрузки потребителей электроприёмниками (прибавление бытовых электроприемников, их обновление, нагревательные ЭП) на период 5 лет.

Для случая нахождения прогнозируемой нагрузки многоквартирного дома в рамках проводимых расчётов сети 0,4 кВ использована следующая формула:

$$P_{2030_{прог}} = P_{2025_p} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^n \quad (17)$$

$$Q_{2030_{прог}} = Q_{2025_p} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^n \quad (18)$$

где Σ - среднегодовой темп прироста бытовой нагрузки, 2% [7];

n – период прогнозирования, 5 лет.

$$P_{2030_{прог}} = 364^{2025_p} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 = 402,6$$

$$Q_{2030_{прог}} = 72,9^{2025_p} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 = 80,5$$

Полная расчётная мощность:

$$S_{p..л} = \sqrt{402,6^2 + 80,5^2} = 410,6 \text{ кВА.}$$

Таблица 9 – электрические нагрузки распределительной сети 0,4 кВ

№	Р _{рл}	Q _{рл}	S _{рл}
1	2	3	4
ТП 1			
1-1	402,6	80,5	410,6
1-2	364,5	72,9	371,8
1-3	91,4	22,9	94,2
1-4	376,2	75,2	383,7
ТП 2			
2-1	289,8	95,6	305,2
2-2	101,6	25,4	104,7
2-3	14,4	77,3	78,6
ТП 3			
3-1	167,6	41,9	172,8
3-2	71,5	40,8	82,4
3-3	358,7	71,7	365,9
3-4	358,7	71,7	365,9
ТП 4			
4-1	412,7	82,5	420,9
4-2	186,0	37,2	189,7
4-3	448,3	215,2	497,2
4-4	150,5	30,1	153,5
4-5	199,0	53,4	206,0
ТП 5			
5-1	356,3	98,5	369,7
5-2	560,9	314,1	642,8
5-3	179,7	35,9	183,3
5-4	660,2	495,2	825,3
5-5	240,4	48,1	245,1
22,43	465,6	138,2	485,6
ТП 6			
6-1	269,8	54,0	275,1
6-2	377,1	135,1	400,6
6-3	565,7	135,1	581,6
ТП 7			
7-1	810,5	135,1	821,7

Продолжение таблицы 9			
1	2	3	4
7-2	167,6	41,9	172,8
7-3	211,2	112,0	239,0
ТП 8			
8-1	234,1	46,8	238,7
8-2	291,5	58,3	297,3
8-3	150,5	30,1	153,5
8-4	87,1	57,5	104,4
ТП 15			
15-1	167,6	41,9	172,8
15-2	449,5	89,9	458,4
15-3	224,8	51,3	230,6
КВАРТАЛ М			
ТП9			
9-1	204,8	41,0	208,9
9-2	252,2	50,4	257,2
9-3	194,7	93,4	215,9
ТП 10			
10-1	240,3	48,1	245,1
10-2	316,9	67,2	324,0
10-3	327,1	177,2	372,0
10-4	306,5	61,3	312,6
ТП 11			
11-1	251,4	50,3	256,4
11-2	307,7	147,7	341,3
11-3	250,2	50,0	255,1
11-4	243,9	48,8	248,7
ТП 12			
12-1	407,5	81,5	415,6
12-2	496,8	124,2	512,1
12-3			
12-4	11,3	2,8	11,6
12-5	552,0	138,0	569,0
ТП 13			
13-1	964,5	192,9	983,6
13-2	211,2	42,2	215,4
13-3	187,7	46,9	193,5
13-4	283,0	56,6	288,6
13-5	358,7	71,7	365,9
ТП 14			
14-1	168,1	33,6	171,4
14-2	358,7	71,7	365,9

14-3	662,2	132,4	675,3
14-4	167,6	41,9	172,8
14-5	109,4	21,9	111,5
14-6	184,6	36,9	188,2

В таблицу 10 вместе с наименованием ТП заносятся данные о результатах расчёта нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ

Таблица 10 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

	L, км	P _{осв} , кВт	P _р 0,4 кВ, кВт	Q _р 0,4 кВ, кВар	S _р 0,4 кВ, кВА
ТП 1	0,58	4,64	1239,4	251,5	1264,7
ТП 2	0,54	4,32	410,1	198,3	455,5
ТП 3	0,63	5,04	961,7	226,2	987,9
ТП 4	0,77	6,16	1402,6	418,4	1463,7
ТП 5	1,3	4,64	2467,7	1130,0	2714,1
ТП 6	0,535	4,28	1216,9	324,1	1259,3
ТП 7	0,444	3,552	1192,9	289,0	1227,4
ТП 8	0,78	6,24	769,4	192,7	793,2
ТП 15	0,394	3,152	845,0	183,1	864,6
ТП9	0,23	1,84	653,6	184,9	679,2
ТП 10	0,584	4,672	1195,5	353,8	1246,8
ТП 11	0,785	6,28	1059,4	296,8	1100,2
ТП 12	1,04	8,32	2146,8	480,7	2199,9
ТП 13	0,981	7,848	2013,0	410,4	2054,4
ТП 14	0,803	6,424	1657,0	338,5	1691,3

Подробный расчет приведён в приложении А

3.3 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Так как срок эксплуатации кабельных линий, проложенных в 1988 году истек и они более не могут передавать электрическую энергию без значительных потерь, было принято решение заменить старые КЛ марки ААБл на АВБбШв-ХЛ, созданный для эксплуатации в холодных регионах и обладающий значительной гибкостью. В распределительных сетях 0,4 кВ будет применяться бронированные кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластика.

Сечения кабелей должны выбираться по длительно допустимому току в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах и допустимым отклонениям напряжения [6].

Определяется расчётный аварийный ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{прив.л}}}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (19)$$

где $S_{\text{пв.л}}$ – полная приведенная мощность линии, находится с использованием формулы :

$$S_{\text{прив.л}} = \sqrt{(P_{\text{р.л}})^2 + (Q_{\text{р.л}})^2}, \quad (20)$$

где $P_{\text{р.л}}$ - расчетная активная нагрузка линии, кВт;

$Q_{\text{р.л}}$ - расчетная реактивная нагрузка линии, квар;

U_n - номинальное напряжение, принимается равным 0,4 кВ;

Расчеты аварийных условий являются определяющими для выбранного сечения кабеля. Длительно допустимый ток кабеля с учётом поправочных коэффициентов должен быть больше аварийного тока нагрузки, так как это условие правильного выбора сечения кабеля.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ПУЭ-7 п.1.2.23 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле [14]:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \varphi) \cdot 100\% \quad (21)$$

где $I_{расч}$ - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии, км; $U_{ном} = 380$ В - номинальное напряжение ;

r_0 и X_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ - угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения $\tan \varphi = Q/P$.

Электроснабжение наружного освещения от РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций до пунктов питания, установленных у ближайших от ТП опор выполнено кабелем марки АВБбШв (4х35) мм².

Таблица 11 -Выбор сечений 0,4кВ

№ фидера	$I_{расч}$, А	F, мм ²	$I_{доп}$, А	L, км	ΔU , %	Марка и сечение кабеля
1	2	3	4	5	6	7
ТП 1						
1	296,7	240	337	0,065	1,49	АВБбШв (4х240)
2	268,6	185	290	0,23	4,76	АВБбШв (4х185)
3	68,1	35	114	0,11	2,88	АВБбШв (4х35)
4	277,2	185	290	0,175	3,74	АВБбШв (4х185)
ТП 2						
1	220,5	120	226	0,16	4,34	АВБбШв (4х120)
2	75,7	50	135	0,175	3,64	АВБбШв (4х50)
3	56,8	35	114	0,205	1,14	АВБбШв (4х35)
ТП 3						
1	124,8	70	165	0,085	2,11	АВБбШв (4х70)
2	59,5	35	114	0,22	4,60	АВБбШв (4х35)
3	264,3	185	290	0,155	3,16	АВБбШв (4х185)
4	264,3	185	290	0,17	3,46	АВБбШв (4х185)
ТП 4						
1	304,1	240	337	0,19	4,46	АВБбШв (4х240)
2	137,0	95	200	0,175	3,68	АВБбШв (4х95)
3	347,3	300	423	0,055	1,48	АПвБбШп (4х300)
4	110,9	70	165	0,07	1,55	АВБбШв (4х70)
5	148,9	95	200	0,28	4,37	АВБбШв (4х95)

1	2	3	4	5	6	7
ТП 5						
1	267,1	185	290	0,2	4,15	АВБ6ШВ (4х185)
2	400,8	300	423	0,24	4,67	АПВБ6ШП (4х300)
3	132,4	70	165	0,27	4,16	АВБ6ШВ (4х70)
4	324,1	240	337	0,095	2,28	АВБ6ШВ (4х240)
5	177,1	95	200	0,225	4,12	АВБ6ШВ (4х95)
6	350,9	300	423	0,27	3,81	АПВБ6ШП (4х300)
ТП 6						
1	198,8	95	200	0,135	4,12	АВБ6ШВ (4х95)
2	270,6	185	290	0,16	3,60	АВБ6ШВ (4х185)
3	270,6	185	290	0,24	4,12	АВБ6ШВ (4х185)
ТП 7						
1	416,3	300	423	0,214	4,59	АПВБ6ШП (4х300)
2	124,8	70	165	0,06	1,49	АВБ6ШВ (4х70)
3	172,7	95	200	0,17	4,28	АВБ6ШВ (4х95)
ТП 8						
1	172,5	95	200	0,12	3,18	АВБ6ШВ (4х95)
2	214,8	120	226	0,3	4,98	АВБ6ШВ (4х120)
3	110,9	70	165	0,14	3,11	АВБ6ШВ (4х70)
4	75,4	50	135	0,12	2,22	АВБ6ШВ (4х50)
ТП 15						
1	124,8	70	165	0,109	2,71	АВБ6ШВ (4х70)
2	331,2	240	337	0,135	3,45	АВБ6ШВ (4х240)
3	166,6	95	200	0,15	3,83	АВБ6ШВ (4х95)
КВАРТАЛ М						
ТП9						
1	150,9	95	200	0,06	1,39	АВБ6ШВ (4х95)
2	185,9	95	200	0,1	2,85	АВБ6ШВ (4х95)
3	156,0	95	200	0,07	1,61	АВБ6ШВ (4х95)
ТП 10						
1	177,1	95	200	0,137	3,72	АВБ6ШВ (4х95)

Продолжение таблицы 11						
1	2	3	4	5	6	7
2	234,1	150	254	0,19	4,38	АВБбШв (4х150)
3	268,8	185	290	0,177	3,65	АВБбШв (4х185)
4	225,8	120	226	0,08	2,24	АВБбШв (4х120)
ТП 11						
1	185,2	95	200	0,275	4,82	АВБбШв (4х95)
2	246,6	150	254	0,16	3,83	АВБбШв (4х150)
3	184,3	95	200	0,105	2,97	АВБбШв (4х95)
4	179,7	95	200	0,245	4,76	АВБбШв (4х95)
ТП 12						
1	300,3	240	337	0,06	1,39	АВБбШв (4х240)
2	370,0	300	423	0,1	2,25	АПвБбШп (4х300)
3	421,7	300	423	0,3	4,62	АПвБбШп (4х300)
4	80,9	50	135	0,25	3,59	АВБбШв (4х50)
80	411,1	300	423	0,3	4,50	АПвБбШп (4х300)
ТП 13						
1	409,7	300	423	0,03	0,74	АПвБбШп (4х300)
2	270,9	185	290	0,2	4,15	АВБбШв (4х185)
3	155,6	95	200	0,2	4,78	АВБбШв (4х95)
4	139,8	95	200	0,211	4,52	АВБбШв (4х95)
5	208,5	120	226	0,3	4,75	АВБбШв (4х120)
6	264,3	185	290	0,05	1,02	АВБбШв (4х185)
ТП 14						
1	123,9	70	165	0,15	3,72	АВБбШв (4х70)
2	264,3	185	290	0,07	1,43	АВБбШв (4х185)
3	402,0	300	423	0,213	4,90	АПвБбШп (4х300)
4	124,8	70	165	0,18	4,48	АВБбШв (4х70)
5	80,6	50	135	0,07	1,56	АВБбШв (4х50)
6	136,0	95	200	0,12	2,51	АВБбШв (4х95)

Потеря напряжения на любом из участков входит в пределы, регламентированные ПУЭ-7 п.1.2.23.

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

В системах электроснабжения чаще всего применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Для обеспечения надежности электроснабжения и категорийности потребителей домов и общественных зданий кварталов Г,Е и М города Нерюнгри используются 2 силовых трансформатора на ТП 10/0,4 кВ. Потребители 1 и 3 категории отсутствуют.

Рассчитаем мощность силовых трансформаторов ТП-1 по формуле [8]:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (22)$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - количество трансформаторов;

K_3^{opt} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора, [8]

$$S_{PT-1} = \frac{1239}{2 \cdot 0,7} = 939 \text{ кВА},$$

Коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном и послеаварийном или ремонтном режиме необходимо проверять после выбора трансформатора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}}. \quad (23)$$

$$K_3^{ном} = \frac{939}{2 \cdot 1000} = 0,63$$

Для потребителей первой и второй категории для двухтрансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3 = 0,7$

Для случая проверки силовых трансформаторов ТП по загрузке в нормальном режиме в сети 0,4 кВ:

$$K_{3 \text{ норм}} \geq K_{3 \text{ норм мин}}$$

$$0,63 \geq 0,5$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется:

$$K_{3 \text{ п/а}} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \leq 1,5. \quad (24)$$

$$K_{3 \text{ п/а}} = \frac{939}{(2 - 1) \cdot 1000} = 0,94 \leq 1,5.$$

Таблица 12 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Рас-ная наг-ка $S_{ТП}$ кВА	Кол-во тран-ров	Мощность тран-тора S_{PT} ,кВА	Сном тран-тора	K_3	$K_{3 \text{ п/а}}$
1	2	3	4	5	6	7
ТП 1	1264,7	2	903,3638	1000	0,6	0,9
ТП 2	455,5	2	325,3647	400	0,5	0,8
ТП 3	987,9	2	705,6584	1000	0,5	0,7
ТП 4	1463,7	2	1045,497	1000	0,7	1,0
ТП 5	2714,1	2	1938,657	1600	0,7	1,0
ТП 6	1259,3	2	899,532	1000	0,6	0,9
ТП 7	1227,4	2	876,6916	1000	0,5	0,7
ТП 8	793,2	2	566,5702	630	0,6	0,9
ТП 15	864,6	2	617,586	630	0,7	1,0
ТП 9	679,2	2	485,1561	630	0,5	0,7
ТП 10	1246,8	2	890,5443	1000	0,6	0,9
ТП 11	1100,2	2	785,8651	1000	0,6	0,8

Продолжение таблицы 12						
1	2	3	4	5	6	7
ТП 12	2199,9	2	1571,378	1600	0,7	1,0
ТП 13	2054,4	2	1467,431	1600	0,6	0,9
ТП 14	1691,3	2	1208,049	1250	0,7	1,0

Таблица 13 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4кВ

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	1,3	11,6	5,5	2
ТМГ11-400/10/0,4 Д/УН-11	0,83	5,4	4,5	2,1
ТМГ21-1600/10/0,4 У/УН-0	2,05	16,75	6	2
ТМГ21-630/10/0,4 У/УН-0	1,03	7,45	4,5	2
ТМГ21-1250/10/0,4 У/УН-11	1,55	13,6	6	2

Условию проверки соответствуют все выбранные трансформаторы по работе в послеаварийном и нормальном режимах.

5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В соответствии с приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,35. Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [7].

Требуемая мощность компенсирующего устройства для ТП-1, квар:

$$Q_K = Q_{p.ТП} - P_{p.ТП} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пред} \quad (25)$$

$$Q_K = 251 - 1239 \cdot 0,35 = -182,74 \text{ кВар},$$

На одну секцию шин

$$Q_{ку.ТП} = \frac{1,1 \cdot P_{p.ТП} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пред}}{2} \quad (26)$$

$$Q_{ку.ТП1} = \frac{1,1 \cdot (1239 \cdot (0,20 - 0,35))}{2} = -100 \text{ кВар},$$

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей, далее определяется некомпенсированная мощность [7]:

$$Q_{неск} = Q_{p.ТП} - Q_{НОМ}$$

где $Q_{НОМ}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется. Для остальных ТП расчёт приведён в таблице 14.

Таблица 14 – КРМ в сети 0,4 кВ

№ ТП	$\text{tg}\varphi_{\text{факт}}$	$Q_{\text{ку}}$, квар	Мощность КУ, квар
ТП 1	0,20	-100,3	-
ТП 2	0,48	30,1	АУКРМ-0,4-50-12,5 УЗ УХЛ4
ТП 3	0,24	-60,7	-
ТП 4	0,30	-39,9	-
ТП 5	0,46	146,4	АУКРМ-0,4-150-25 УХЛ4
ТП 6	0,27	-56,0	-
ТП 7	0,24	-70,7	-
ТП 8	0,25	-42,1	-
ТП 15	0,22	-61,9	-
ТП 9	0,28	-24,1	-
ТП 10	0,30	-35,6	-
ТП 11	0,28	-40,7	-
ТП 12	0,22	-148,9	-
ТП 13	0,20	-161,8	-
ТП 14	0,20	-132,8	-

Автоматические установки компенсации реактивной мощности (АУКРМ) служат для повышения эффективности использования электроэнергии в сетях 0,4 кВ. Это достигается путем поддержания оптимального значения коэффициента мощности ($\cos\varphi$). Процесс управления полностью автоматизирован и контролируется микропроцессорным регулятором. Он непрерывно отслеживает $\cos\varphi$ и, в зависимости от показаний, автоматически включает или отключает конденсаторные батареи для поддержания заданного уровня. Данное оборудование, выполненное в виде металлического шкафа с системой воздушного охлаждения, монтируется в распределительных устройствах низкого напряжения (РУНН) трансформаторных подстанций. Эксплуатационное обслуживание АУКРМ сводится к проведению регламентных ежемесячных осмотров и контролю функциональности автоматизированной

системы управления, что исключает потребность в постоянном мониторинге со стороны оперативного персонала.

5.1 Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП

Потери мощности в силовых трансформаторах ТП необходимо учитывать при реконструкции системы электроснабжения т.к. они имеют существенное значение, и влияют на балансы мощности.

При определении электрических нагрузок в сетях 10 кВ необходимо учитывать потери мощности, возникающие в силовых трансформаторах. Основные составляющие этих потерь – нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери определяются сопротивлением обмоток трансформатора и пропорциональны квадрату тока нагрузки, отражая энергию, рассеиваемую в виде тепла. Потери холостого хода обусловлены током холостого хода и вихревыми токами, индуцируемыми в магнитопроводе трансформатора [15].

Потери в трансформаторе:

- потери в меди или потери КЗ;
- потери в стали или потери холостого хода.

Активные потери в трансформаторах, рассчитываются как:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_s^2 \cdot \Delta P_K \quad (27)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, берётся из паспорта трансформатора [9];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, берётся из паспорта трансформатора.

Реактивные потери в трансформаторах, рассчитываются как:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_s^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (28)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (29)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;
 I_x - ток холостого хода, берётся из паспорта трансформатора.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (30)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Таблица 15 - Справочные данные трансформаторов показаны в [9].

№	Ст ном	ΔРх	ΔРк	ΔQх	ΔQк	Ixx	Uк	ΔРт	ΔQт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 1	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	5,94	42,0
ТП 2	400	0,83	5,4	8,4	18	2,1	4,5	2,26	13,2
ТП 3	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	4,13	33,4
ТП 4	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	7,38	48,8
ТП 5	1600	2,05	16,75	32	96	2	6	10,09	78,1
ТП 6	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	5,90	41,8
ТП 7	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	5,67	40,7
ТП 8	630	1,03	7,45	12,6	34,65	2	5,5	3,98	26,3
ТП 15	630	1,03	7,45	12,6	34,65	2	5,5	4,54	28,9
ТП9	630	1,03	7,45	12,6	34,65	2	5,5	3,19	22,7
ТП 10	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	5,81	41,4
ТП 11	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	4,81	36,6
ТП 12	1600	2,05	16,75	32	96	2	6	9,97	77,4
ТП 13	1600	2,05	16,75	32	96	2	6	8,95	71,6
ТП 14	1250	1,55	13,6	25	75	2	6	7,77	59,3

Проведя расчеты можно сделать вывод, что компенсация реактивной мощности требуется только для двух подстанций

6 ВЫБОР ТИПА ТП И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.

Для электроснабжения жилых кварталов предусматривается строительство трансформаторных подстанций - ТП расчетной мощностью от 400 кВА до 1600кВА.

