

Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция систем электроснабжения города ограниченного
улицами: Амурская, Шимановского, Театральная, Ленина.

Исполнитель
студент группы 242-об4

подпись, дата

М.В. Беленченков

Руководитель
доцент

подпись, дата

И.В. Наумов

Нормоконтроль
доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2016г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы:

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы:

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Курсовой проект содержит 99 с., 6 рисунков, 123 формул, 22 таблицы, 12 использованных источников.

ВВОДНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ГОРОДСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ.

В данной курсовой работе была спроектирована схема электроснабжения района города Благовещенска.

Цель работы – разработать наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант, в котором возможно применить перспективу развития промышленного предприятия.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: разработка схемы электроснабжения района города Благовещенска, выбор необходимого высоковольтного и низковольтного оборудования, провезти расчет технико-экономических показателей проекта, выбор уставок РЗА, а так же построение карту селективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Краткая характеристика жилого района	8
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	9
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	9
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	9
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	11
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	11
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	11
2.2.3 Расчет осветительной нагрузки	22
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	23
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	25
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	26
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	30
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	32
4 Выбор схемы и конструкции ТП	34
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	35
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	40
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	40
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	41
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	42
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	42
6.5 Расчет электрических нагрузок РП	44
7 Выбор схемы и конструкции РП	47
8 Расчет токов КЗ	48
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	48
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	50

9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	54
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	55
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	56
11.1	Выбор и проверка выключателей	56
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	58
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	62
11.4	Выбор и проверка сборных шин	63
11.5	Выбор комплектных распределительных устройств	66
11.6	Выбор и проверка предохранителей	67
11.7	Выбор и проверка автоматических выключателей	69
12	Согласование защит и карта селективности	71
13	Релейная защита и автоматика	72
13.1	Основные требования и особенности выполнения защит в городских электросетях	72
13.2	Защита электрических сетей напряжением 0.38 кВ	72
13.3	Защита распределительных сетей 10 кВ	73
13.3.1	Расчёт максимальной токовой отсечки	74
13.3.2	Расчёт токовой отсечки	75
13.4	Автоматический ввод резерва	76
13.5	Автоматическое повторное включение	77
14	Заземление и молниезащита	79
14.1	Расчёт заземления распределительной подстанции	79
14.2	Расчёт молниезащитных устройств	88
15	Расчёт емкостных токов на землю	92
16	Технико-экономические показатели проекта	94
16.1	Расчёт капиталовложений	94
16.1.1	Расчёт капиталовложений на сооружение питательных линий	94
16.1.2	Расчёт капиталовложений оборудования	94
16.2	Расчёт эксплуатационных затрат	95
16.3	Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии	96

16.4 Техничко-экономические показатели проекта	97
Заключение	98
Библиографический список	99

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

РП – распределительный пункт;

Руб. - рубли

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

Тыс. руб. - тысячи рублей

Чел. – человек;

ЭП – электроприёмник;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КРМ – компенсация реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей в данном курсовом проекте является создание наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимально выбрать число и мощность трансформаторов в КТП, средств КРМ, сечения кабелей. В результате чего снижаются затраты при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории города и предназначенных для его потребителей. Для питания потребителей, расположенных на территории городов, создаются специальные электрические сети, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в больших городах. В настоящее время такие сети образуют специфические системы электроснабжения городов.

Вследствие развития промышленной, селитебной, коммунально – складской и внешне транспортной зоны, возникает проблема рационального построения городских систем электроснабжения, в результате чего, происходит расширение электрических сетей, расположенных на территории городов, предназначенных для электроснабжения их потребителей.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Город Благовещенск – крупный административный и промышленный центр Амурской области, располагается на юге Амурской области. По численности населения город относится к группе крупных городов. Климат отличается резкой континентальностью и неравномерностью выпадения осадков. Основные характеристики климатических условий г. Благовещенск: температура при гололеде -10; район по гололёду 2; толщина стенки гололёда 10 мм; район по ветру 2; среднегодовая температура воздуха +5 °С; температурный максимум +40 °С; температурный минимум -45 °С; число грозных часов в год 34; степень загрязнения атмосферы 1; высота снежного покрова, макс/средняя, 35/10 см.

Квартальный район, ограниченный улицами Амурская-Шимановского-Ленина-Театральная расположен на некотором удалении от центра города Благовещенска и является одной из его селитебных зон. Естественно, это благотворно влияет на экологию района: экологическая обстановка здесь в несколько раз лучше, чем в центральном районе города. Поэтому в последнее время проявляется повышенный интерес жителей к проживанию за пределами центральных районов города, в селитебных зонах.

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Застройка многоэтажная. По категории надёжности электроснабжения преобладают потребители II и III категории.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

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

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, [3];
 n - количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.л} + P_{стм}, \quad (2)$$

где $P_{р.л}$ - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;
 $P_{стм}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (3)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется зависимостью от количества лифтов, [3];

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном курсовом проекте принимаем равной 8 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (4)$$

где P_{CTVi} – мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

n – количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

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

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников [3].

Рассмотрим пример расчета здания №26.

$$P_{кв} = 1,92 \cdot 72 = 138,24 \text{ кВт}$$

$$P_{p.l} = 0,8 \cdot \sum_{i=1}^2 8 + 8 = 12,8 \text{ кВт}$$

$$P_{cmy} = 1 \cdot \sum_{i=1}^2 5 + 5 = 10 \text{ кВт}$$

$$P_{p.ж.д} = 138,24 + 0,9 \cdot (10 + 12,8) = 158,76 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя, [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей, расположенных в жилых домах определяется по выражению:

$$P_{\text{общ.зд}} = P_{\text{ж.кв}} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i, \quad (6)$$

где $P_{\text{ж.кв}}$ - максимальная нагрузка жилого здания (или помещения в здании), кВт;

P_i - нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{\text{р.общ.зд}} = P_{\text{уд.общ.зд}} \cdot n, \quad (7)$$

где $P_{\text{уд.общ.зд}}$ - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [3];

n - количественный показатель, учащийся, место, кв. метры.

Рассмотрим пример для расчета электрической нагрузки продовольственного магазина встроенного в здание № 14.

$$P_{\text{р.общ.зд}} = 0,25 \cdot 200 = 50 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка продовольственного магазина кВт/м² [3];

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок ограниченного улицами Амурская-Шимановского-Ленина-Театральная

№	Объект	P _{уд}	n	P	tg	Q	P _{зд max}	Q _{зд max}	S
1	Жилый дом 3эт 2подъезда СТУ	1,65	18	29,7	0,29	8,613	38,7	15,363	41,63
		5	2	10	0,75	7,5			
2	Жилой дом 2эт 1 подъезд СТУ Салон Красоты	5,2	8	41,6	0,2	8,32	58,1	14,695	59,93
		5	1	5	0,75	3,75			
		1,5	10	15	0,25	3,75			
3	Жилой дом 5эт 4подъезда СТУ Учебный центр	1	66	66	0,29	19,14	87,3	32,115	92,67
		5	4	17	0,75	12,75			
		0,75	20	15	0,25	3,75			
4	Жилой дом 5эт 6 подъездов СТУ Прод.Магазин	0,82	118	96,76	0,29	28,06 04	155,3 2	71,980 4	171,1 8
		5	6	23,4	0,75	17,55			
		0,25	250	62,5	0,75	46,87 5			
5	Жилой дом 2эт 2 подъезда СТУ	6,4	10	64	0,2	12,8	73	19,55	75,57
		5	2	10	0,75	7,5			
6	Детский сад	0,46	200	92	0,25	23	92	23	94,83
7	Офисное здание	0,054	200 0	