На выбор дается два типа подстанций:

1 Комплектные трансформаторные подстанции в метал. корпусе (КТП)

Комплектные трансформаторные подстанции в металлическом корпусе (КТП) представляют собой готовые электротехнические решения, предназначенные для приема, трансформации и распределения электроэнергии. Эти подстанции полностью смонтированы в металлическом корпусе (шкафу или контейнере) на заводе-изготовителе. К основным достоинствам КТП относятся компактность, простота и скорость монтажа, а также надежная защита оборудования от неблагоприятных погодных условий и несанкционированного доступа. В зависимости от нагрузки и требований к электроснабжению, КТП могут быть одно- или двухтрансформаторными. Они оснащаются необходимым оборудованием, включая выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, а также устройствами защиты, автоматики и контроля.

2. Блочные комплектные трансформаторные подстанции (БКТП) с сэндвич-панелями:

БКТП с сэндвич-панелями представляют собой компромиссное решение, сочетающее в себе преимущества легкости, быстроты монтажа и хороших теплоизоляционных свойств, благодаря конструкции из сэндвич-панелей, смонтированных на металлическом каркасе. С другой стороны, стоит учитывать, что они менее устойчивы к вандализму по сравнению с более традиционными железобетонными БКТП, что требует более внимательного подхода к вопросам обеспечения безопасности. Применение

БКТП с сэндвич-панелями может быть оправдано в условиях ограниченного времени на монтаж и необходимости снижения нагрузки на фундамент.

Выбираем подстанции 2КТП, в которых применяются силовые трансформаторы типа ТМГ мощностью от 160 до 2500кВА в герметичном исполнении. Такие подстанции комплектуются на заводе и в дальнейшем требуется только монтаж на месте.

Схема ТП представлена на рисунке 3

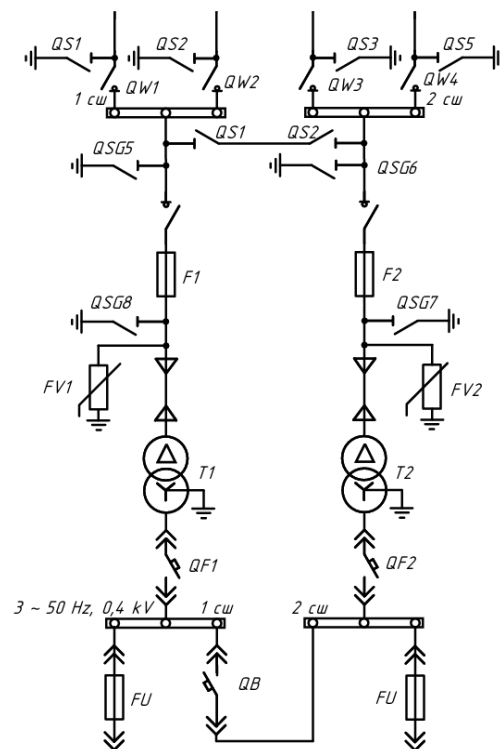


Рис. 3

7 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В СЕТИ 10 кВ

Схема электроснабжения должна удовлетворять следующим обязательным критериям:

- Гарантированное обеспечение потребителей электроэнергией требуемого качества в соответствии с действующими нормативными документами.
- Наличие гибкости и достаточного резерва мощности для обеспечения возможности подключения новых потребителей в перспективе.
- Обеспечение удобства и безопасности при эксплуатации, а также высокой надежности функционирования [10].

7.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Для случая расчёта нагрузки ВН ТП 1 в рамках проводимых расчётов сети 10 кВ использована следующая формула [9]:

$$S_{10кВ\ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2} \quad (31)$$

Таблица 16 - Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

№ТП	$\Delta P_T, \text{Вт}$	$\Delta Q_T, \text{кВт}$	$P_{ВН}, \text{кВт}$	$Q_{ВН}, \text{кВАр}$	$S_{10кВ}, \text{кВА}$
1	2	3	4	5	6
ТП 1	3,67	31,2	1239,4	251,5	1310,1
ТП 2	1,72	11,4	410,1	198,3	512,7
ТП 3	2,74	26,8	961,7	226,2	1002,2
ТП 4	4,47	35,0	1402,6	418,4	1536,6
ТП 5	8,20	67,2	2467,7	1130,0	2750,2
ТП 6	3,65	31,1	1216,9	324,1	1271,2
ТП 7	3,53	30,6	1192,9	289,0	1238,3
ТП 8	2,54	19,6	769,4	192,7	800,6

Продолжение таблицы 16					
1	2	3	4	5	6
ТП 15	2,82	20,9	845,0	183,1	872,0
ТП 9	2,13	17,7	653,6	184,9	686,3
ТП 10	5,37	30,9	1195,5	353,8	1261,0
ТП 11	4,64	28,5	1059,4	296,8	1112,7
ТП 12	6,09	55,1	2146,8	480,7	2218,5
ТП 13	5,57	52,2	2013,0	410,4	2070,9
ТП 14	4,73	42,5	1657,0	338,5	1704,9

7.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

В кварталах Г,Е и М отсутствуют потребители I и III категории, необходимо выполнить требования по безопасности для обслуживающего персонала, удобства в эксплуатации, применению наиболее простых схем электроснабжения с минимальным количеством электрооборудования, и обеспечению потребителей надежным электроснабжением[7]. Для этого применяем для квартала Г,Е полностью автоматизированную двухлучевую схему с двухсторонним и односторонним питанием. С резервированием линий и трансформаторов. Для квартала М применяем петлевую схему с автоматизированным управлением.

7.3 Определение точки потококораздела

Оптимизация работы петлевых сетей 10 кВ требует определения точек потококораздела. В нормальном режиме эксплуатации стремятся обеспечить экономически целесообразный режим работы, минимизирующий потери электроэнергии. Расчет потококораспределения в петлевых сетях упрощается за счет учета только активных сопротивлений линий.

Выбор точек деления основан на анализе экономически целесообразного потококораспределения, после чего происходит размыкание участков линий с

наименьшим значением модуля мощности [14].

Расчет потоков мощности проводим для двух режимов работы при отключении питания со стороны участка РП-14, для второго режима предусматриваем отсутствие питания со стороны участка РП-10, при этом расчет потоков мощности проводим с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки и отдельно для активной и реактивной мощности.

Поток мощности на участках определяется по следующей формуле [21].

$$P_{P\text{ТП}} = k_{\text{COBM}} \cdot P_{\Sigma}, \quad (32)$$

$$Q_{P\text{ТП}} = k_{\text{COBM}} \cdot Q_{\Sigma}, \quad (33)$$

$$S_P = \sqrt{P_{P\text{ТП}}^2 + Q_{P\text{ТП}}^2},$$

Таблица 17 - Режим работы при отключении питания со стороны РП-10 и РП2-2, РП1-15

Участок	Р _{уч} (кВт)	Q _{уч} (квар)
1	2	3
9-14	6478,5	1671,5
14-13	5149,1	1366,7
13-12	3534,2	996,6
12-11	1812,0	568,0
11-10	1200,9	384,7
10-9	0,0	0
РП-2	0,0	0,0
2-1	457,2	231,9
1-3	1380,5	447,8
3-РП	2173,0	569,2
рп2-4	6371,604	2193,428
4-5	5210,133	1830,691
5-6	3229,402	872,9316
6-7	2252,951	588,7246
7-8	1295,84	333,0709
8-15	847,82	204,05
15-РП1	0	0

Таблица 18 - Режим работы при отключении питания со стороны РП-14, РП2-3, РП2-4

Участок	$P_{уч}$ (кВт)	$Q_{уч}$ (квар)
1	2	3
9-14	0,0	1,0
14-13	1329,4	304,8
13-12	2944,3	674,9
12-11	4666,6	1103,6
11-10	5517,8	1363,8
10-9	6478,5	1671,5
РП-2	2173,0	569,2
2-1	1807,2	383,7
1-3	990,7	151,7
3-РП	0,0	0,0
РП2-4	0	0
4-5	1451,84	453,42
5-6	3142,203	1320,496
6-7	4118,654	1604,703
7-8	5075,764	1860,357
8-15	5693,345	2030,187
15-РП1	6371,604	2193,428

Далее необходимо определить максимальную мощность нагрузки в каждом сечении исходя из полученных результатов, данные о максимальной мощности приведены в таблице

Таблица 19 - Максимальные потоки мощности в сечениях

Участок	$P_{уч}$ (кВт)	$Q_{уч}$ (квар)	$S_{уч}$ (кВА)
1	2	3	4
9-14	6478,5	1671,5	6690,7
14-13	5149,1	1366,7	5327,4
13-12	3534,2	996,6	3672,1
12-11	4666,6	1103,6	4795,3
11-10	5517,8	1363,8	5683,8
10-9	6478,5	1671,5	6690,7
РП1-2	2173,0	569,2	2246,3
2-1	1807,2	383,7	1847,5
1-3	1380,5	447,8	1451,3

Продолжение таблицы 18			
1	2	3	4
3-РП	2173,0	569,2	2246,3
РП2-4	6371,604	2193,428	6738,6
4-5	5210,133	1830,691	5522,4
5-6	3229,402	872,9316	3345,3
6-7	4118,654	1604,703	4420,2
7-8	5075,764	1860,357	5406,0
8-15	5693,345	2030,187	6044,5
15-РП1	6371,604	2193,428	6738,6

7.4 Выбор сечения распределительных линий

Выбор сечений КЛ проводится по методу сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Для определения расчётного тока линии используется выражение [7]:

$$I_{P.КЛ} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (35)$$

$$I_{P.КЛ1} = \frac{7596}{\sqrt{3} \cdot 10} = 446 \text{ А},$$

где U_H – номинальное напряжение, 10 кВ.

Допустимый ток кабельной линии 10 кВ ТП 4-ТП 15

$$I_{расч} \leq I_{дл.дон} \cdot K_{ТР} \cdot K_T \quad (36)$$

$$I_{дл.дон} = 532 \cdot 1,1 \cdot 0,9 = 538 \text{ А};$$

$$446 \leq 538.$$

где $I_{дл.дон}$ - допустимый ток из условия нагрева жил кабеля АПвПуг 3х300/70, 466 А [10];

$K_{ТР}$ – коэффициент прокладки кабелей в траншее, 0,92;

K_T - коэффициент температуры при прокладке в траншее кабелей 1,1.

Потеря напряжения по кабельной линии 10 кВ РП2-4

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_P \cdot l}{U_{ном}} \cdot r_0 \cdot \cos \varphi \cdot 100\%$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 6700 \cdot 1200}{10000} \cdot 0,12 \cdot 0,07 \cdot 100\% = 0,34\%$$

где r_0 -удельное активное сопротивление кабеля АПвПу 3х300/35;

l -длина кабельной линии 10 кВ

$$\Delta U_{don} \geq \Delta U;$$

$$10\% \geq 0,34\%,$$

Таблица 20 - Сечение 10 кВ.

№ Линии	l , км	Сечение	I_p , А	$I_{доп}$, А	U%
1	2	3	4	5	6
РПТ-14	0,28	Кабель АПвПу 3х300/35	393,6	456	0,255
14-13	0,25	Кабель АПвП 3х185/25	313,4	338	0,246
13-12	0,34	Кабель АПвП 3х150/25	216,0	300	0,277
12-11	0,175	Кабель АПвП 3х150/25	282,1	300	0,186
11-10	0,22	Кабель АПвП 3х240/25	334,3	392	0,182
10-РПТ	0,28	Кабель АПвПу 3х300/35	393,6	456	0,255
РП1-2	0,5	Кабель АПвП 3х70/16	132,1	193	0,515
2-1	0,2	Кабель АПвП 3х70/16	108,7	193	0,170
1-3	0,35	Кабель АПвП 3х70/16	85,4	193	0,232
3-РП	0,65	Кабель АПвП 3х70/16	132,1	193	0,669
РП2-4	0,4	Кабель АПвПу 3х300/35	396,4	456	0,374
4-5	0,35	Кабель АПвП 3х185/25	324,8	338	0,361
5-6	0,65	Кабель АПвП 3х150/25	196,8	300	0,483
6-7	0,26	Кабель АПвП 3х150/25	260,0	300	0,256
7-8	0,175	Кабель АПвП 3х185/25	318,0	338	0,177
8-15	0,171	Кабель АПвП 3х240/25	355,6	392	0,154
15-РП1	0,6	Кабель АПвПу 3х300/35	396,4	456	0,561

Выбранные кабели прошли проверку по потерям напряжения и могут использоваться в эксплуатации

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Для оценки значения токов КЗ в сети в целом, рассчитываем токи КЗ в характерных точках сети 10 кВ на ближней и дальней ТП на каждом луче.

В общем виде схема замещения сети 10 кВ для расчёта токов КЗ показана на рисунке 3.

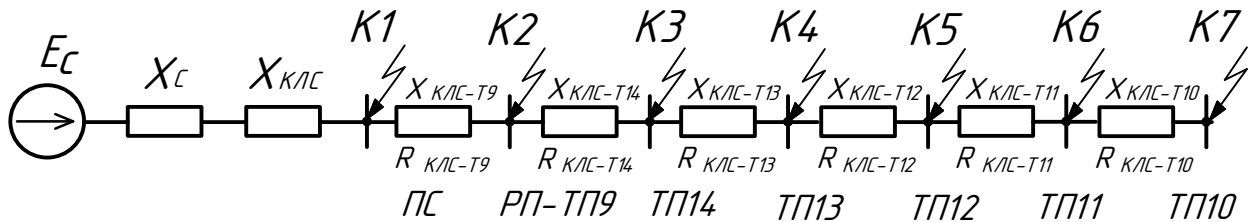


Рисунок 3 - Схема замещения сети 10 Кв квартала М

Используется методика расчёта [11]. Основное напряжение принимается как $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$

Ток трехфазного короткого замыкания, кА:

(37)

Для случая нахождения тока двухфазного КЗ, кА [11]:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по}^{(3)}. \quad (38)$$

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (39)$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T}}. \quad (40)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по}. \quad (41)$$

Произведем расчет токов КЗ в точке К2, на шинах ТП 9:

$$x_c = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_{осБ}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,62 \text{ Ом}, \quad (42)$$

$I_{осБ}^{(3)}$ - отключающая способность выключателя на РП $I_{осБ}^{(3)} = 10$ кА.

Участки линий вводятся своими сопротивлениями, Ом:

$$X_{КЛ\ C} = x_{y\partial} \cdot L$$

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L, \quad (43)$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (44)$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км;

L – длина участка, км;

$$X_{КЛ\ C} = 0,07 \cdot 2,4 = 0,168 \text{ Ом}$$

$$R_{Л_ТП-1} = 0,443 \cdot 0,2 = 0,089 \text{ Ом}$$

$$X_{Л_ТП-1} = 0,086 \cdot 0,2 = 0,172 \text{ Ом}$$

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,115)^2 + (0,157)^2}} = 5,4 \text{ кА}.$$

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,4 = 4,59 \text{ кА}.$$

$$T = \frac{0,811}{0,184 \cdot 314} = 0,02 \text{ с}.$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 1,6$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,4 = 13,7 \text{ кА.}$$

Таблица 21 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

№ ТП	$I^{(3)}_{по}, \text{кА}$	$I^{(2)}_{по}, \text{кА}$	T, с	$I_{уд}, \text{кА}$
1	2	3	4	5
ТП 1	5,40	4,59	0,04	13,7
ТП 2	4,80	4,08	0,02	10,6
ТП 3	5,09	4,33	0,02	12,0
ТП 4	5,59	4,75	0,07	14,9
ТП 5	5,55	4,72	0,06	14,6
ТП 6	5,17	4,40	0,03	12,5
ТП 7	5,57	4,73	0,06	14,7
ТП 8	5,69	4,84	0,11	15,5
ТП 15	5,73	4,87	0,15	15,7
ТП 9	5,64	4,80	0,10	15,3
ТП 10	5,61	4,77	0,08	15,0
ТП 11	5,46	4,64	0,05	14,2
ТП 12	5,65	4,80	0,09	15,3
ТП 13	5,69	4,84	0,12	15,5
ТП 14	5,65	4,81	0,10	15,3

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 Кв

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети изображена на рис.4

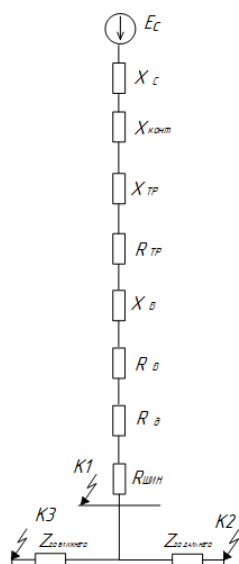


Рис.4 - Схема замещения сети 0,4 Кв

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое мы определим по формуле [12]:

$$X_C = \frac{U_{CPHH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_{CPBH}} \quad (45)$$

где I_{K3} – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП1.

U_{CPHH} - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

U_{CPBH} - среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В.

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 9,15 \cdot 10500} = 0,98 \text{ мОм}$$

Определим остальные параметры схемы замещения:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{K3}}{S_{ТНОМ}^2} \cdot 10^6; \quad (46)$$

$$R_T = \frac{0,4^2 \cdot 12,2}{1000^2} \cdot 10^6 = 2 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_{K3}}{S_{ТНОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{ТНОМ}} \cdot 10^4; \quad (47)$$

$$X_T = \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 12,2}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} \cdot 10^4 = 8,6 \text{ мОм}$$

Сопротивления участков линий:

$$R_{K/Л-1} = 0,1 \cdot 200 = 0,04 \text{ мОм};$$

$$X_{K/Л-1} = 0,06 \cdot 200 = 0,017 \text{ мОм};$$

Также необходимо учесть сопротивление катушек автоматических выключателей, и сопротивление шин:

$$R_{кв1000} = 0,25 \text{ мОм};$$

$$X_{кв1000} = 0,1 \text{ мОм};$$

И сопротивление дуги:

$$R_{\partial} = 15 \text{ мОм};$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ следует определять по формуле [13]:

$$I_{по} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (48)$$

Рассмотрим расчет токов короткого замыкания в точке К1.

Найдем общее активное и индуктивное сопротивления:

$$R_{\Sigma 1} = R_T + R_{кв1000} + R_{кл} + R_{\partial} \quad (49)$$

$$R_{\Sigma 1} = 2 + 0,04 + 0,25 + 15 = 17,5 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 1} = X_T + X_{кв1000} + X_C + X_{кл} \quad (50)$$

$$X_{\Sigma 1} = 1,64 + 8,6 + 0,017 + 0,1 = 10,54 \text{ мОм}.$$

Определим максимальный и минимальный ток трехфазного КЗ

$$I_{по \max K1}^{(3)} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (51)$$

$$I_{\text{ПОР1}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,5^2 + 10,54^2}} = 11,5 \text{ } \kappa A$$

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (52)$$

$$T = \frac{7,3}{9,74 \cdot 314} = 0,004 \text{ } c \quad (53)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (54)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1,4$$

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОР1}}^{(3)} \quad (56)$$

$$i_{y\partial K1} = 1,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,5 = 22,8 \text{ } \kappa A$$

Однофазное КЗ:

Найдем общее активное и индуктивное сопротивление в т. К1:

$$R_{0\Sigma} = R_{0T} + R_{\kappa\partial 1000} + R_{0KЛ} \cdot 10 + R_{\partial}; \quad (57)$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_{\kappa\partial 1000} + X_{0KЛ};$$

Определим ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{ПОР01}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CPHH}}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (58)$$

$$I_{\text{пок01}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(34,9)^2 + (17,8)^2}} = 17,4 \text{ кА}$$

$$T = \frac{29,26}{22,14 \cdot 314} = 0,004 \text{ с}$$

$$k_{\text{yd}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,004}} = 1,09$$

$$i_{\text{ydK01}} = 1,09 \cdot \sqrt{2} \cdot 17,4 = 24,6 \text{ кА}$$

Таблица 22 - Итоги расчетов токов кз на 0,4 кВ.

№ ТП	Точка КЗ	$I^{(3)}$ кА	$I^{(1)}$ кА	$I_{\text{yd}}^{(3)}$ кА	$I_{\text{yd}}^{(1)}$ кА
1	2	3	4	5	6
ТП 1	K1	11,5	17,4	22,8	17,4
	K2 (к ВРУ)	7,4	10,9	11,4	10,9
	K3 (от ВРУ)	3,8	5,6	5,4	5,6
ТП 2	K1	3,7	5,4	6,8	5,4
	K2 (к ВРУ)	3,3	4,8	4,6	4,8
	K3 (от ВРУ)	1,1	1,6	1,5	1,6
ТП 3	K1	11,4	17,1	20,9	17,1
	K2 (к ВРУ)	4,1	6,0	5,8	6,0
	K3 (от ВРУ)	1,0	1,5	1,5	1,5
ТП 4	K1	11,5	17,3	21,2	17,3
	K2 (к ВРУ)	8,1	12,0	12,6	12,0
	K3 (от ВРУ)	2,0	2,9	2,8	2,9
ТП 5	K1	12,9	19,4	28,0	19,4
	K2 (к ВРУ)	7,0	10,4	10,9	10,4
	K3 (от ВРУ)	3,8	5,6	5,4	5,6
ТП 6	K1	11,5	17,3	21,1	17,3
	K2 (к ВРУ)	3,5	5,1	4,9	5,1

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
	K3 (от ВРУ)	4,0	5,8	5,6	5,8
ТП 7	K1	11,5	17,3	21,1	17,3
	K2 (к ВРУ)	5,1	7,4	7,2	7,4
	K3 (от ВРУ)	4,3	6,3	6,1	6,3
ТП 8	K1	9,6	14,5	19,0	14,5
	K2 (к ВРУ)	2,3	3,3	3,3	3,3
	K3 (от ВРУ)	2,2	3,2	3,1	3,2
ТП 15	K1	9,6	14,5	19,0	14,5
	K2 (к ВРУ)	3,3	4,9	4,7	4,9
	K3 (от ВРУ)	3,1	4,5	4,4	4,5
ТП 9	K1	9,6	14,4	20,3	14,4
	K2 (к ВРУ)	5,3	7,8	8,2	7,8
	K3 (от ВРУ)	4,0	5,9	5,7	5,9
ТП 10	K1	11,5	17,3	16,3	17,3
	K2 (к ВРУ)	5,5	8,0	7,8	8,0
	K3 (от ВРУ)	3,7	5,4	5,3	5,4
ТП 11	K1	11,5	17,2	22,7	17,2
	K2 (к ВРУ)	4,1	6,0	5,8	6,0
	K3 (от ВРУ)	2,0	2,9	2,8	2,9
ТП 12	K1	12,9	19,3	29,1	19,3
	K2 (к ВРУ)	8,1	12,0	12,6	12,0
	K3 (от ВРУ)	3,8	5,6	5,4	5,6
ТП 13	K1	12,9	19,3	18,2	19,3
	K2 (к ВРУ)	8,5	12,5	13,2	12,5
	K3 (от ВРУ)	2,3	3,3	3,2	3,3
ТП 14	K1	12,4	18,6	24,5	18,6
	K2 (к ВРУ)	7,3	10,8	10,4	10,8
	K3 (от ВРУ)	5,0	7,3	7,7	7,3

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Требуется проверить фидера 10 кВ на термическую стойкость к воздействию токов КЗ [8].

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{по}}^2 \cdot [t_{\text{откл}} + T_a] \quad (59)$$

Где, $t_{\text{откл}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{рз}}$;

$t_{\text{рз}}$ - время действия релейной защиты

$t_{\text{откл.в}}$ - время отключения выключателя

$$t_{\text{откл}} = 0,06 + 0,5 = 0,56$$

$$F_{\text{терм.}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{K_T}, \quad (60)$$

$$F_{\text{терм.}} = \frac{\sqrt{51,144}}{95} = 2,38 \text{ мм}^2,$$

где $I_{\text{КЗ}}$ - установившееся значение тока КЗ;

$t_{\text{откл}}$ - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,05 с) и времени отключения выключателя (0,06 с), с учётом ступени селективности 0,1 с [21];

K_T - температурный коэффициент при КЗ, (для алюминиевых кабелей равный 95).

Итоги расчётов помещены в таблицу 23.

Таблица 23 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия до ТП	$I^{(3)}_{\text{по}}$, кА	$F_{\text{терм.}}$	$F_{\text{кл.факт}}$
1	2	3	4
ТП 1	5,45	2,38	150
ТП 2	4,80	2,02	150

Продолжение таблицы 23			
1	2	3	4
ТП 3	5,15	2,24	150
ТП 4	5,59	2,30	300
ТП 5	5,61	2,42	300
ТП 6	5,23	2,78	300
ТП 7	5,63	2,48	300
ТП 8	5,75	2,61	300
ТП 15	5,73	2,12	300
ТП 9	5,64	1,79	400
ТП 10	5,69	2,57	400
ТП 11	5,55	2,70	400
ТП 12	5,73	2,47	400
ТП 13	5,78	2,56	400
ТП 14	5,74	2,54	400

Выбор трансформаторов удовлетворяет условиям проверки. Приступаем к выбору оборудования

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ДО 1 кВ

Необходимо произвести выбор и проверку электрических аппаратов. Проводится для того чтобы обеспечить распределительный пункт и комплектные трансформаторные К электрическим аппаратам относятся такие электротехнические устройства, за счет которых можно производить включение и отключение цепей, управления, измерения и защиты электрических и неэлектрических. Электрические аппараты в зависимости от выполняемых функций - регулирующие аппараты (регулирование заданного параметра

10.1 Выбор КСО

В РП 10 кВ применяем камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО) серии «Онега». Это электротехническое оборудование, предназначенное для комплектации распределительных устройств (РУ) напряжением 6 и 10 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Они широко используются в распределительных сетях, на трансформаторных подстанциях (ТП) и комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) для приема и распределения электроэнергии.

Надежность и долговечность КСО «Онега» обеспечиваются благодаря прочному металлическому корпусу из оцинкованной стали с порошковым покрытием, защищающим от коррозии. Компактное размещение оборудования, а именно поперечное расположение коммутационных аппаратов относительно сборных шин, позволяет экономить пространство. Ячейки КСО комплектуются современным оборудованием, включая: силовые вакуумные выключатели на выдвижных элементах для быстрого обслуживания, элегазовые выключатели нагрузки и разъединители, точные измерительные трансформаторы тока и напряжения, удобные в обслуживании трансформаторы собственных нужд на выкатных элементах и высоковольтные конденсаторы для повышения энергоэффективности за счет компенсации реактивной мощности.

Изолированный отсек сборных шин значительно повышает надежность и

исключает возможность перекрытия внутри ячейки. Сборные шины формируются последовательно соединенными секторами полос из электротехнической меди. Шины устанавливаются на выводы неподвижных контактов разъединителей или выключателей нагрузки.

10.2 Выбор и проверка выключателей 0,4

Применяются автоматические вакуумные выключатели серии ВВ-РА-10 с номинальным током 400-2500 А [17].

По условию для выбора вводных автоматических выключателей исходя из расчетного тока на стороне НН ТП-1 района проектирования имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство [21]:

$$I_p = \frac{S_{расч0,4}}{2 \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} \quad (61)$$

$$I_p = \frac{1239}{2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3}} = 911 \text{ А}$$

Проводятся однотипные расчёты по выбору вводных автоматических выключателей на стороне НН ТП района города Нерюнгри, после чего найденные результаты приводятся в виде таблицы 24.

Таблица 24 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	S, кВА	I _Р , А	I _{нр} , А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП 1	1239,4	911	1000	ВА 55-41-1000А
ТП 2	410,1	302	400	ВА57-39-400А
ТП 3	961,7	707	800	ВА57-39-800А
ТП 4	1402,6	1031	1250	ВА 30-41 3Р 1250А
ТП 5	2467,7	1814	2000	ВА 55-43 2000А
ТП 6	1216,9	895	1000	ВА 55-41-1000А
ТП 7	1192,9	877	1000	ВА 55-41-1000А
ТП 8	769,4	566	630	ВА57-39-630А

Продолжение таблицы 24				
1	2	3	4	5
ТП 15	845,0	621	630	BA57-39-630A
ТП 9	653,6	481	500	BA57-39-500A
ТП 10	1195,5	879	1000	BA 5541-1000A
ТП 11	1059,4	779	800	BA57-39-800A
ТП 12	2146,8	1579	1600	BA55-43-1600A
ТП 13	2013,0	1480	1600	BA55-43-1600A
ТП 14	1657,0	1218	1250	BA 30-41 3P 1250A

Разрушающее действие трёхфазных токов КЗ и чувствительность к токам КЗ являются основными условиями проверки автоматических выключателей:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} \leq I_{по}^{(1)}, \quad (62)$$

где $I_{уст.эм.расц}$ - электромагнитный расцепитель со своей уставкой задается данным током [7], А.

$$I_{уст.эм.расц} = I_{расц} / k_{т.расц.}, \quad (63)$$

где $k_{т.расц.}$ - выбирается из диапазона от 1 до 10, кратность тока расцепителя подбирается так, чтобы уставка срабатывания чувствовала однофазное КЗ.

Предварительно выбран выключатель автоматический BA57-39-400A на ТП2, проверим его по условиям проверки:

$$I_{отк} = 40 \text{ кА},$$

$$I_{расц} = 400 \text{ А},$$

$$k_{т.расц.} = 1.$$

Токи КЗ:

$$I_{по}^{(3)} = 1,1 \text{ кА},$$

$$I_{по}^{(1)} = 0,8 \text{ кА}.$$

1) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{по}^{(3)} = 1,1 \text{ кА} \leq I_{отк} = 40 \text{ кА}.$$

2) по чувствительности к токам КЗ:

$$0,96 \text{ кА} \leq I_{по}^{(1)} = 1,6 \text{ кА}.$$

Для остальных ТП расчёт проводится схожим порядком, итоги расчёта указаны в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Проверка по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			Проверка АВ по чувствительности			
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(3)} < I_{отк}$	$I_{расц}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$I_{уст.эм.расц}$, кА	$1,25 \cdot I_{расц} < I_{по}^{(1)}$
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 1	4,3	40	4,3<40	0,96	3,1	800	0,96<3,1
ТП 2	1,1	40	1,1<40	0,96	1,6	800	0,96<1,6
ТП 3	1,1	40	1,1<40	0,96	1,6	800	0,96<1,6
ТП 4	2,2	40	2,2<40	0,98	1,6	1000	0,98<1,6
ТП 5	4,6	40	4,6<40	0,96	3,2	400	0,96<3,2

ТП 6	4,7	40	4,7<40	0,96	3,4	800	0,96<3,4
Продолжение таблицы 25							
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 7	5,2	40	5,2<40	0,96	3,7	1250	0,96<3,7
ТП 8	2,3	40	2,3<40	0,96	1,7	2000	0,96<1,7
ТП 15	3,5	40	3,5<40	0,96	2,6	1000	0,96<2,6
ТП 9	4,7	40	4,7<40	1,01	3,6	1000	1,01<3,6
ТП 10	4,4	40	4,4<40	0,96	3,2	630	0,96<3,2
ТП 11	2,2	40	2,2<40	0,96	1,6	630	0,96<1,6
ТП 12	4,2	40	4,2<40	0,96	2,9	500	0,96<2,9
ТП 13	2,5	40	2,5<40	0,96	1,8	1000	0,96<1,8
ТП 14	6,1	40	6,1<40	0,98	4,3	800	0,98<4,3

Таким образом, проверив автоматические выключатели на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

10.3 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ на ТП

В КСО применяются вакуумные выключатели VL производства АО «ПО ЭЛТЕХНИКА» VL12-10-20-630-1-03 УЗ

Выключатели нагрузки проверяются по следующим условиям [19]:

1. По термической устойчивости выключателя, производим расчет на примере ТП 1:

$$B_k = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) , \quad (64)$$

$$B_k = 5,45^2 \cdot (0,56 + 0,05) = 18,2 \text{ кА}$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем 0,56с.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (65)$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{с}$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (берётся из паспорта $I_{терм} = 20 \text{ кА}$);

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ (берётся из паспорта $t_{\text{терм}} = 1 \text{ с}$).

3. По динамической стойкости, по тепловому импульсу КЗ:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}} .$$

$$1 \geq 20.,$$

Таблица 26 – Сравнение данных по выбору и проверке линейных выключателей 10 кВ ПС

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 396 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 5,79 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{скв}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,7 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 18,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,79 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$i_{\text{а.ном}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 39,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, поэтому устанавливаем на РП 1, РП 2 и РПТ выключатели марки VL12-10-20-630-1-03 УЗ

10.4 Выбор предохранителей 10 кВ на ТП

По условию для выбора предохранителей 10 кВ на ТП-1 исходя из длительного тока и имея в наличии известные величины, проводится их подстановка в неравенство

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{Iном}} , \tag{57}$$

$$56 \leq 160 \text{ А}$$

Паспортные данные использованы из источника [18]. Итоговые данные укажем в таблице 24.

Таблица 27 – Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	S _Т , кВА	I _{РАСЧ} , А	Предохранители для защиты трансформаторов ТП	
			I _{НОМ} , А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5
ТП 1	1000	56	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ
ТП 2	400	22	50	ПКТ102– 10УЗ
ТП 3	1000	56	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ
ТП 4	1000	56	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ
ТП 5	1600	90	200	ПКТ 104-10-200-12,5 УХЛЗ
ТП 6	1000	56	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ
ТП 7	1000	56	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ
ТП 8	630	35	80	ПКТ102– 10УЗ
ТП 15	630	35	80	ПКТ102– 10УЗ
ТП 9	630	35	80	ПКТ102– 10УЗ
ТП 10	1000	56	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ
ТП 11	1000	56	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ
ТП 12	1600	90	200	ПКТ 104-10-200-12,5 УХЛЗ
ТП 13	1600	90	200	ПКТ 104-10-200-12,5 УХЛЗ
ТП 14	1250	70	160	ПКТ-103-10-160-20-УЗ

10.5 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{НОМПП},$$

Где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{НОМПП}$ - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 22.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Для защиты фидеров 0,4 кВ используем предохранители марки ПНБ5

Таблица 28 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	I, А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5
ТП 1				
	1	296,7	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	4	268,6	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	26	68,1	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	2	277,2	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 2				
	31	220,5	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	27	75,7	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	3, 40	56,8	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 3				
	28	124,8	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	34	59,5	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	6	264,3	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	5	264,3	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 4				
	9,8	304,1	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	44	137,0	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	37	347,3	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	11	110,9	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	10,42,41	148,9	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 5				
	21,36	267,1	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	33,85	450,3	630	ПНБ5-630А-УХЛ4
	23	132,4	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	32	324,1	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	24	177,1	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
	22,43	350,9	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 6				
	20	198,8	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
	19	289,5	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	19	420,3	630	ПНБ5-630А-УХЛ4
ТП 7				
	19	593,7	630	ПНБ5-630А-УХЛ4

	30	124,8	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	17,18	172,7	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
Продолжение таблицы 28				
1	2	3	4	5
ТП 8				
	16	172,5	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
	14,15	214,8	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	13	110,9	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	39,35	75,4	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 15				
	29	124,8	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	12	331,2	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	7,38	166,6	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
Квартал М				
ТП 9	ТП9			
	58	150,9	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	56,55	185,9	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
	76	156,0	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 10				
	54	177,1	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
	53,75	234,1	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	79,82	268,8	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	52	225,8	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 11				
	46,45	185,2	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
	84	246,6	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	48,47	184,3	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
	50,49	179,7	200	ПНБ5-200А-УХЛ4
ТП 12				
	51	300,3	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	83	370,0	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	74,73	421,7	630	ПНБ5-630А-УХЛ4
	57,81,72	80,9	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	80	411,1	630	ПНБ5-630А-УХЛ4
ТП 13				
	69	409,7	630	ПНБ5-630А-УХЛ4
	70,71	270,9	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	60	155,6	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	77	139,8	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	62,64	208,5	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	68	264,3	400	ПНБ5-400А-УХЛ4

ТП 14	ТП 14			
	66,67	123,9	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	65	264,3	400	ПНБ5-400А-УХЛ4
	59	460,0	630	ПНБ5-630А-УХЛ4
	78	124,8	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	63	80,6	160	ПНБ5-160А-УХЛ4
	61	136,0	160	ПНБ5-160А-УХЛ4

Проверка:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{BCT} = 60 \leq 3 \cdot I_{дл.доп} = 3 \cdot 132 = 396 A.$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПО}^{(3)} = 1,4 kA \leq I_{отк} = 15 kA.$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$3 \cdot I_{BCT} = 3 \cdot 0,06 = 0,18 kA \leq I_{по}^{(1)} = 1,3 kA.$$

Делается вывод о том, что выбранные предохранители отвечают всем условиям проверки. Справочные данные используются из источника [19].

10.6 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока (ТТ) служат для преобразования больших значений первичного тока в меньшие, стандартные токи, обеспечивая безопасное подключение измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики. При подборе ТТ учитываются класс напряжения, величина номинального первичного тока, рекомендуется, чтобы он соответствовал рабочему току в сети, требуемый класс точности и допустимая нагрузка вторичной цепи [21]. Важным этапом является также проверка на соответствие характеристикам термической и электродинамической стойкости к токам

короткого замыкания. Выбор конструкции ТТ основывается на особенностях монтажа и условиях эксплуатации.

Если первичный ток ТТ не превышает 4000 А, то номинальный вторичный ток ТТ равен 1 А. В случае превышения - 5 А.

Класс точности для ТТ 0.5. так как подключены счетчики электрической энергии.

Условия выбора трансформаторов тока:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по току, номинальный первичный ток ТТ при выборе должен быть максимально приближен к значению максимального рабочего тока в цепи, это делается для того чтобы не было недопустимых погрешностей измерений.

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном} .$$

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{эд} \sqrt{2} I_{1ном}, \quad (58)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T, \quad (59)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

Расчетная нагрузка (Z_p) наиболее загруженного трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_p = Z_{приб} + Z_k + Z_{конт}, \text{ Ом}, \quad (60)$$

где Z_k - переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{приб}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом

Таблица 28 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	5	-	5
Ваттметр	СР3021	5	-	5
Варметр	СТ3021	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ	СЕ308 S31	1,7	-	1,7
Счетчик РЭ				
ИТОГО		19,2	1,7	19,2

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ 10 – УЗ.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ по формуле (64):

$$B_k = 10,3^2 \cdot (0,56 + 0,01) = 60,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=15$ ВА.

Вычисляем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (61)$$

$$Z_{2H} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (62)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{19,2}{5^2} = 0,768 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ с удельным сопротивлением $\rho=0,0283$.

Длину проводов примем $l=3 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (63)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 3}{4} = 0,021 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0,1 + 0,021 + 0,768 = 0,89 \text{ Ом}.$$

Справочные данные используются из источника [20], итоги расчётов помещены в таблицу 34.

Таблица 29 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 103 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{\text{Нр}} = 0,89 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{к.ном}} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 60,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{скв}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,45 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки. На РП1, РП2 и РПТ выбираем аналогичные трансформаторы тока.

10.7 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения, класс точности которых равен 0,5 предназначены для питания: обмоток напряжения и приборов учета

$$U_H \geq U_P;$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

ТН ячеек КСО устанавливаются на каждой секции шин, состав приборов вторичной цепи при этом одинаковый.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S потреб, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СА3021	3	1	1	5
Ватметр	СР3021	4	2	1	16
Счетчик АЭ	СЕ308 S31	4,5	2	2	15
Счетчик РЭ					
Итого				4	36

Трансформаторы напряжения выбираются исходя из напряжения установки, класса точности и по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – вторичная нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

$$S_{2\Sigma} = 36 \text{ ВА}$$

где $S_{ном}$ – мощность вторичной обмотки ТН марки ЗНОЛ-СВЭЛ-10М УХЛЗ, 50 ВА.

В таблицу 31 в совокупности с наименованием условий выбора и проверки ТН 10 кВ заносятся результирующие данные по проводимым расчётам.

Таблица 31 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_P = 10 \text{ кВ}$ (для класса точности 0,5)	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$S_{2\Sigma} = 36 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 50 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

11.8 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений (ОПН) – это устройства, защищающие электрооборудование от импульсных перенапряжений, вызванных грозовыми разрядами или коммутациями в сети. В отличие от разрядников, ОПН не содержат искровых промежутков.

Их основным элементом является нелинейный резистор, изготовленный из оксида цинка с добавками других оксидов, что обеспечивает высокую степень нелинейности вольт-амперной характеристики. Благодаря этой особенности, ОПН способны непрерывно находиться под рабочим напряжением, обеспечивая при этом эффективную защиту от перенапряжений. Резистивные элементы заключаются в полимерную оболочку, которая придает им необходимую механическую прочность и обеспечивает электрическую изоляцию.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

1. ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р}}{\sqrt{3}}, \quad (64)$$

где $U_{н.р}$ - наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{нд}$ - наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН

$$U_{расч} \geq \frac{U_{мах.раб}}{K_B}, \quad (65)$$

где $U_{мах.раб}$ - наибольшее рабочее напряжение;

K_B - коэффициент, определяющийся по кривым вида , учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса..

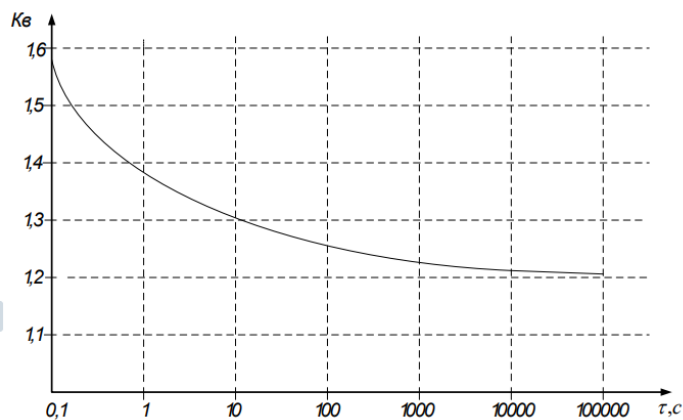


Рис 5 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Для сети до 35 кВ максимальное напряжение в нормальном режиме не должен превышать $1,2 U_{ном}$

2. Определение импульсного тока, протекающего через ОПН

$$I_K \geq \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \quad (66)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии, то:

$$I_K \geq \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right) \quad (67)$$

где Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН, кВ.

β – расчетная частота;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции

Поскольку ток I_K , зависит от $U_{ост}$ его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 33.

Таблица 32 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K , для ОПН устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

Для завершения выбора определяется удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ

$$\mathcal{E}'' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (68)$$

где $\mathcal{E}$ – энергия,поглощаемая ОПН:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (69)$$

где n – количество последовательных токовых импульсов.

T – время распространения волны,мкс;

ОПН установлены на шинах 10 кВ РП и на шинах силового трансформатора

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7 \text{ кВ}$$

$U_{расч}$ ОПН, действующего в течение длительного времени ($Kв$, определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч} \geq \frac{7}{1,2} = 5,8 \text{ кВ}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений – ОПН 10/11 5/10/УХЛЗ

Таблица 33 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН 10/11,5/10/УХЛЗ
Класс напряжения сети,кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА	42,5
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

По результатам раздела все оборудование для РП и КТП выбрано верно и применимо к эксплуатации

11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ КТП 10/0,4

Заземление КТП – это критически важная система безопасности, обеспечивающая защиту людей от поражения электрическим током и сохранность оборудования при возникновении нештатных ситуаций, таких как пробой изоляции. Она реализуется путем создания электрического соединения между корпусом оборудования КТП и землей, отводя ток утечки и снижая напряжение прикосновения до безопасного уровня. Это необходимо для соблюдения норм безопасности и надежной работы электроустановки. Заземление КТП включает в себя как элементы, необходимые для штатной работы оборудования (рабочее заземление), так и меры по обеспечению безопасности (защитное заземление). Такие защитные меры производят в электроустановках до и выше 1000 В [16]

Проектирование заземляющих устройств для электроустановок предполагает проведение всестороннего анализа, так как выбор оптимальной конфигурации зависит от ряда факторов: вида электроустановки, способа заземления нейтрали, рабочего напряжения, размеров защищаемого оборудования, характеристик грунта (удельного сопротивления) и параметров токов короткого замыкания. Учитывая сложность точного прогнозирования и возможные расхождения между проектными расчетами и результатами измерений, производимых после монтажа, при проектировании заземления необходимо руководствоваться положениями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [11]. Данный нормативный документ устанавливает допустимые пределы сопротивления заземляющих устройств, а также перечень мероприятий, направленных на обеспечение электробезопасности.

Из ПУЭ: «Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [16]. Сделаем это соединением

горизонтальных и вертикальных заземлителей между собой. Для вертикальных заземлителей выбираем угловую сталь размерами 50*50 длиной 3 м. В качестве горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4*40. Контур расположим на глубине 0,7, а далее это все соединим проводником с корпусом электрооборудования [16].

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя находится по формуле [35]:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{верт}}} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2L_{\text{верт}}}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L_{\text{верт}}}{4t - L_{\text{верт}}} \right) \quad (70)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L - длина заземлителя, м;

d - диаметр принимаемого заземлителя, м;

t - расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

Если в качестве заземлителя используется не круглая сталь, а угловая, то диаметр можно посчитать по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b \quad (71)$$

где b - ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,048$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня можно посчитать:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}} \quad (72)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 2,2 \text{ м}$$

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2 \cdot 3}{0,048} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{P}{L_{\text{гор}}} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t} \right) \quad (73)$$

где b - ширина полосы, м;

$L_{\text{гор}}$ - длина горизонтального заземлителя, м.

t - глубина заложения, м;

Длина горизонтального заземлителя равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)) \quad (74)$$

Где a и b - длина и ширина устанавливаемой КТП. Согласно проекту завода-изготовителя: $a=4,92$ м, $b=4,97$ м.

$$P = 27,8 \text{ м};$$

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{100}{27,8} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2 \cdot 27,8^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 7,2$$

Ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_{\text{э}}} \quad (69)$$

R_3 - требуемое сопротивление заземлителя, Ом

$k_{\text{э}}$ - коэффициент экранирования

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4$$

Сопротивление всей горизонтальной полосы:

$$R_{гор.н} = \frac{R_{гор}}{k_{гор}}$$

(75)

$$R_{гор.н} = \frac{4,24}{0,45} = 9,4 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных заземлителей уточняем с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R_{верт.ум} = \frac{(R_{гор} \cdot R_3)}{(R_{гор} - R_3)} \quad (76)$$

$$R_{верт.ум} = \frac{(9,4 \cdot 4)}{(9,4 - 4)} = 6,9 \text{ Ом}$$

$$n_{ум} = \frac{8,6}{6,9 \cdot 0,65} = 3,6$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{верт.д} = \frac{R_{верт}}{n_{ум} \cdot k_в} \quad (77)$$

$$R_{верт.д} = \frac{8,6}{3,6 \cdot 0,65} = 3,68 \text{ Ом}$$

Сопротивление всего заземляющего контура:

$$R_{з.д} = \frac{(R_{верт.д} \cdot R_{гор.н})}{(R_{верт.д} + R_{гор.н})} \quad (78)$$

$$R_{з.д} = \frac{(3,6 \cdot 9,4)}{(3,6 + 9,4)} = 2,6$$

$$R_{з.д} \leq R_з$$

$$2,6 \leq 4$$

Полученное сопротивление всего заземляющего контура не превышает допустимого значения. Для оставшихся КТП и РП расчет сопротивления заземлителя ведется аналогичным способом.

В распределительных пунктах (РП) и комплектных трансформаторных подстанциях (КТП), наряду с внешним контуром заземления, предусматривается внутренний контур заземления. Данный контур предназначен для присоединения всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования, которые в штатном режиме работы не находятся под напряжением. Прокладка шины внутреннего контура заземления осуществляется вдоль стен помещений на высоте 0,4 метра от уровня пола..

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

При эксплуатации электроустановок, для оперативного нахождения повреждений и подачи сигналов на отключение соответствующих выключателей, применяют автоматические приборы – устройства релейной защиты. Защита выстроена на базе микропроцессорного модуля SEPAM 1000+

12.1 Защита линий 10 кВ

Для защиты от однофазных и многофазных замыканий в сетях 10 кВ используют две ступени. Максимальную токовую защиту и токовую отсечку без выдержки времени.

Произведем расчет защиты для линии РП- ТП №15:

Для случая нахождения первичного тока срабатывания токовой отсечки[36]:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (79)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 9,6 = 10,56 \text{ А},$$

где k_n – коэффициент надежности, 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ на ТП 15.

Коэффициент трансформации токовой отсечки найдем используя справочные данные:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{Т.перв}}{I_{Т.втор}} \quad (80)$$

$$K_{ТТ} = \frac{150}{5}$$

Для случая нахождения коэффициента чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\eta} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}} \quad (81)$$

$$K_{\eta} = \frac{3,1}{10,56} = 0,3 \leq 1,2$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ на ТП 15.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Для случая нахождения времени срабатывания токовой отсечки для КЛ-10 кВ

$$t_{\text{с.з.ТО}} = t_{\text{с.з.}} + \Delta t, \quad (82)$$

$$t_{\text{с.з.ТО}} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Найдем вторичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{10,56 \cdot 1}{30} = 0,210 \text{ кА} \quad (83)$$

Таблица 34 – Расчет токовой отсечки в реконструируемых сетях 10 кВ.

Линия	$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$, А	$I_{\text{КЗ}}^{(2)}$, А	$I_{\text{Н ТТ}}$, А	$I_{\text{с.з.}}$, кА	пТ	$I_{\text{с.р.}}$, А	К _ч
РП1 -ТП4	5,7	4,9	150	5,1	30	180	0,9
РП2-ТП15	5,4	4,7	150	5,3	30	180	0,9
РПТ-ТП14	5,2	4,4	150	5,4	30	170	0,9
РПТ-ТП10	5,6	4,7	150	5,4	30	180	0,9

12.2 Максимальная токовая защита линий

Для случая нахождения первичного тока срабатывания МТЗ для ПС 15

$$I_{\text{НАГР}} = \frac{S_{\text{МАХ}}}{\sqrt{3} \cdot 0,9 U_{\text{НОМ}}} = \frac{8453}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10,5} = 516,4 \text{ А} \quad (84)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_z \cdot k_c}{k_g} \cdot I_{\text{нагр}} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,95} \cdot 516,4 = 717,52 \text{ А}$$

где k_c – коэффициент надежности, 1,1;

k_z – коэффициент запуска двигателей, 1,2;

k_g – коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{нагр.}}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Для случая нахождения вторичного тока срабатывания МТЗ:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T, \quad (85)$$

$$I_{c.p.} = 717,52 \cdot 1 / (150/5) = 17,2 \text{ А.}$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, $k_{cx} = 1$.

$$K_q = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{cз}}, \quad (86)$$

$$K_q = \frac{4900}{717,52} = 6,8 \geq 1,5$$

Чувствительность МТЗ достаточная.

$$t_{c.з.МТЗ} = t_{c.з.ТО} + \Delta t, \quad (87)$$

$$t_{c.з.МТЗ} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

12.3 Токовая защита от замыкания на землю.

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчета однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ). Произведем расчет тока ЗНЗ по следующей формуле [36]:

$$I_{ЗНЗ} = \frac{U_{ном} \cdot l_{\Sigma}}{10} = \frac{10,5 \cdot 4,3}{10} = 4,5 \text{ А} \quad (88)$$

где l_{Σ} – суммарная длина КЛ 10 кВ, км.

Ток ЗНЗ равен 4,5 А, он не превышает допустимое значение в 5 А. Следовательно данная защита выполняется с действием на сигнал.

12.4 Защита трансформаторов 10/0,4 кВ

Защита трансформаторов зависит от мощности самого трансформатора, его назначения, от режима работы, места установки трансформатора и от схемы его включения. Со стороны высокого напряжения защита выполняется с помощью предохранителей ПКТ и выключателей нагрузки.

После перегорания предохранителя требуется замена плавкой вставки или патрона для восстановления работоспособности аппарата. Плавкие предохранители выделяются простотой конструкции, экономичностью, быстрым прерыванием цепи при возникновении коротких замыканий и, в некоторых исполнениях (например, ПК), способностью ограничивать ток КЗ..

Защиту трансформаторов ТП со стороны низкого напряжения - 0,4 кВ выполним автоматическими выключателями типа ВА. Выбор и проверка данного оборудования выполнены в п. 7.3

В соответствии с ПУЭ газовую защиту стоит устанавливать для трансформаторов мощностью выше 6,3 МВА, в нашем случае для трансформаторов, установленных в ТП она не является обязательной [11].

12.5 Автоматика

Микропроцессорные устройства защиты автоматики SEPAM 1000+ содержат программную логическую часть, выполняющую функцию АПВ и Эффективным мероприятием, позволяющим повысить надежность питания электропотребителей, является автоматическое повторное включение (АПВ) элементов электроснабжения, которые были до этого отключены релейной защитой.

При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается, и цепь может быть вновь включена в работу. АПВ двукратного действия предусматриваем на отходящих фидерах напряжением не более 10 кВ согласно ПУЭ. АПВ однократного действия предусматриваем на вводах напряжением 10 кВ при раздельной работе трансформаторов, необходимой для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, несвязанных с внутренними повреждениями трансформатора [16].

Устройства АПВ выполнены так, что исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения,

отключившейся при срабатывании релейной защиты, через определенное время (0,5-1,5 с) снова включается под напряжение, если нет запрета на включение или причина отключения элемента исчезла.

Устройство АПВ работает в едином комплекте с релейной защитой. При срабатывании релейной защиты на любом отходящем фидере ПС выключается выключатель и происходит пуск устройства АПВ, вызывая кратковременное срабатывание. Через некоторый промежуток времени $t_{АПВ}$ устройство вновь включает короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным, и она останется в работе. Если же КЗ оказалось устойчивым, то после включения выключателя линия вновь отключается релейной защитой и остаётся в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом.

Для ускорения восстановления нормального режима работы электропередачи выдержку времени устройства АПВ принимаем минимальной.

Согласно ПУЭ устройства АВР предусматривается для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, которое приводит к обесточиванию электроустановок потребителя и для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса [36].

Действие устройств АПВ и АВР необходимо согласовать следующим образом. При коротком замыкании на одной из линий поврежденная линия отключается релейной защитой. Устройства автоматики должны попытаться восстановить электроснабжение потребителей от своего источника питания путем АПВ. В случае успешного АПВ электроснабжение потребителей восстанавливается и АВР не требуется. Если же АПВ неуспешно, то должно сработать устройство АВР и подключить потребители к резервному источнику питания. Следовательно, выдержка времени у АПВ должна быть меньше, чем у АВР. Примем $t_{АПВ} = 1$ с.

12.6 Определение емкостного тока замыкания на землю.

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6-35 кВ эти повреждения составляют не менее 75%. Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределах до активной составляющей гармоники тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное;
- 3) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений $2.5-2.6 U_{\phi}$

- 4) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 5) ограничить внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 6) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка [21].

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), на всем участке КЛ ПС 15

$$I_{\text{емкКЛ}} = k \cdot \frac{U \cdot L_{\Sigma \text{КЛ}}}{10} \quad (89)$$

где k – коэффициент, учитывающий емкость трансформаторов и ошиновки относительно земли ($k = 1,25 - 1,35$)

$$I_{\text{емкКЛ}} = 1,25 \cdot \frac{10 \cdot 3,05}{10} = 3,8 \text{ А}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах. Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Нормативные документы и инструкции монтажных организаций являются обязательными для соблюдения при выполнении работ по реконструкции ТП, а также при монтаже новых кабельных линий. Поэтому необходимо учесть:

1. Для всех профессий и видов работ должны быть разработаны и утверждены соответствующие инструкции по охране труда.

2. Все работы по строительству линий электропередачи и производству электромонтажных работ должны выполняться в соответствии с утвержденными правилами безопасности.

3. Правила, обеспечивающие безопасность при устройстве и эксплуатации грузоподъемных кранов.

4. Нормативные требования по охране труда, применяемые во всех отраслях при проведении погрузочно-разгрузочных работ и размещении грузов.

5. Руководящие документы, определяющие требования к технике безопасности при выполнении ремонтно-строительных работ в охранной зоне действующего энергетического оборудования предприятий.

6. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности.

7. Обеспеченность средствами индивидуальной и коллективной защиты работников

13.1 Безопасность

13.1.1 Средства индивидуальной защиты

Для обеспечения безопасности при работах в электроустановках напряжением до 1000 В, к которым относятся и системы безопасности, без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, электромонтажные, строительные-монтажные и пуско-наладочные работы должны выполняться с использованием средств индивидуальной и коллективной защиты (СИЗ и СКЗ), соответствующих стандартам, и в соответствии с требованиями Приказа

Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н. Исходя из этого, у работника для обеспечения безопасности должно быть следующее [22]:

- Резиновые диэлектрические перчатки;
- Слесарно-монтажные инструменты с пластмассовыми рукоятками
- Костюм рабочий
- Диэлектрические галоши
- Защитная каска
- Штанга изолирующая оперативная на напряжение 10кВ и 0,4 кВ
- Приставная лестница;
- Ящик с песком с крышкой и совком с изолирующей ручкой.
- Огнетушители типа ОУ-8 (3 шт) и ОП-5 в количестве 2 шт.

Средства Коллективной Защиты (СКЗ): обеспечивают безопасность группы работников или всего рабочего места. Их применение регламентируется ППР и нарядом-допуском.

- Ограждения:
- Временные ограждения (для обозначения опасных зон).
- Оградительные щиты и ширмы.
- Предупреждающие знаки и плакаты:
- Знаки электробезопасности (предупреждающие об опасности поражения электрическим током).
- Плакаты безопасности (запрещающие, предупреждающие, предписывающие, указательные).
- Диэлектрические коврики и подставки:
- Для изоляции рабочего места от земли.
- Переносные заземления:
- Для защиты от поражения электрическим током в случае ошибочной подачи напряжения на отключенные участки.
- Изолирующие штанги и клещи:
- Для выполнения операций с электрооборудованием под напряжением .

- Приборы для проверки отсутствия напряжения:
- Для убеждения в отсутствии напряжения перед началом работ.

Также без ниже перечисленных пунктов запрещается приступать к работам

Наряд-допуск: Обязательное оформление наряда-допуска на выполнение работ в электроустановках.

Обучение и аттестация: Все работники должны быть обучены и аттестованы по электробезопасности на соответствующую группу допуска .

Инструктажи: Проведение инструктажей по охране труда перед началом работ (целевой, первичный на рабочем месте, повторный).

Обеспечение средствами связи: Наличие средств связи для оперативной связи с диспетчером или другими ответственными лицами.

Наблюдающий/производитель работ: Назначение ответственных лиц за безопасное выполнение работ (в зависимости от вида работ и группы допуска).

Разработка и выполнение организационных и технических мероприятий: Четкое определение и выполнение всех необходимых организационных (выдача наряда-допуска, допуск к работе и т.д.) и технических (отключение, заземление, вывешивание плакатов и т.д.) мероприятий для обеспечения безопасности [23].

Электротехническому персоналу, помимо обучения приемам оказания первой помощи пострадавшим от несчастных случаев на производстве, необходимо пройти обучение приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, учитывающим специфику электроустановок, находящихся в их обслуживании или эксплуатации [28].

При выполнении работ на высоте более 1,8 м обязательно использование монтажного пояса, который должен быть в исправном состоянии и иметь действующее свидетельство об испытаниях, соответствующие требованиям. Для подъема на опоры линий электропередачи применяются монтерские когти или лазы, подобранные по размеру ноги монтажника. Использовать защитные сетки, козырьки, настилы при необходимости [29].

Запрещается:

- Выполнение работ на высоте при скорости ветра более 10 м/с и более, при гололеде, грозе или тумане, исключающих видимость в пределах фронта работ.
- Подъем на угловую опору со стороны внутреннего угла.
- При прокладки кабелей поперек дорог или улиц необходимо обеспечить безопасность движения транспорта и пешеходов путем выставления специальных знаков и ограждений

В процессе осмотра электроустановок, перемещения техники и грузов необходимо исключить приближение персонала, подъемных сооружений (гидравлических подъемников, телескопических вышек), механизмов (экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвижных лестниц с механическим приводом) и токопроводящей части стрелы при использовании подъемника (вышки) с изолирующим звеном к находящимся под напряжением неогражденным или неизолированным токоведущим частям на расстояние менее 0,6 метра.

13.1.2 Выполнение работ в зимний период времени

Так как Нерюнгринский район относится к районам Крайнего Севера и приравненным к ним местностям и характеризуется суровым климатом с продолжительной зимой, низкими температурами и наличием многолетней мерзлоты, то работы в зимнее время являются неизбежными.

Для обеспечения безопасности необходимо:

- Обеспечить очистку от снега и наледи проходов, проездов и рабочих мест, а также обработку их противогололедными материалами;
- Принять меры по защите работников от воздействия низких температур (обеспечение теплой одеждой и обувью, организация обогрева, сокращение времени пребывания на холоде);
- Организовать контроль за состоянием здоровья работников, выполняющих работы на открытом воздухе в зимнее время;

- Обеспечить очистку дорог и подъездных путей от снега и наледи;
- Ограничить скорость движения транспортных средств на территории строительной площадки;
- Создать условия для обогрева работников, работающих на открытом воздухе;
- Предоставлять работникам перерывы для обогрева;
- Контролировать температуру воздуха на рабочих местах и принимать меры по ее поддержанию на допустимом уровне;
- Подготовить материалы для защиты фундаментов от промерзания и обеспечить работников необходимым инвентарем и приспособлениями;
- Провести техническое обслуживание строительных машин и механизмов, работающих на открытом воздухе;
- Обязательно проверить наличие в проектной документации рекомендаций по выполнению работ в зимний период [24];

13.1.3 Электромонтажные работы

Основными мерами защиты для обеспечения безопасности рабочего персонала во время подключения проектируемых сетей системы электроснабжения 10/0,4 кВ реконструируемых кварталов является отключение напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне работ и установка заземлений на отключенные токоведущие части.

Общие положения (согласно [25], раздел III, IV)

- Наряд-допуск: Все работы по отключению и заземлению в электроустановках выше 1000 В и в РУ до 1000 В, за исключением оговоренных случаев, выполняются по наряду-допуску.

- Инструктаж: Перед началом работ проводится целевой инструктаж.

Отключение электроустановки:

Оперативные переключения

10 кВ: Отключаются выключатели/разъединители на питающем центре (подстанции), от которых запитана отключаемая линия/ТП 10/0,4 кВ.

0,4 кВ: Отключается вводной автоматический выключатель или рубильник на ТП 10/0,4 кВ. Отключаются отходящие линии 0,4 кВ (если требуется).

Принимаются меры, исключающие подачу напряжения на место работы из-за ошибочных или самопроизвольных включений коммутационных аппаратов. Вывешиваются запрещающие плакаты на приводах ручных и ключах дистанционного управления запрещающие плакаты.

В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;
- напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;
- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;
- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;
- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками. применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

При производстве работ под напряжением на ВЛ до 1000 В методом в контакте или методом в изоляции необходимо применять комплект средств индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки, хлопчатобумажные перчатки, защитные кожаные перчатки. Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и

приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением [25].

Установка переносных заземлений

Переносное заземление накладываются непосредственно на токоведущие части после проверки отсутствия напряжения.

Сечение заземляющих проводников переносного заземления должно соответствовать току короткого замыкания, а само заземление обеспечивать надежный контакт с заземляемыми токоведущими частями и заземляющим устройством. Запрещается использовать случайные металлические конструкции для заземления.

Сначала ПЗ присоединяется к заземляющему устройству (заземлителю).

- Затем, с помощью изолирующей штанги (для 10 кВ) или непосредственно (для 0,4 кВ), ПЗ накладывается на токоведущие части (фазы) отключенного оборудования.

- Заземления устанавливаются со всех сторон, откуда может быть подано напряжение на место работы.

- Если токоведущие части закрыты или расположены высоко, допускается устанавливать ПЗ на ближайших к месту работы токоведущих частях.

- На ограждениях ячеек, камер и на ограждениях рабочих мест вывешиваются плакаты “ЗАЗЕМЛЕНО”

В процессе строительства сетей 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью переносные заземляющие устройства подлежат подключению к рабочему нулевому проводнику (при наличии его повторного заземления). Заземляющий электрод должен быть погружен в грунт на глубину, составляющую не менее 0,5 метра.

К оперативному обслуживанию электроустановок допускается электротехнический персонал субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), относящийся к категориям оперативного и оперативно-ремонтного персонала, а также административно-технический

персонал, наделенный соответствующими правами. Указанный персонал должен иметь группу по электробезопасности не ниже V при работе с электроустановками выше 1000 В и не ниже IV при работе с электроустановками до 1000 В.

При этом работники из числа оперативного персонала, осуществляющие единоличное обслуживание электроустановок напряжением до 1000 В, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

13.2 Экологичность

В рамках реконструкции подстанций проводится обязательная оценка уровня звукового давления, генерируемого источниками шума, в ближайшей точке на границе территории, прилегающей к ПС. Результаты измерений сопоставляются с санитарно-гигиеническими нормативами. При выявлении превышений разрабатывается комплекс мероприятий, направленных на снижение уровня шума до установленных пределов. Силовые трансформаторы (ТМ) являются характерным источником шума на территории населенных мест.

В период эксплуатации источником шума является трансформатор силовой масляный ТМ-630/10/0,4. Для этого трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М) уровень звуковой мощности составляет 70 дБА.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, детских до школьных учреждений, школ и других учебных заведений 45 дБА.

1. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

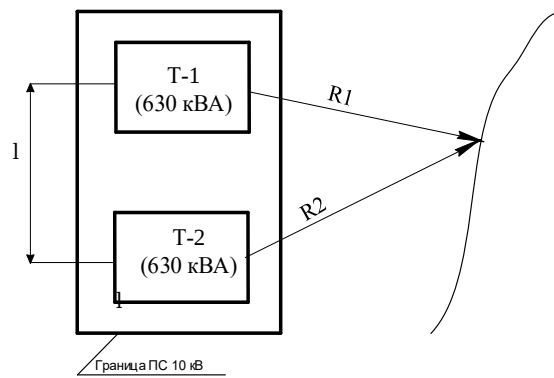


Рисунок 6 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки необходимо принять следующие допущения: 1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$, то два и более источника можно заменить одним [26].

При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{W\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{W\Delta i}}; \quad (90)$$

$$L_{W\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot 70} = 73,01 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

$L_{W\Delta i}$ – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{W\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (91)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (73,01 - 45)}}{2\pi}} = 10 \text{ м. м.}$$

Для защиты от шума, создаваемого трансформаторами, применяется способ «защита расстоянием». Т.к. позволяет установить необходимую санитарно-защитную зону (СЗЗ) по шуму. Исходя из проведенных расчетов, минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории должно составлять не менее 10 метров для обеспечения соблюдения установленных норм[26].

13.3 Чрезвычайная ситуация

При реконструкции системы электроснабжения кварталов будут выполнены работы по переподключению и перезаводке кабельных линий, замена масляных трансформаторов, строительные и электромонтажные работы. Выполняя эти виды работ в первую очередь возможно создание такой чрезвычайной ситуации как пожар в электроустановке и прилежавших к ней территории из-за близкого расположения к общественным объектам. Требуется неукоснительное соблюдение всех требований и предписаний, регламентирующих противопожарную защиту, в строгом соответствии с установленными правилами пожарной безопасности, как это определено в соответствующих нормативных документах [27].

Для предотвращения пожаров на производственных объектах необходимо строго соблюдать правила хранения горючих материалов. Все легковоспламеняющиеся вещества, такие как растворители, краски и другие химикаты, должны храниться в специально предназначенных для этого контейнерах, которые обеспечивают защиту от возгорания. Эти контейнеры следует размещать в зонах, удаленных от источников тепла и открытого огня.

Сотрудники, ответственные за безопасность, должны регулярно проводить инструктажи по пожарной безопасности, обучая персонал правильным действиям в случае возникновения пожара. Важно, чтобы все работники знали

местоположение огнетушителей и других средств пожаротушения, а также маршруты эвакуации.

На территории предприятия должны быть установлены четкие знаки, указывающие на места расположения средств пожаротушения и эвакуационных выходов. Эти знаки должны быть хорошо видны и освещены, чтобы в случае чрезвычайной ситуации сотрудники могли быстро сориентироваться.

Курение на территории предприятия разрешается только в специально отведенных местах, которые должны быть оборудованы огнеупорными контейнерами для утилизации окурков. Это правило направлено на минимизацию риска возникновения пожаров и обеспечение безопасной рабочей среды для всех сотрудников."

Электроустановки должны быть защищены от воздействия влаги, пыли и других факторов, способных негативно повлиять на их работу. В помещениях, где установлены электрооборудование, должны быть предусмотрены средства пожаротушения, такие как огнетушители, а также четко обозначены пути эвакуации.

Работники, обслуживающие электроустановки, обязаны проходить обучение по пожарной безопасности и знать правила действий в случае возникновения пожара. Также необходимо проводить регулярные инструктажи и тренировки по эвакуации и использованию средств пожаротушения.

В случае выявления неисправностей или нарушений в работе электроустановок, необходимо немедленно принимать меры по их устранению и информировать ответственных лиц. Соблюдение этих требований поможет обеспечить безопасность на объектах с электроустановками и предотвратить возможные пожары.

Эксплуатация помещений подстанций в кварталах должна осуществляться строго в соответствии с их целевым назначением: распределение и передача электроэнергии, обеспечение функций защиты и измерения. Размещение в этих помещениях горюче-смазочных материалов и иных пожароопасных веществ не допускается. Плиты, закрывающие

кабельные каналы, изготавливаются из негорючих веществ, не содержащих токсичных примесей. Работы с оборудованием, содержащим масло проводятся с исключением проливов. При попадании масла на оборудование или элементы помещения розлив немедленно устраняется. Загрязнённые участки вставок подлежат замене. Все действия выполняются с применением технически исправных поддонов и маслосборников.

Общие положения:

1.1 Ответственность за пожарную безопасность электрооборудования в зданиях возложена на инженера, занимающегося эксплуатацией этих зданий. В его обязанности входит обеспечение полного соблюдения всех правил и организация необходимых противопожарных мероприятий.

1.2 Если будут нарушены правила пожарной безопасности, то в зависимости от того, насколько серьезными окажутся последствия, виновные могут понести ответственность, предусмотренную законом. Это может быть уголовное наказание, административный штраф, дисциплинарное взыскание или другое наказание, предусмотренное законодательством.

1.3 Все работы по созданию, установке и использованию электросетей, электроприборов и электротехнических устройств должны выполняться в строгом соответствии с действующими нормами и правилами, установленными в сфере электроэнергетики. В частности, необходимо соблюдать требования Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и других применимых стандартов.

1.4 Настоящая инструкция разработана в соответствии с пунктом 2 и разделом XVIII Правил противопожарного режима в РФ (утв. ПП РФ №1479 от 16.09.2020) и учитывает специфику пожарной опасности данного здания. Она является обязательной для исполнения всеми работниками.

1.5 Электротехнический персонал, наряду с проверкой знаний по электробезопасности, должен периодически проходить проверку знаний правил пожарной безопасности. Это необходимо для поддержания высокого уровня компетенции и готовности к действиям в случае пожара.

Порядок действий при пожаре

При коротком замыкании в электрических устройствах и их загорании следует:

- 1) Немедленно отключить вводные выключатели/разъединители на стороне 10 кВ и 0,4 кВ от сети если позволяет ситуация
- 2) сообщить о пожаре в подразделение пожарной охраны по телефону 01 или 112;
- 3) приступить к тушению очага возгорания углекислотным (порошковым) огнетушителем или песком, удалить горючие материалы, закрыть двери если это не угрожает безопасности сотрудников;
- 4) принять по возможности меры по эвакуации людей и материальных ценностей в соответствии с планом эвакуации
- 5) Обеспечьте беспрепятственный доступ к месту пожара пожарных подразделений

14 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Сравнение будем производить между существующим и проектируемым вариантом системы электроснабжения. Техничко-экономическое сравнение сводится к расчету минимума приведенных затрат, которые показывают экономическую эффективность [32]

1. Капиталовложений в покупку трансформаторов
2. Издержек на амортизационные отчисления, ремонт, обслуживание и вкладываемые в строительство новых объектов.

Для сравниваемых вариантов сети капиталовложения находятся по формуле:

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{CMP} + K_{IP} \quad (92)$$

где K_{TP} - это стоимость трансформаторов;

K_{CMP} - капиталовложения в строительные работы (50%);

K_{IP} - прочие затраты, 5% от общих капиталовложений.

В затраты на строительные расходы входит оплата труда рабочим, стоимость доставки всех нужных элементов, затраты на установку оборудования и на подготовку площадки к установке оборудования и д.р. [33].

Среднюю стоимость комплектных трансформаторных подстанций приведем в таблице 26.

Таблица 35 – Стоимость КТП 10/0,4 кВ

2КТП – 630 10/0,4	2КТП – 400 10/0,4	2КТП – 1000 10/0,4	2КТП – 1250 10/0,4	2КТП – 1600 10/0,4
877800 руб.	773850 руб.	993300 руб.	1 023 000 руб.	1 131 000 руб.

Произведем расчет капиталовложения:

Проектируемый:

$$K_{TP} = 1 \cdot 773850 + 3 \cdot 877800 + 7 \cdot 993300 + 1 \cdot 1023000 + 3 \cdot 1131000 = 10360350 \text{ руб.}$$

$$K_{\Sigma TP} = 10360350 + 0,5 \cdot 10360350 + 0,05 \cdot 10360350 = 16058542 \text{ руб.}$$

Существующий:

$$K_{TP} = 1 \cdot 773850 + 14 \cdot 877800 = 13063050 \text{ руб. руб.}$$

$$K_{\Sigma TP} = 13063050 + 0,5 \cdot 13063050 + 0,05 \cdot 13063050 = 20247727 \text{ руб. руб.}$$

Издержки – это выраженные в денежной форме затраты экономических ресурсов, понесенные в ходе изготовления и реализации продукции. В рассматриваемом контексте, издержки охватывают расходы, связанные с поддержанием объектов в рабочем состоянии посредством ремонта и технического обслуживания. [32].

Часть стоимости основных фондов, переводимых ежегодно для возмещения их износа, определяется по формуле:

$$I_{ам} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{ам} \quad (93)$$

где $K_{\Sigma TP}$ - суммарные капитальные вложения, руб

$\alpha_{ам}$ - нормы амортизационных отчислений

Издержки на ремонт и техническое обслуживание:

$$I_{техн} = K_{\Sigma TP} \cdot \alpha_{техн} \quad (94)$$

где $\alpha_{техн}$ - нормы отчислений на обслуживание трансформаторов

Проектируемый:

$$I_{ам} = 16058542 \cdot (1 / 25) = 642341 \text{ руб.}$$

$$I_{техн} = 16058542 \cdot 0,037 = 594166 \text{ руб.}$$

Существующий:

$$I_{ам} = 20247727 \cdot (1 / 25) = 809909 \text{ руб.}$$

$$I_{техн} = 20247727 \cdot 0,037 = 749165 \text{ руб.}$$

Необходимо рассчитать затраты на потерю электроэнергии, включая в величину потерь и их стоимость.

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются как

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}{U_H^2} \cdot R_{TP} \cdot T_{\Gamma} \quad (95)$$

где T_{Γ} - количество часов в году (8760 ч)

$P_{ТП}$, $Q_{ТП}$ - активная и реактивная нагрузка ТП

Потери для трансформатора мощностью 1000 кВт

$$\Delta W_{TP} = \frac{1059^2 + 296^2}{10^2} \cdot 1,3 \cdot 8760 = 125 \text{ MBt} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

Расчет остальных трансформаторов в приложении Б

Определяем стоимость потерь в трансформаторах:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (96)$$

где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии, руб (2,2 руб/кВт·ч)

$$I_{\Delta W} = 260611 \cdot 2,2 = 573344 \text{ руб.}$$

Рассчитываем суммарные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{мехн} + I_{\Delta W} \quad (97)$$

Проектируемый:

$$I = 642341 + 594166 + 573344 = 1809852 \text{ руб.}$$

Существующий:

$$I = 809909 + 749165 + 418126 = 1977201 \text{ руб.}$$

Определим приведенные затраты:

$$З = E \cdot K + I \quad (98)$$

Где E – норматив дисконтирования (0,1);

Проектируемый:

$$З = 0,1 \cdot 16058542 + 1809852 = 3415706 \text{ руб.}$$

Существующий:

$$З = 0,1 \cdot 20247727 + 1977201 = 4001974 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу:

$$\delta = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% \quad (99)$$

$$\delta = \frac{4001974 - 33415706}{4001974} \cdot 100\% = 15\%$$

Срок окупаемости проекта:

$$T_{ок} = \frac{3}{I_{ам} + T + S_{номр}} = \frac{3415706}{18992 \cdot 10,52 + 642341} = 4,1 \text{ г.}$$

где T – тариф на транспорт электроэнергии, 10,52 руб/кВт·ч, [3].

$S_{номр}$ - потребление электроэнергии на рассматриваемом участке сети, 18992 кВт;

Разница между затратами составляет 15 %. Предварительный срок окупаемости удовлетворительный. По расчету видно, что проектируемая система электроснабжения имеет минимум приведенных затрат и реконструкция системы электроснабжения кварталов Г,Е и М экономически оправдана.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, темой которой является реконструкция системы электроснабжения кварталов Г,Е и М города Нерюнгри были выполнены все поставленные задачи.

Произведен расчет электрических нагрузок жилых зданий и коммунально-бытовых потребителей кварталов. Произведены расчеты по выбору количества и типов трансформаторов на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ.

В связи с потребностью реконструкции сети 10/0,4 кВ, было принято решение об изменении схемы снабжения кварталов Г,Е, замены кабельных линий на современные проводники и повышении мощности ТП. В ходе расчетов были выбраны и проверены на воздействие токов КЗ все кабельные линии, основное оборудование для установки на РП и новых КТП 10/0,4.

Методом технико-экономического сравнения была доказана экономическая целесообразность реконструкции кварталов. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта. Все проведенные расчеты выполнялись в соответствии с общепринятыми методиками, применяемыми на практике, и подкреплялись выдержками из нормативно-технической документации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 28 февраля 2023 г. N 108 "Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/2023/final/53_Respublika_Sakha_JAcutija_fin.pdf
2. Карпова, С. Н. Климатические показатели Нерюнгринского района (на примере метеостанции Чульман) / С. Н. Карпова, М. И. Балащенко. — Текст : непосредственный // Юный ученый. — 2024. — № 6 (80). — С. 22-25. — URL: <https://moluch.ru/young/archive/80/4461/> (дата обращения: 7.04.2025).
3. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 г. энергосистема республики САХА (Якутия).[Электронный ресурс]-
https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/2025-30_final/56_Respublika_Sakha_JAcutija_.pdf
4. Карачаровский механический завод// Лифтовое оборудование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа URL: <http://www.kmzlift.ru/shop/> (дата обращения: 05.11.2024)
5. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. [elex.ru\library/rd/rd_34_20_185-94.pdf](http://elex.ru/library/rd/rd_34_20_185-94.pdf)
6. Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : сб.-учеб. метод. материалов для направления подготовки 13.03.02"Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017.;182 с. Режим доступа http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9662.pdf (дата обращения 10.04.2025)

7. Мясоедов Ю.В. Э 45 Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с. [Электронный ресурс]: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf
8. Силовые масляные трансформаторы [Электронный ресурс]: <https://metz.nt-rt.ru/images/manuals/ТМГ%2021.pdf>
9. Каталог кабель АПвПуг [Электронный ресурс]: <https://tpk-parma.ru/katalog/apvpug-3kh300-70-10kv/?ysclid=may2uvo07d950080263>
10. Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская/Системы электроснабжения промышленных объектов и городов Часть2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей–162 с.[Электронныйресурс]:https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf
11. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ- 6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
12. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд- во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
13. Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.
14. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.
15. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.
16. Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок.

Справочник./ Р. Н. Корякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

17. Вакуумный выключатель ВВ-РА-10-20 [Электронный ресурс]:https://www.rza.ru/catalog/vakuumnye_vyklyuchateli/vakuumnyu-vyklyuchatel-vv-ra-10-20-1000.php?ysclid=mbqqwksax9161106750

18. К.А. Набатов, В.В. Афонин Высоковольтные вакуумные выключатели распределительных устройств / ГОУ ВПО ТГТУ, 2010 – 152

19. Выключатель вакуумный 10 кв. Каталог [Электронный ресурс]:
https://eltehnika.nt-rt.ru/images/showcase/Catalogue_VL12_new.pdf

20. КЭАЗПредохранитель [Электронный ресурс]:
<https://keaz.ru/catalog/product/110808?ysclid=mbqqzdb1gd214618945>

21. Немировский А.Е., Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / Немировский А.Е. - М. : Инфра-Инженерия, 2018. - 148 с. - ISBN 978-5- 9729-0207-1 - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" :[сайт]. - URL : [http:// www.studentlibrary.ru/book/ ISBN9785972902071.html](http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785972902071.html) (дата обращения: 15.5.2025).

22. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372952/ (Дата обращения: 28.04.2025);

23. Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.1.019-2017 "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (Дата обращения: 28.04.2025);

24. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (в ред. Приказа Ростехнадзора от 22.01.2024 N 16) от 26 ноября 2020 г. N 461 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных

производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения"» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=475870>

(Дата обращения: 30.04.2025);

25. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372952 (Дата обращения: 30.04.2025);

26. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 декабря 2020 г. N 883н «Об утверждении правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=379887>

(Дата обращения: 30.04.2025);

27. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.

28. Федеральный закон "О пожарной безопасности" от 21.12.1994 N 69-ФЗ (последняя редакция) с изм., внесенными Федеральным законом от 27.12.2000 N 150-ФЗ, Определением Конституционного Суда РФ от 09.04.2002 N 82-О) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5438/ (Дата обращения: 30.04.2025);

29. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499037306> (Дата обращения: 30.04.2025);

30. Приказ Минтруда РФ от 16.11.2020 N 782Н «Об утверждении правил по охране труда при работе на высоте» [Электронный ресурс] Режим доступа:
31. https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_371453/57cf502ba1b1b7847e4b21a6014b65c4576cd503/ (Дата обращения: 30.04.2025);
32. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.
33. Укрупненные нормативы цены строительства сетей/ НЦС 81-02-12-2023 - Сборник № 12. электрические сети 0,4 - 35кВ / 2023. – 52 с.
34. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 - 1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей
35. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.
36. А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов / Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / А.Н. Козлов - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. – 160 с.

Приложение А

А1 - Расчет нагрузок бытовых потребителей с встроенными объектами

А.1 Расчет нагрузок бытовых потребителей с встроенными объектами

							Ркв	Рс	Рл	Рсту	Рржд	Рмаг	Qржд	Сржд
1	Карла Маркса 2(5 эт).	12	180	-	329,4	12,6	0	12,6	0	12,6	364,68	39,9	72,936	371,902
	Встр.магазин (продукты)		70	-										
	встр. Магазин		70	-										
	встр. Магазин		70	-										
2	Пр-кт Дружбы Народов 3/1	12	180	-	329,4	12,6	0	12,6	0	12,6	340,74		68,148	347,488
3	Пр-кт Дружбы Народов 5/1	12	180	-	329,4	12,6	0	12,6	0	12,6	348,996	13,76	69,799	355,907
	встр. Магазин (быт)		43	-										
	встр. Магазин(озон/вб)		43	-										
4	Пр-кт Дружбы Народов 1	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	24,5	11,2	330,18	8,75	66,036	336,719
	встр. Магазин(прод)		35	-									0	0
5	Пр-кт Дружбы Народов 3	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	24,5	11,2	324,93		64,986	331,365
6	Пр-кт Дружбы Народов 5	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	24,5	11,2	324,93		64,986	331,365
7	Пр-кт Дружбы Народов 9	3	102	-	186,66	7,14	0	7,14	0	7,14	193,086		38,617	196,91
8	Пр-кт Дружбы Народов 9/1	3	82	-	150,06	5,74	0	5,74	0	5,74	164,118	1,56	32,824	167,368
	встр. Офис		39	-								12,48		
	встр. Магазин		39	-										
	встр. Мед.каб.		39	-										
44	Проспект Дружбы народов, 9/2	3	82		150,06	20,44	14,7	5,74			168,456		33,691	171,792
9	Пр-кт Дружбы Народов 9/3	4	116	-	212,28	8,12	0	8,12	0	8,12	226,116	10,88	45,223	230,594
	аптека		34	-										
	Сима-лэнд		34	-										
10	Пр-кт Дружбы Народов 9/4	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	0	5,04	136,296		27,259	138,995
11	Пр-кт Дружбы Народов 11/2	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	0	5,04	136,296		27,259	138,995
12	Пр-кт Дружбы Народов 13	3	108	3	197,64	22,26	14,7	7,56	14,7	7,56	407,106	162	81,421	415,168
	салон красоты		54	-								34,92		
	салон красоты		54	-										
	апт Инвитро		62	-										
	встр. Магазин		50	-										
	встр. Магазин		50	--										
13	Пр-кт Дружбы Народов 13/1	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	0	5,04	136,296		27,259	138,995

14	Пр-кт Дружбы Народов 15/1	6	72	--	131,76	26,04	21	5,04	155,196		31,039	158,269
15	Пр-кт Дружбы Народов 17/2	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	141,396	8,5	28,279	144,196
	встр. Магазин(прод)		34	-							0	0
16	Пр-кт Дружбы Народов 17	3	105	3	192,15	22,05	14,7	7,35	211,995		42,399	216,193
17	Пр-кт Дружбы Народов 19	1	27	1	49,41	6,79	4,9	1,89	67,821	20,5	13,564	69,1641
	мед каб		50									
	встр. Магазин		50									
18	Пр-кт Дружбы Народов 19/1	1	27	1	49,41	6,79	4,9	1,89	130,221	83	26,044	132,8
	парик-я		50	-								
	ювелирка		50	-								
19	Пр-кт Ленина, 6	15	500	15	1000	82,5	52,5	30	1535,05	768	307,01	1565,45
	встр. Магазин		4800								0	0
20	Пр-кт Ленина, 6 /2	3	124	-	226,92	8,68	0	8,68	244,332	16	48,866	249,171
	типография		50	-								
	офис		50	-								
21	Пр-кт Ленина, 6 /3	3	124	-	226,92	8,68	0	8,68	234,732		46,946	239,381
22	Пр-кт Ленина, 6 /1	3	153	-	279,99	10,71	0	10,71	341,679	86,75	68,336	348,446
	ателье		70	-								
	офис		86	-								
	таверна		86	-								
	встр. Магазин		50	-								
	встр. Магазин		55	-								
23	Улица Карла Маркса, 8	6	86	-	157,38	6,02	0	6,02	162,798		32,56	166,022
24	Улица Карла Маркса, 6	4	115	-	210,45	8,05	0	8,05	217,695		43,539	222,006
	Квартал М										0	0
45	Пр-кт Дружбы народов, 6	1	36	1	65,88	7,42	4,9	2,52	79,278	11,2	15,856	80,848
	аптека		70								0	0
46	Пр-кт Дружбы народов, 6/2	2	70	2	128,1	14,7	9,8	4,9	156,33	25	31,266	159,426
	встр. Магазин		100								0	0
47	Пр-кт Дружбы народов, 8	1	36	1	65,88	7,42	4,9	2,52	83,058	17,5	16,612	84,7029
	встр. Магазин		70								0	0
48	Пр-кт Дружбы народов, 8/2	2	70	2	128,1	14,7	9,8	4,9	151,83	17,5	30,366	154,837
	встр. Магазин		70								0	0

49	Пр-кт Дружбы народов, 10	1	36	1	65,88	7,42	4,9	2,52	80,058	12,5	16,012	81,6435
	встр. Магазин		50								0	0
50	Пр-кт Дружбы народов, 10/2	2	70	2	128,1	14,7	9,8	4,9	148,83	12,5	29,766	151,777
	встр. Магазин		50								0	0
51	Пр-кт Дружбы народов, 10/1	5	135	5	247,05	33,95	24,5	9,45	369,105	152,5	73,821	376,415
	встр. Магазин(парик-я)		80									
	встр. Магазин		60									
	встр. Магазин		70									
52	Пр-кт Дружбы народов, 8/1	5	135	5	247,05	33,95	24,5	9,45	277,605		55,521	283,103
53	Пр-кт Дружбы народов, 6/1	5	135	5	247,05	33,95	24,5	9,45	277,605		55,521	283,103
54	Улица Тимптонская, 1	3	108	3	197,64	22,26	14,7	7,56	217,674		43,535	221,985
55	Улица Тимптонская, 3	1	35	1	64,05	7,35	4,9	2,45	70,665		14,133	72,0644
56	Улица Тимптонская, 3/1	4	76	-	139,08	5,32	0	5,32	164,868	35	32,974	168,133
	ателье		70									
	встр. Магазин		70									
57	Пр-кт Ленина, 14 к1	4	76	-	139,08	5,32	0	5,32	143,868		28,774	146,717
58	Улица Тимптонская, 7/1	5	98	-	179,34	6,86	0	6,86	185,514		37,103	189,188
59	Улица Тимптонская, 7	4	309	4	565,47	38,14	19,6	18,54	599,796		119,96	611,674
60	Пркт Ленина, 16/1	5	98	-	179,34	6,86	0	6,86	191,274	9,6	38,255	195,062
	Образ.Центр		60									
61	Улица Тимптонская, 7/2	4	79		144,57	25,13	19,6	5,53	167,187		33,437	170,498
62	Проспект Ленина, 16/2	4	79		144,57	25,13	19,6	5,53	167,187		33,437	170,498
63	Пр-кт Мира, 3/1	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,06		19,812	101,022
64	Пр-кт Мира, 5/1	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,06		19,812	101,022
65	Пр-кт Мира, 1	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	324,93		64,986	331,365
66	Пр-кт Мира, 3	1	40	1	73,2	7,7	4,9	2,8	80,13		16,026	81,7169
67	Пр-кт Мира, 5	1	40	1	73,2	7,7	4,9	2,8	80,13		16,026	81,7169
68	Пр-кт Мира, 7	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	324,93		64,986	331,365
69	Пр-кт Ленина, 20	3	236	3	431,88	28,86	14,7	14,16	556,066	37,5	111,21	567,078
	кафе		70							72,8		
	встр. Магазин		80									
	офис		70									
70	Пр-кт Ленина, 18	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,06		19,812	101,022

71	Пр-кт Ленина, 16	3	108	2	197,64	22,26	14,7	7,56	217,674		43,535	221,985
72	Пр-кт Ленина, 14	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,06		19,812	101,022
73	Пр-кт Ленина, 12	3	108	3	197,64	22,26	14,7	7,56	424,494	27,5	84,899	432,901
	стоматология		100							104		
	встр. Магазин		50							123		
	встр. Магазин		60									
	салон красоты		82									
74	Пр-кт Ленина, 10	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	104,34	8,8	20,868	106,406
	встр. Магазин		55									

А2 - Расчет нагрузки бытовых потребителей

А.2 Расчет нагрузки бытовых потребителей

					Ркв	Рс	Рл	Рстг	Рржд	Qржд	Сржд
2	Пр-кт Дружбы Народов 3/1	12	180	-	329,4	12,6	0	12,6	340,7	68,1	347,5
5	Пр-кт Дружбы Народов 3	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	324,9	65,0	331,4
6	Пр-кт Дружбы Народов 5	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	324,9	65,0	331,4
7	Пр-кт Дружбы Народов 9	3	102	-	186,66	7,14	0	7,14	193,1	38,6	196,9
44	Пр-кт Дружбы народов, 9/2	3	82		150,06	20,44	14,7	5,74	168,5	33,7	171,8
10	Пр-кт Дружбы Народов 9/4	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	136,3	27,3	139,0
11	Пр-кт Дружбы Народов 11/2	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	136,3	27,3	139,0
13	Пр-кт Дружбы Народов 13/1	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	136,3	27,3	139,0
14	Пр-кт Дружбы Народов 15/1	6	72	-	131,76	5,04	0	5,04	136,3	27,3	139,0
16	Пр-кт Дружбы Народов 17	3	105	3	192,15	22,05	14,7	7,35	212,0	42,4	216,2
21	Пр-кт Ленина, 6 /3	3	124	-	226,92	8,68	0	8,68	234,7	46,9	239,4
23	Улица Карла Маркса, 8	6	86	-	157,38	6,02	0	6,02	162,8	32,6	166,0
24	Улица Карла Маркса, 6	4	115	-	210,45	8,05	0	8,05	217,7	43,5	222,0
Квартал М					0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
52	Пр-кт Дружбы народов, 8/1	5	135	5	247,05	33,95	24,5	9,45	277,6	55,5	283,1
53	Пр-кт Дружбы народов, 6/1	5	135	5	247,05	33,95	24,5	9,45	277,6	55,5	283,1
54	Улица Тимптонская, 1	3	108	3	197,64	22,26	14,7	7,56	217,7	43,5	222,0
55	Улица Тимптонская, 3	1	35	1	64,05	7,35	4,9	2,45	70,7	14,1	72,1
57	Пр-кт Ленина, 14 к1	4	76	-	139,08	5,32	0	5,32	143,9	28,8	146,7
58	Улица Тимптонская, 7/1	5	98	-	179,34	6,86	0	6,86	185,5	37,1	189,2
59	Улица Тимптонская, 7	4	270	4	494,1	35,8	19,6	16,2	494,1	98,8	503,9
61	Улица Тимптонская, 7/2	4	79		144,57	25,13	19,6	5,53	167,2	33,4	170,5
62	Проспект Ленина, 16/2	4	79		144,57	25,13	19,6	5,53	167,2	33,4	170,5
63	Пр-кт Мира, 3/1	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,1	19,8	101,0
64	Пр-кт Мира, 5/1	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,1	19,8	101,0
65	Пр-кт Мира, 1	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	324,9	65,0	331,4
66	Пр-кт Мира, 3	1	40	1	73,2	7,7	4,9	2,8	80,1	16,0	81,7
67	Пр-кт Мира, 5	1	40	1	73,2	7,7	4,9	2,8	80,1	16,0	81,7
68	Пр-кт Мира, 7	5	160	5	292,8	35,7	24,5	11,2	324,9	65,0	331,4
70	Пр-кт Ленина, 18	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,1	19,8	101,0
71	Пр-кт Ленина, 16	3	108	2	197,64	22,26	14,7	7,56	217,7	43,5	222,0
72	Пр-кт Ленина, 14	1	50	1	91,5	8,4	4,9	3,5	99,1	19,8	101,0

А3 - Расчет нагрузки общественных зданий

№	Наименование	п уд ед	Р на у. е.	Р зд	Qзд	Sзд	tgф
26	Суваг	180	0,46	82,8	20,7	85,3	0,3
27	Ясли	200	0,46	92,0	23,0	94,8	0,3
28	Дет.Сад	330	0,46	151,8	38,0	156,5	0,3
29	Дет.Сад	330	0,46	151,8	38,0	156,5	0,3
30	Дет.Сад	330	0,46	151,8	38,0	156,5	0,3
31	Школа	1050	0,25	262,5	86,6	276,4	0,3
32	Колледж	1300	0,25	325,0	243,8	406,3	0,8
33	Адмн.здание	7370	0,054	398,0	226,8	458,1	0,6
34	Адмн.здание	1200	0,054	64,8	36,9	74,6	0,6
35	Магазин+кондей(мебель)	330	0,16	52,8	25,3	58,6	0,5
36	Магазин+кондей(пирамида)	1100	0,16	176,0	84,5	195,2	0,5
37	Магазин+кондей (махтал)	1570	0,25	392,5	188,4	435,4	0,5
38	Продуктовый магаз(омич)	84	0,25	21,0	15,8	26,3	0,8
39	Продуктовый магаз(норд)	210	0,25	52,5	39,4	65,6	0,8
40	ЦТП	15	0,054	0,8	0,4	0,9	0,5
41	Магаз(Якутяночка)	465	0,16	74,4	35,7	82,5	0,5
42	ЦТП	250	0,054	13,5	6,5	15,0	0,5
43	Магаз+кондей(аартык)	1000	0,16	160,0	76,8	177,5	0,5
85	Супермаркет «Айгуль»	500	0,16	80,0	38,4	88,7	0,5
Квартал М							
75	Адмн.здание	350	0,054	18,9	10,8	21,8	0,6
76	Магаз.ремонт.2этажа	1102	0,16	176,3	84,6	195,6	0,5
77	ЦРДТЮ	1000	0,17	170,0	42,5	175,2	0,3
78	Дет сад	330	0,46	151,8	38,0	156,5	0,3
79	Админ здание	500	0,54	270,0	153,9	310,8	0,6
80	Школа	2000	0,25	500,0	125,0	515,4	0,3
81	Больница(стационар)	120	0,17	20,4	5,1	21,0	0,3
82	Продукт магаз	210	0,25	52,5	13,1	54,1	0,3
83	Супермаркет+кондей «Панорама»	1800	0,25	450,0	112,5	463,8	0,3
84	ТЦ «Проспект»	1742	0,16	278,7	133,8	309,2	0,5

А4 - Расчет нагрузки на 0,4 кВ

	Р _{рл}	Q _{рл}	S _{рл}	г0	х0	L	ΔРл	ΔQл	Ip
ТП 1									
1	402,64	80,53	410,6	0,17	0,059	0,065	34,9	12,1	603,84
4	364,55	72,91	371,8	0,17	0,059	0,23	101,3	35,2	546,71
26	91,42	22,85	94,2	0,9	0,063	0,11	16,5	1,2	138,58
2	376,20	75,24	383,7	0,17	0,059	0,175	82,1	28,5	564,20
ТП 2					0		0,0	0,0	0,00
31	289,82	95,64	305,2	0,28	0,06	0,16	78,2	16,8	448,82
27	101,58	25,39	104,7	0,67	0,06	0,175	24,1	2,2	153,97
3, 40	14,36	77,28	78,6	0,95	0,06	0,205	22,6	1,4	115,59
ТП 3					0		0,0	0,0	0,00
28	167,60	41,90	172,8	0,44	0,06	0,085	20,9	2,9	254,06
34	71,54	40,78	82,4	0,95	0,06	0,22	26,6	1,7	121,10
6	358,75	71,75	365,9	0,18	0,06	0,155	70,0	23,3	538,02
5	358,75	71,75	365,9	0,18	0,06	0,17	76,8	25,6	538,02
ТП 4					0		0,0	0,0	0,00
9,8	412,73	82,55	420,9	0,18	0,06	0,19	113,6	37,9	618,98
44	185,99	37,20	189,7	0,35	0,06	0,175	41,3	7,1	278,93
37	433,35	208,01	480,7	0,15	0,06	0,055	35,7	14,3	706,89
11	150,48	30,10	153,5	0,44	0,06	0,07	13,6	1,9	225,68
10,42,41	199,01	53,39	206,0	0,35	0,06	0,28	78,0	13,4	303,00
ТП 5					0		0,0	0,0	0,00
21,36	356,32	98,47	369,7	0,18	0,06	0,2	92,2	30,7	543,64
33,85	483,57	271,66	554,6	0,12	0,06	0,24	166,1	83,1	815,66
23	179,74	35,95	183,3	0,44	0,06	0,27	74,8	10,2	269,56
32	358,83	269,12	448,5	0,15	0,06	0,095	53,8	21,5	659,61
24	240,35	48,07	245,1	0,35	0,06	0,225	88,7	15,2	360,46
22,43	465,57	138,18	485,6	0,15	0,06	0,27	179,1	71,6	714,18
ТП 6					0		0,0	0,0	0,00
20	269,76	53,95	275,1	0,35	0,06	0,135	67,1	11,5	404,57
19	315,44	112,99	335,1	0,18	0,06	0,16	60,6	20,2	492,75
19	473,17	112,99	486,5	0,15	0,06	0,24	159,7	63,9	715,40
ТП 7					0		0,0	0,0	0,00
19	677,93	112,99	687,3	0,15	0,06	0,214	284,3	113,7	1010,70
30	167,60	41,90	172,8	0,44	0,06	0,06	14,8	2,0	254,06
17,18	211,17	112,01	239,0	0,35	0,06	0,17	63,7	10,9	351,52
ТП 8					0		0,0	0,0	0,00
16	234,06	46,81	238,7	0,35	0,06	0,12	44,9	7,7	351,02
14,15	291,55	58,31	297,3	0,28	0,06	0,3	139,2	29,8	437,24
13	150,48	30,10	153,5	0,44	0,06	0,14	27,2	3,7	225,68
39,35	87,11	57,46	104,4	0,67	0,06	0,12	16,4	1,5	153,47
ТП 15					0		0,0	0,0	0,00
29	167,60	41,90	172,8	0,44	0,06	0,109	26,8	3,7	254,06
12	449,48	89,90	458,4	0,18	0,06	0,135	95,7	31,9	674,09
7,38	224,78	51,33	230,6	0,35	0,06	0,15	52,3	9,0	339,06
КВАРТАЛ М					0		0,0	0,0	0,00
ТП9					0		0,0	0,0	0,00

58	204,82	40,96	208,9	0,35	0,06	0,06	17,2	2,9	307,17
56,55	252,25	50,45	257,2	0,35	0,06	0,1	43,4	7,4	378,30
76	194,67	93,44	215,9	0,35	0,06	0,07	21,4	3,7	317,55
ТП 10					0		0,0	0,0	0,00
54	240,33	48,07	245,1	0,35	0,06	0,137	54,0	9,3	360,43
53,75	316,93	67,25	324,0	0,22	0,06	0,19	82,3	22,4	476,45
79,82	327,08	177,16	372,0	0,18	0,06	0,177	82,7	27,6	547,03
52	306,50	61,30	312,6	0,28	0,06	0,08	41,0	8,8	459,66
ТП 11					0		0,0	0,0	0,00
46,45	251,38	50,28	256,4	0,35	0,06	0,275	118,6	20,3	376,99
84	307,73	147,71	341,3	0,22	0,06	0,16	76,9	21,0	501,98
48,47	250,17	50,03	255,1	0,35	0,06	0,105	44,8	7,7	375,18
50,49	243,87	48,77	248,7	0,35	0,06	0,245	99,4	17,0	365,74
ТП 12					0		0,0	0,0	0,00
51	407,52	81,50	415,6	0,17	0,059	0,06	33,0	11,5	611,17
83	496,84	124,21	512,1	0,13	0,06	0,1	63,9	29,5	753,13
74,73	572,36	39,11	573,7	0,13	0,06	0,3	240,7	111,1	843,66
57,81,72	109,69	22,50	112,0	0,64	0,062	0,25	37,6	3,6	164,68
80	552,04	138,01	569,0	0,13	0,06	0,3	236,8	109,3	836,81
ТП 13					0		0,0	0,0	0,00
69,70,71	928,67	185,73	947,1	0,12	0,06	0,22	444,0	222,0	1392,74
60	211,18	42,24	215,4	0,35	0,06	0,2	60,9	10,4	316,71
77	187,69	46,92	193,5	0,35	0,06	0,211	51,8	8,9	284,52
62,64	283,02	56,60	288,6	0,28	0,06	0,3	131,2	28,1	424,45
68	358,75	71,75	365,9	0,18	0,06	0,05	22,6	7,5	538,02
ТП 14					0		0,0	0,0	0,00
66,67	168,09	33,62	171,4	0,44	0,06	0,15	36,4	5,0	252,09
65	358,75	71,75	365,9	0,18	0,06	0,07	31,6	10,5	538,02
59	545,53	109,11	556,3	0,12	0,06	0,213	148,3	74,2	818,13
78	167,60	41,90	172,8	0,44	0,06	0,18	44,3	6,0	254,06
63	109,37	21,87	111,5	0,67	0,06	0,07	10,9	1,0	164,02
61	184,59	36,92	188,2	0,35	0,06	0,12	27,9	4,8	276,83

А5 Расчет сечений 0,4 кВ

	Ррл	Qрл	Срл	I расч	I p max	сечение	Id доп	Марка	U%	г0	x0	cos	sin	L
ТП 1														
1,00	402,64	80,53	410,61	296,68	342,67	240,00	337,00	АВБ6Шв 4х240	1,16	0,13	0,06	0,98	0,20	0,07
4,00	364,55	72,91	371,76	268,62	310,25	185,00	290,00	АВБ6Шв 4х185	4,76	0,17	0,06	0,98	0,20	0,23
26,00	91,42	22,85	94,23	68,09	78,64	35,00	114,00	АВБ6Шв 4х35	2,94	0,92	0,06	0,97	0,24	0,11
2,00	376,20	75,24	383,65	277,21	320,17	185,00	290,00	АВБ6Шв 4х185	3,74	0,17	0,06	0,98	0,20	0,18
ТП 2														
31,00	289,82	95,64	305,19	220,52	254,70	120,00	226,00	АВБ6Шв 4х120	4,34	0,28	0,06	0,95	0,31	0,16
27,00	101,58	25,39	104,70	75,65	87,38	50,00	135,00	АВБ6Шв 4х50	3,64	0,64	0,06	0,97	0,24	0,18
3,40	14,36	77,28	78,60	56,79	65,60	35,00	114,00	АВБ6Шв 4х35	1,16	0,92	0,06	0,18	0,98	0,21
ТП 3														
28,00	167,60	41,90	172,76	124,82	144,17	70,00	165,00	АВБ6Шв 4х70	2,11	0,46	0,06	0,97	0,24	0,09
34,00	71,54	40,78	82,35	59,50	68,72	35,00	114,00	АВБ6Шв 4х35	4,70	0,92	0,06	0,87	0,50	0,22
6,00	358,75	71,75	365,85	264,35	305,32	185,00	290,00	АВБ6Шв 4х185	3,16	0,17	0,06	0,98	0,20	0,16
5,00	358,75	71,75	365,85	264,35	305,32	185,00	290,00	АВБ6Шв 4х185	3,46	0,17	0,06	0,98	0,20	0,17
ТП 4														
9,80	412,73	82,55	420,90	304,12	351,26	240,00	337,00	АВБ6Шв 4х240	3,48	0,13	0,06	0,98	0,20	0,19
44,00	185,99	37,20	189,67	137,05	158,29	95,00	200,00	АВБ6Шв 4х95	3,68	0,35	0,06	0,98	0,20	0,18
37,00	433,35	208,01	480,69	347,32	401,15	300,00	423,00	АПвБ6Шп 4х300	0,74	0,07	0,06	0,90	0,43	0,06
11,00	150,48	30,10	153,46	110,88	128,07	70,00	165,00	АВБ6Шв 4х70	1,55	0,46	0,06	0,98	0,20	0,07
10,42,41	199,01	53,39	206,04	148,88	171,95	95,00	200,00	АВБ6Шв 4х95	6,37	0,35	0,06	0,97	0,26	0,28
ТП 5														
21,36	356,32	98,47	369,68	267,11	308,51	185,00	290,00	АВБ6Шв 4х185	4,15	0,17	0,06	0,96	0,27	0,20
33,85	483,57	271,66	554,65	400,76	462,87	300,00	423,00	АПвБ6Шп 4х300	3,76	0,07	0,06	0,87	0,49	0,24
23,00	179,74	35,95	183,30	132,44	152,97	70,00	165,00	АВБ6Шв 4х70	5,30	0,46	0,06	0,98	0,20	0,20
32,00	358,83	269,12	448,53	324,08	374,32	240,00	337,00	АВБ6Шв 4х240	1,86	0,13	0,06	0,80	0,60	0,10
24,00	240,35	48,07	245,11	177,10	204,56	95,00	200,00	АВБ6Шв 4х95	6,12	0,35	0,06	0,98	0,20	0,23
22,43	465,57	138,18	485,64	350,90	405,28	300,00	423,00	АПвБ6Шп 4х300	3,45	0,07	0,06	0,96	0,28	0,27
ТП 6														
20,00	269,76	53,95	275,10	198,78	229,59	95,00	200,00	АВБ6Шв 4х95	4,12	0,35	0,06	0,98	0,20	0,14
19,00	357,03	112,99	374,48	270,58	312,52	185,00	290,00	АВБ6Шв 4х185	3,37	0,17	0,06	0,95	0,30	0,16
19,00	357,03	112,99	374,48	270,58	312,52	185,00	290,00	АВБ6Шв 4х185	5,05	0,17	0,06	0,95	0,30	0,24

80,00	552,04	138,01	569,03	411,15	474,88	300,00	423,00	АПвБ6Шп 4х300	4,40	0,07	0,06	0,97	0,24	0,30
ТП 13														
69,00	556,07	111,21	567,08	409,74		300,00	423,00	АПвБ6Шп 4х300	0,43	0,07	0,06	0,98	0,20	0,03
70,71	325,67	185,73	374,91	270,89	312,88	185,00	290,00	АББ6Шв 4х185	4,15	0,17	0,06	0,87	0,50	0,20
60,00	211,18	42,24	215,36	155,61	179,73	95,00	200,00	АББ6Шв 4х95	4,78	0,35	0,06	0,98	0,20	0,20
77,00	187,69	46,92	193,47	139,79	161,46	95,00	200,00	АББ6Шв 4х95	4,52	0,35	0,06	0,97	0,24	0,21
62,64	283,02	56,60	288,63	208,54	240,87	120,00	226,00	АББ6Шв 4х120	7,75	0,28	0,06	0,98	0,20	0,30
68,00	358,75	71,75	365,85	264,35	305,32	185,00	290,00	АББ6Шв 4х185	1,02	0,17	0,06	0,98	0,20	0,05
ТП 14														
66,67	168,09	33,62	171,42	123,86	143,06	70,00	165,00	АББ6Шв 4х70	3,72	0,46	0,06	0,98	0,20	0,15
65,00	358,75	71,75	365,85	264,35	305,32	185,00	290,00	АББ6Шв 4х185	1,43	0,17	0,06	0,98	0,20	0,07
59,00	545,53	109,11	556,33	401,97	464,28	300,00	423,00	АПвБ6Шп 4х300	2,98	0,07	0,06	0,98	0,20	0,21
78,00	167,60	41,90	172,76	124,82	144,17	70,00	165,00	АББ6Шв 4х70	4,48	0,46	0,06	0,97	0,24	0,18
63,00	109,37	21,87	111,54	80,59	93,08	50,00	135,00	АББ6Шв 4х50	1,56	0,64	0,06	0,98	0,20	0,07
61,00	184,59	36,92	188,24	136,01	157,10	95,00	200,00	АББ6Шв 4х95	2,51	0,35	0,06	0,98	0,20	0,12

А6 - Расчет токов КЗ на 0,4 кВ

	Хс,мОм	RT,мОм	Хт,мОм	L,м	RO	Х0	R кл	Хкл	Хкл пс	Rкв ав	Хкв ав	Rд	Rконт	Rсум
тп1	1,64	2,0	8,6		0,1	0,06	0,000	0,017	0,140	0,25	0,1	15	0,15	17,5
тп1 к2 к вру	1,64	2,0	8,6	65	0,17	0,059	11,05	3,84	0,140	0,25	0,1	15	0,15	28,6
тп1 к3 от вру	1,64	2,0	8,6	230	0,17	0,059	39,10	13,57	0,140	0,25	0,1	15	0,15	56,6
тп2	1,87	4,6	17,4	200	0,1	0,06	40	0,085	0,140	0,65	0,17	15	0,15	60,5
тп2 к2 к вру	1,87	4,6	17,4	160	0,28	0,06	44,80	9,60	0,140	0,65	0,17	15	0,15	65,5
тп2 к3 от вру	1,87	4,6	17,4	205	0,95	0,06	194,75	12,30	0,140	0,65	0,17	15	0,15	216,1
тп3	1,74	2,0	8,6		0,1	0,06	0,2	0,085	0,140	0,3	0,11	15	0,15	17,7
тп3 к2 к вру	1,74	2,0	8,6	85	0,44	0,06	37,40	5,10	0,140	0,3	0,11	15	0,15	55,2
тп3 к3 от вру	1,74	2,0	8,6	220	0,95	0,06	209,00	13,20	0,140	0,3	0,11	15	0,15	227,4
тп4	1,60	2,0	8,6		0,1	0,06	0,1	0,07	0,140	0,18	0,09	15	0,15	17,5
тп4 к2 к вру	1,60	2,0	8,6	55	0,15	0,06	8,25	3,30	0,140	0,18	0,09	15	0,15	25,7
тп4 к3 от вру	1,60	2,0	8,6	280	0,35	0,06	98,00	16,80	0,140	0,18	0,09	15	0,15	115,6
тп5	1,60	1,0	5,9		0,1	0,06	0,1	0,07	0,140	0,013	0,07	15	0,15	16,4
тп5 к2 к вру	1,60	1,0	5,9	95	0,15	0,06	14,25	5,70	0,140	0,013	0,07	15	0,15	30,6
тп5 к3 от вру	1,60	1,0	5,9	270	0,15	0,06	40,50	16,20	0,140	0,013	0,07	15	0,15	56,8
тп6	1,71	2,0	8,6		0,1	0,06	0,1	0,07	0,140	0,25	0,1	15	0,15	17,6
тп6 к2 к вру	1,71	2,0	8,6	135	0,35	0,06	47,25	8,10	0,140	0,25	0,1	15	0,15	65,0
тп6 к3 от вру	1,71	2,0	8,6	240	0,15	0,06	36,00	14,40	0,140	0,25	0,1	15	0,15	53,5
тп7	1,59	2,0	8,6		0,1	0,06	0,1	0,07	0,140	0,25	0,1	15	0,15	17,6
тп7 к2 к вру	1,59	2,0	8,6	60	0,44	0,06	26,40	3,60	0,140	0,25	0,1	15	0,15	44,2
тп7 к3 от вру	1,59	2,0	8,6	214	0,15	0,06	32,10	12,84	0,140	0,25	0,1	15	0,15	49,6
тп8	1,56	3,1	13,6		0,1	0,06	0,1	0,07	0,140	0,41	0,17	15	0,15	18,8
тп8 к2 к вру	1,56	3,1	13,6	120	0,67	0,06	80,40	7,20	0,140	0,41	0,17	15	0,15	99,7
тп8 к3 от вру	1,56	3,1	13,6	300	0,28	0,06	84,00	18,00	0,140	0,41	0,17	15	0,15	102,9
тп15	1,56	3,1	13,6		0,1	0,06	0,1	0,07	0,140	0,41	0,17	15	0,15	18,8
тп15 к2 к вру	1,56	3,1	13,6	109	0,44	0,06	47,96	6,54	0,140	0,41	0,17	15	0,15	67,0
тп15 к3 от вру	1,56	3,1	13,6	150	0,35	0,06	52,50	9,00	0,140	0,41	0,17	15	0,15	71,5
	Хс,мОм	RT	Хт	L	RO	Х0	R кл	Хкл		Rкв ав	Хкв ав	15	0,15	#3НАЧ!
тп9	1,59	3,1	13,6		0,1	0,06	0,08	0,07	0,168	0,55	0,15	15	0,15	18,9
тп9 к2 к вру	1,59	3,1	13,6	60	0,35	0,06	21,00	3,60	0,168	0,55	0,15	15	0,15	40,1
тп9 к3 от вру	1,59	3,1	13,6	100	0,35	0,06	35,00	6,00	0,168	0,55	0,15	15	0,15	54,1
тп10	1,57	2,0	8,6		0,1	0,06	0,08	0,07	0,168	0,25	0,1	15	0,15	17,5
тп10 к2 к вру	1,57	2,0	8,6	80	0,28	0,06	22,40	4,80	0,168	0,25	0,1	15	0,15	40,0
тп10 к3 от вру	1,57	2,0	8,6	190	0,22	0,06	41,80	11,40	0,168	0,25	0,1	15	0,15	59,4
тп11	1,62	2,0	8,6		0,1	0,06	0,08	0,07	0,168	0,3	0,11	15	0,15	17,6
тп11 к2 к вру	1,62	2,0	8,6	105	0,35	0,06	36,75	6,30	0,168	0,3	0,11	15	0,15	54,5
тп11 к3 от вру	1,62	2,0	8,6	275	0,35	0,06	96,25	16,50	0,168	0,3	0,11	15	0,15	114,0
тп12	1,56	1,0	5,9		0,1	0,06	0,08	0,07	0,168	0,14	0,08	15	0,15	16,5
тп12 к2 к вру	1,56	1,0	5,9	60	0,17	0,059	10,20	3,54	0,168	0,14	0,08	15	0,15	26,7
тп12 к3 от вру	1,56	1,0	5,9	300	0,13	0,06	39,00	18,00	0,168	0,14	0,08	15	0,15	55,5
тп13	1,55	1,0	5,9		0,1	0,06	0,08	0,07	0,168	0,14	0,08	15	0,15	16,5
тп13 к2 к вру	1,55	1,0	5,9	50	0,18	0,06	9,00	3,00	0,168	0,14	0,08	15	0,15	25,5
тп13 к3 от вру	1,55	1,0	5,9	300	0,28	0,06	84,00	18,00	0,168	0,14	0,08	15	0,15	100,6
тп14	1,56	0,9	7,6		0,1	0,06	0,08	0,07	0,168	0,18	0,09	15	0,15	16,5
тп14 к2 к вру	1,56	0,9	7,6	70	0,18	0,06	12,60	4,20	0,168	0,18	0,09	15	0,15	29,1
тп14 к3 от вру	1,56	0,9	7,6	213	0,12	0,06	25,56	12,78	0,168	0,18	0,09	15	0,15	42,0

Хсум	Z,мОм	l по к1 3,А	l а0	l at	T	куд	l уд к 3	Рсум 0	Хсум0	Z0	l по 1	T	куд	l уд
10,54	20,39	11,54	16,32	0,0902	0,0019	1,4	22,8	34,9	17,8	39,2	17,4	0,0016	1,00	24,6
14,36	31,98	7,36	10,41	0,0201	0,0016	1,1	11,4	57,1	25,4	62,5	10,9	0,0014	1,00	15,4
24,09	61,53	3,82	5,41	0,0034	0,0014	1,0	5,4	113,2	44,9	121,8	5,6	0,0013	1,00	7,9
19,73	63,63	3,70	5,23	0,0003	0,0010	1,3	6,8	121,0	35,7	126,2	5,4	0,0009	1,00	7,6
29,24	71,71	3,28	4,64	0,0041	0,0014	1,0	4,6	131,0	54,7	141,9	4,8	0,0013	1,00	6,8
31,94	218,45	1,08	1,52	0,0000	0,0005	1,0	1,5	432,2	60,1	436,4	1,6	0,0004	1,00	2,2
10,72	20,69	11,37	16,08	0,0899	0,0019	1,3	20,9	35,4	18,0	39,7	17,1	0,0016	1,00	24,3
15,73	57,44	4,10	5,79	0,0001	0,0009	1,0	5,8	110,5	28,0	114,0	6,0	0,0008	1,00	8,4
23,83	228,60	1,03	1,46	0,0000	0,0003	1,0	1,5	454,7	44,2	456,8	1,5	0,0003	1,00	2,1
10,54	20,42	11,53	16,30	0,0893	0,0019	1,3	21,2	35,0	17,9	39,3	17,3	0,0016	1,00	24,5
13,77	29,14	8,07	11,42	0,0327	0,0017	1,1	12,6	51,4	24,3	56,8	12,0	0,0015	1,00	16,9
27,27	118,80	1,98	2,80	0,0000	0,0008	1,0	2,8	231,3	51,3	236,9	2,9	0,0007	1,00	4,1
7,85	18,18	12,95	18,31	0,0259	0,0015	1,5	28,0	32,8	12,5	35,1	19,4	0,0012	1,00	27,4
13,48	33,43	7,04	9,95	0,0080	0,0014	1,1	10,9	61,2	23,8	65,6	10,4	0,0012	1,00	14,7
23,98	61,69	3,81	5,39	0,0032	0,0013	1,0	5,4	113,7	44,8	122,2	5,6	0,0013	1,00	7,9
10,66	20,54	11,46	16,20	0,0922	0,0019	1,3	21,1	35,1	17,9	39,4	17,3	0,0016	1,00	24,5
18,69	67,59	3,48	4,92	0,0001	0,0009	1,0	4,9	129,9	34,0	134,3	5,1	0,0008	1,00	7,2
24,99	59,05	3,98	5,63	0,0068	0,0015	1,0	5,6	107,0	46,6	116,7	5,8	0,0014	1,00	8,2
10,54	20,48	11,49	16,25	0,0872	0,0019	1,3	21,1	35,1	17,9	39,4	17,3	0,0016	1,00	24,5
14,07	46,38	5,07	7,17	0,0004	0,0010	1,0	7,2	88,4	25,0	91,8	7,4	0,0009	1,00	10,5
23,31	54,81	4,29	6,07	0,0076	0,0015	1,0	6,1	99,2	43,4	108,3	6,3	0,0014	1,00	8,9
15,63	24,46	9,62	13,60	0,3096	0,0026	1,4	19,0	37,6	28,1	47,0	14,5	0,0024	1,01	20,8
22,76	102,26	2,30	3,25	0,0000	0,0007	1,0	3,3	199,4	42,4	203,8	3,3	0,0007	1,00	4,7
33,56	108,24	2,17	3,07	0,0002	0,0010	1,0	3,1	205,8	64,0	215,5	3,2	0,0010	1,00	4,5
15,63	24,47	9,62	13,60	0,3100	0,0026	1,4	19,0	37,6	28,1	47,0	14,5	0,0024	1,01	20,8
22,10	70,57	3,33	4,72	0,0003	0,0011	1,0	4,7	134,0	41,1	140,2	4,9	0,0010	1,00	6,9
24,56	75,58	3,11	4,40	0,0005	0,0011	1,0	4,4	142,9	46,0	150,2	4,5	0,0010	1,00	6,4
Хсум		l по к1 3			T	куд	l уд к1 3	#ЗНАЧ!	#ЗНАЧ!	Z0	l по 1	T	куд	l уд
15,66	24,58	9,57	13,54	0,3037	0,0026	1,5	20,3	37,9	28,2	47,2	14,4	0,0024	1,0	20,7
19,19	44,47	5,29	7,48	0,0106	0,0015	1,1	8,2	80,2	35,2	87,6	7,8	0,0014	1,0	11,0
21,59	58,26	4,04	5,71	0,0022	0,0013	1,0	5,7	108,2	40,0	115,4	5,9	0,0012	1,0	8,3
10,55	20,46	11,50	16,26	0,0882	0,0019	1,0	16,3	35,1	18,0	39,4	17,3	0,0016	1,0	24,5
15,28	42,85	5,49	7,77	0,0021	0,0012	1,0	7,8	80,1	27,4	84,6	8,0	0,0011	1,0	11,4
21,88	63,28	3,72	5,26	0,0010	0,0012	1,0	5,3	118,7	40,6	125,5	5,4	0,0011	1,0	7,7
10,61	20,53	11,46	16,21	0,0889	0,0019	1,4	22,7	35,2	18,0	39,5	17,2	0,0016	1,0	24,4
16,84	57,04	4,12	5,83	0,0002	0,0010	1,0	5,8	109,0	30,4	113,2	6,0	0,0009	1,0	8,5
27,04	117,16	2,01	2,84	0,0000	0,0008	1,0	2,8	228,0	50,8	233,6	2,9	0,0007	1,0	4,1
7,85	18,27	12,88	18,21	0,0248	0,0015	1,6	29,1	33,0	12,6	35,3	19,3	0,0012	1,0	27,2
11,32	28,99	8,12	11,48	0,0070	0,0014	1,1	12,6	53,4	19,5	56,8	12,0	0,0012	1,0	16,9
25,78	61,15	3,85	5,44	0,0063	0,0015	1,0	5,4	110,9	48,4	121,0	5,6	0,0014	1,0	8,0
7,84	18,27	12,88	18,21	0,0246	0,0015	1,0	18,2	33,0	12,6	35,3	19,3	0,0012	1,0	27,2
10,77	27,68	8,50	12,02	0,0071	0,0013	1,1	13,2	51,0	18,4	54,2	12,5	0,0012	1,0	17,7
25,77	103,85	2,27	3,20	0,0000	0,0008	1,0	3,2	201,2	48,4	207,0	3,3	0,0008	1,0	4,6
9,57	19,04	12,36	17,48	0,0789	0,0019	1,4	24,5	32,9	16,0	36,6	18,6	0,0015	1,0	26,3
13,70	32,13	7,32	10,36	0,0133	0,0015	1,0	10,4	58,1	24,3	63,0	10,8	0,0013	1,0	15,3
22,28	47,51	4,95	7,00	0,0189	0,0017	1,1	7,7	83,9	41,4	93,6	7,3	0,0016	1,0	10,3

А7 - Автоматические выключатели вводов 10кВ

	Срасч 0,4			птр	Ip	Ином рац			I уст	Ктрас		I 1 по	I 3 по	
тп 1	1239,4	251,5	1313,2	2,0	911	1000	ВВ-РА-10-20-1000-У2		0,77	1	0,96	3,1	4,3	20
тп 2	410,1	198,3	434,5	2,0	302	400	ВА57-39-400А		0,77	1	0,96	1,6	1,1	20
тп 3	961,7	226,2	1018,9	2,0	707	800	ВА57-39-800А		0,77	1	0,96	1,6	1,1	20
тп 4	1402,6	418,4	1486,1	2,0	1031	1250	ВА 30-41 3Р 1250А		0,78	2	0,98	1,6	2,2	20
тп 5	2467,7	1130,0	2614,5	2,0	1814	2000	ВА 55-43 2000А		0,77	3	0,96	3,2	4,6	20
ТП 6	1216,9	324,1	1289,3	2,0	895	1000	ВА 5541-1000А		0,77	1	0,96	3,4	4,7	20
ТП 7	1192,9	289,0	1263,8	2,0	877	1000	ВА 5541-1000А		0,77	1	0,96	3,7	5,2	20
ТП 8	769,4	192,7	815,2	2,0	566	630	ВА57-39-630А		0,77	1	0,96	1,7	2,3	20
ТП 15	845,0	183,1	895,3	2,0	621	630	ВА57-39-630А		0,77	1	0,96	2,6	3,5	20
ТП 9	653,6	184,9	692,5	2,0	481	500	ВА57-39-500А		0,81	1	1,01	3,6	4,7	20
ТП 10	1195,5	353,8	1266,6	2,0	879	1000	ВА 5541-1000А		0,77	1	0,96	3,2	4,4	20
ТП 11	1059,4	296,8	1122,4	2,0	779	800	ВА57-39-800А		0,77	1	0,96	1,6	2,2	20
ТП 12	2146,8	480,7	2274,5	2,0	1579	1600	ВА55-43-1600А		0,77	2	0,96	2,9	4,2	20
ТП 13	2013,0	410,4	2132,7	2,0	1480	1600	ВА55-43-1600А		0,77	2	0,96	1,8	2,5	20
ТП 14	1657,0	338,5	1755,6	2,0	1218	1250	ВА 30-41 3Р 1250А		0,78	2	0,98	4,3	6,1	20

А8 - Линейные автоматические выключатели 0,4

	Ирасч А	Ином расчА	Тип АВ	Марка пред-ля
ТП 1				
1	296,7	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
4	268,6	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
26	68,1	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
2	277,2	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 2				
31	220,5	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
27	75,7	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
3, 40	56,8	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 3				
28	124,8	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
34	59,5	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
6	264,3	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
5	264,3	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 4				
9,8	304,1	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
44	137,0	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
37	347,3	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
11	110,9	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
10,42,41	148,9	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 5				
21,36	267,1	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
33,85	400,8	630	ВА53-41-630А	ПНБ5-630А-УХЛ4
23	132,4	160	ВА04-36-160А	ПНБ5-160А-УХЛ4
32	324,1	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
24	177,1	200	ВА04-36-200А	ПНБ5-200А-УХЛ4
22,43	350,9	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 6				
20	198,8	200	ВА04-36-200А	ПНБ5-200А-УХЛ4
19	270,6	400	ВА04-36-400А	ПНБ5-400А-УХЛ4

19	270,6	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 7				
19	416,3	630	BA53-41-630A	ПНБ5-630А-УХЛ4
30	124,8	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
17,18	172,7	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
ТП 8				
16	172,5	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
14,15	214,8	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
13	110,9	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
39,35	75,4	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 15				
29	124,8	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
12	331,2	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
7,38	166,6	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
КВАРТАЛ М				
ТП9				
58	150,9	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
56,55	185,9	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
76	156,0	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
ТП 10				
54	177,1	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
53,75	234,1	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
79,82	268,8	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
52	225,8	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 11				
46,45	185,2	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
84	246,6	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
48,47	184,3	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
50,49	179,7	200	BA04-36-200A	ПНБ5-200А-УХЛ4
ТП 12				
51	300,3	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
83	370,0	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
74,73	421,7	630	BA53-41-630A	ПНБ5-630А-УХЛ4
57,81,72	80,9	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
80	411,1	630	BA53-41-630A	ПНБ5-630А-УХЛ4
ТП 13				
69	409,7	630	BA53-41-630A	ПНБ5-630А-УХЛ4
70,71	270,9	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
60	155,6	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
77	139,8	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
62,64	208,5	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
68	264,3	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
ТП 14				
66,67	123,9	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
65	264,3	400	BA04-36-400A	ПНБ5-400А-УХЛ4
59	402,0	630	BA53-41-630A	ПНБ5-630А-УХЛ4
78	124,8	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
63	80,6	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4
61	136,0	160	BA04-36-160A	ПНБ5-160А-УХЛ4

А9 - Расчет мощности трансформаторов и их потерь

	Ррл	Qрл	Spл	St	Ст ном	Кз п/а	Тран-р	tgр	Qk	Qk1	Qнеск	QкУ	АКУРМ
тп 1	1239,4	251,5	1252,8	894,8392449	1000	0,63	ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	0,20	-182,3	-91,1	0	-100	
тп 2	410,1	198,3	455,5	325,3647138	400	0,51	ТМГ11-400/10/0,4 Д/УН-11	0,48	54,8	27,4	38	30	60-20
тп 3	961,7	226,2	968,0	691,4278715	1000	0,49	ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	0,24	-110,4	-55,2	0	-61	
тп 4	1387,7	411,2	1389,7	992,6536033	1000	0,72	ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	0,30	-74,5	-37,2	0	-41	
тп 5	2148,6	895,4	2153,4	1538,154926	1600	0,69	ТМГ21-1600/10/0,4 У/УН-0	0,42	143,4	71,7	545	79	150-25
тп 6	1216,9	324,1	1221,2	872,2619233	1000	0,63	ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	0,27	-101,8	-50,9	0	-56	
тп 7	999,0	289,0	1000,8	714,885298	1000	0,52	ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	0,29	-60,7	-30,3	0	-33	
тп 8	769,4	192,7	773,2	552,318065	630	0,63	ТМГ21-630/10/0,4 У/УН-0	0,25	-76,6	-38,3	0	-42	
тп 15	845,00	183,13	852,48	608,91	630	0,69	ТМГ21-630/10/0,4 У/УН-0	0,22	-112,6	-56,3	0	-62	
тп 9	653,6	184,9	655,1	467,8942377	630	0,54	ТМГ21-630/10/0,4 У/УН-0	0,28	-43,9	-21,9	0	-24	
тп 10	1195,5	353,8	1197,3	855,1877871	1000	0,62	ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	0,30	-64,7	-32,3	0	-36	
тп 11	1059,4	296,8	1062,0	758,5751736	1000	0,55	ТМГ21-1000/10/0,4 Д/УН-11	0,28	-74,0	-37,0	0	-41	
тп 12	2146,8	480,7	2163,8	1545,546599	1600	0,69	ТМГ21-1600/10/0,4 У/УН-0	0,22	-270,7	-135,3	0	-149	
тп 13	2013,0	410,4	2034,4	1453,118821	1600	0,64	ТМГ21-1600/10/0,4 У/УН-0	0,20	-294,1	-147,1	0	-162	
тп 14	1657,0	338,5	1674,5	1196,105116	1250	0,68	ТМГ21-1250/10/0,4 У/УН-11	0,20	-241,5	-120,7	0	-133	

	Ст ном	ΔPx	ΔPk	ΔQx	ΔQk	Ixx	Uk	ΔPt	ΔQt	U%
тп 1	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	5,94	42,0	5,5
тп 2	400	0,83	5,4	8,4	18	2,1	4,5	2,26	13,2	4,5
тп 3	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	4,13	33,4	5,5
тп 4	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	7,38	48,8	5,5
тп 5	1600	2,05	16,75	32	96	2	6	10,09	78,1	6
тп 6	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	5,90	41,8	5,5
тп 7	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	4,44	34,9	5,5
тп 8	630	1,03	7,45	12,6	34,65	2	5,5	3,98	26,3	4,5
тп 15	630	1,03	7,45	12,6	34,65	2	5,5	4,54	28,9	4,5
тп 9	630	1,03	7,45	12,6	34,65	2	5,5	3,19	22,7	4,5
тп 10	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	5,81	41,4	5,5
тп 11	1000	1,3	11,6	20	55	2	5,5	4,81	36,6	5,5
тп 12	1600	2,05	16,75	32	96	2	6	9,97	77,4	6
тп 13	1600	2,05	16,75	32	96	2	6	8,95	71,6	6

А10 – Расчет потококораздела и выбор сечений линий 10 кВ

ОТКЛ РП-10			ОТКЛ РП-14		макс	Q	S	Ip	сечение	r0	x0	L	U%	cos	sin	
9-14	6478,5	1671,5	9-14	0,0	1,0	1671,5	6690,7	393,6	Кабель АПвПу 3х300/35	456,0	0,1	0,3	0,3	1,0	0,2	
14-13	5149,1	1366,7	14-13	1329,4	304,8	1366,7	5327,4	313,4	кабель АПвП 3х185/25	338,0	0,2	0,1	0,3	0,2	1,0	0,3
13-12	3534,2	996,6	13-12	2944,3	674,9	996,6	3672,1	216,0	Кабель АПвП 3х150/25	300,0	0,2	0,1	0,3	0,3	1,0	0,3
12-11	1812,0	568,0	12-11	4666,6	1103,6	1103,6	4795,3	282,1	Кабель АПвП 3х150/25	300,0	0,2	0,1	0,2	0,2	1,0	0,2
11-10	1200,9	384,7	11-10	5517,8	1363,8	1363,8	5683,8	334,3	Кабель АПвП 3х240/25	392,0	0,1	0,1	0,2	0,2	1,0	0,2
10-9	0,0	1,0	10-9	6478,5	1671,5	1671,5	6690,7	393,6	Кабель АПвПу 3х300/35	456,0	0,1	0,3	0,3	1,0	0,2	
ГЕ						Q	S		сечение							
РП-2	0,0	0,0	РП-2	2173,0	569,2	569,2	2246,3	132,1	Кабель АПвП 3х70/16	193,0	0,4	0,1	0,5	0,5	1,0	0,3
2-1	457,2	231,9	2-1	1807,2	383,7	383,7	1847,5	108,7	Кабель АПвП 3х70/16	193,0	0,4	0,1	0,2	0,2	1,0	0,2
1-3	1380,5	447,8	1-3	990,7	151,7	447,8	1451,3	85,4	Кабель АПвП 3х70/16	193,0	0,4	0,1	0,4	0,2	1,0	0,3
3-РП	2173,0	569,2	3-РП	0,0	1,0	569,2	2246,3	132,1	Кабель АПвП 3х70/16	193,0	0,4	0,1	0,7	0,7	1,0	0,3
									сечение							
рп2-4	6371,6	2193,4	рп2-4	0,0	1,0	2193,4	6738,6	396,4	Кабель АПвПу 3х300/35	456,0	0,1	0,1	0,4	0,4	0,9	0,3
4-5	5210,1	1830,7	4-5	1451,8	453,4	1830,7	5522,4	324,8	Кабель АПвП 3х185/25	338,0	0,2	0,1	0,4	0,4	0,9	0,3
5-6	3229,4	872,9	5-6	3142,2	1320,5	872,9	3345,3	196,8	Кабеля АПвП 3х150/25	300,0	0,2	0,1	0,7	0,5	1,0	0,3
6-7	2253,0	588,7	6-7	4118,7	1604,7	1604,7	4420,2	260,0	Кабеля АПвП 3х150/25	300,0	0,2	0,1	0,3	0,3	0,9	0,4
7-8	1295,8	333,1	7-8	5075,8	1860,4	1860,4	5406,0	318,0	Кабеля АПвП 3х185/25	338,0	0,2	0,1	0,2	0,2	0,9	0,3
8-15	847,8	204,1	8-15	5693,3	2030,2	2030,2	6044,5	355,6	Кабель АПвП 3х240/25	392,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,9	0,3
15-РП1	0,0	1,0	15-РП1	6371,6	2193,4	2193,4	6738,6	396,4	Кабель АПвПу 3х300/35	456,0	0,1	0,1	0,6	0,6	0,9	0,3

А11 – Расчет токов КЗ 10 кВ

КЗ 10	r0	x0	L	Rл	Xл	Z	I3	Xс	Xтр	U%	St ном	I2	Ta	Kуд	iуд	Bк	Bк ном
тп 1	0,443	0,086	0,2	0,089	0,157	1,124	5,40	1,02	0,006	5,5	1000	4,59	0,04	1,8	13,7	1,8	400
тп 2	0,443	0,086	0,5	0,222	0,183	1,265	4,80	1,02	0,011	4,5	400	4,08	0,02	1,6	10,6	0,9	400
тп 3	0,443	0,086	0,35	0,155	0,170	1,191	5,09	1,02	0,006	5,5	1000	4,33	0,02	1,7	12,0	1,2	400
тп 4	0,12	0,07	0,4	0,048	0,168	1,085	5,59	1,02	0,006	5,5	1000	4,75	0,08	1,9	14,9	3,1	400
тп 5	0,167	0,079	0,35	0,058	0,168	1,094	5,55	1,02	0,004	6	1600	4,72	0,06	1,9	14,6	2,6	400
тп 6	0,206	0,074	0,65	0,134	0,188	1,174	5,17	1,02	0,006	6	1000	4,40	0,03	1,7	12,5	1,3	400
тп 7	0,206	0,074	0,26	0,054	0,159	1,090	5,57	1,02	0,006	6	1000	4,73	0,07	1,9	14,7	2,8	400
тп 8	0,167	0,079	0,175	0,029	0,154	1,066	5,69	1,02	0,007	4,5	630	4,84	0,13	1,9	15,5	4,8	400
ТП 15	0,129	0,075	0,171	0,022	0,153	1,059	5,73	1,02	0,007	4,5	630	4,87	0,17	1,9	15,7	6,2	400
ТП9	0,12	0,07	0,28	0,034	0,188	1,076	5,64	1,02	0,007	4,5	630	4,80	0,12	1,9	15,3	4,3	400
ТП 10	0,167	0,079	0,25	0,042	0,188	1,082	5,61	1,02	0,006	5,5	1000	4,77	0,09	1,9	15,0	3,5	400
ТП 11	0,206	0,074	0,34	0,070	0,193	1,111	5,46	1,02	0,006	5,5	1000	4,64	0,06	1,8	14,2	2,2	400
ТП 12	0,206	0,074	0,175	0,036	0,181	1,074	5,65	1,02	0,004	6	1600	4,80	0,11	1,9	15,3	4,0	400
ТП 13	0,129	0,075	0,22	0,028	0,185	1,067	5,69	1,02	0,004	6	1600	4,84	0,14	1,9	15,5	5,0	400
ТП 14	0,12	0,07	0,28	0,034	0,188	1,074	5,65	1,02	0,005	6	1250	4,81	0,11	1,9	15,3	4,3	400

А12 – Выбор выключателей

	I3	Ta		Bк	F	Втерм
тп 1	5,454	0,051	0,560	18,174	1,419	400
тп 2	4,847	0,017	0,560	13,558	1,226	400
тп 3	5,146	0,030	0,560	15,614	1,315	400
тп 4	5,659	0,039	0,560	19,170	1,457	400
тп 5	5,614	0,059	0,560	19,508	1,470	400
тп 6	5,235	0,201	0,560	20,853	1,520	400
тп 7	5,629	0,076	0,560	20,149	1,494	400
тп 8	5,753	0,127	0,560	22,729	1,587	400
ТП 15	5,792	0,022	0,560	19,537	1,471	400
ТП 9	5,728	0,016	0,560	18,888	1,447	400
ТП 10	5,693	0,110	0,560	21,729	1,552	400
ТП 11	5,546	0,161	0,560	22,168	1,567	400
ТП 12	5,734	0,075	0,560	20,880	1,521	400
ТП 13	5,776	0,104	0,560	22,141	1,566	400
ТП 14	5,741	0,098	0,560	21,697	1,551	400

А13 – Выбор предохранителей 10 кВ

	Ст ном	Иг ном	Марка	И пв	
тп 1	1000	56	ПКТ-103-10-160-20-У3	160	112
тп 2	400	22	ПКТ102–10У3	50	45
тп 3	1000	56	КТ-103-10-160-20-У3	160	112
тп 4	1000	56	КТ-103-10-160-20-У3	160	112
тп 5	1600	90	ПКТ 104-10-200-12,5 УХЛБ	200	179
тп 6	1000	56	ПКТ-103-10-160-20-У3	160	112
тп 7	1000	56	ПКТ-103-10-160-20-У3	160	112
тп 8	630	35	ПКТ102–10У3	80	71
ТП 15	630	35	ПКТ102–10У3	80	71
ТП 9	630	35	ПКТ102–10У3	80	71
ТП 10	1000	56	ПКТ-103-10-160-20-У3	160	112
ТП 11	1000	56	ПКТ-103-10-160-20-У3	160	112
ТП 12	1600	90	ПКТ 104-10-200-12,5 УХЛБ	200	179
ТП 13	1600	90	ПКТ 104-10-200-12,5 УХЛБ	200	179
ТП 14	1250	70	ПКТ-103-10-160-20-У3	160	140

А14 – Расчет экономических показателей

Рек				Было		
тп 1	1000	993 300,00 Р		тп 1	630	877 800,00 Р
тп 2	400	773 850,00 Р		тп 2	630	877 800,00 Р
тп 3	1000	993 300,00 Р		тп 3	630	877 800,00 Р
тп 4	1000	993 300,00 Р		тп 4	630	877 800,00 Р
тп 5	1600	1 131 000		тп 5	630	877 800,00 Р
тп 6	1000	993 300,00 Р		тп 6	630	877 800,00 Р
тп 7	1000	993 300,00 Р		тп 7	630	877 800,00 Р
тп 8	630	877 800,00 Р		тп 8	630	877 800,00 Р
ТП 15	630	877 800,00 Р		ТП 15	630	877 800,00 Р
ТП9	630	877 800,00 Р		ТП9	400	773 850,00 Р
ТП 10	1000	993 300,00 Р		ТП 10	630	877 800,00 Р
ТП 11	1000	993 300,00 Р		ТП 11	630	877 800,00 Р
ТП 12	1600	1 131 000		ТП 12	630	877 800,00 Р
ТП 13	1600	1 131 000		ТП 13	630	877 800,00 Р
ТП 14	1250	1 023 000		ТП 14	630	877 800,00 Р

Ктр	10 360 350,00 Р
Ктрсум	16 058 542,50 Р
Иам	642 341,70 Р
Итехн	594 166,07 Р

Ктр	13 063 050,00 Р
Ктрсум	20 247 727,50 Р
Иам	809 909,10 Р
Итехн	749 165,92 Р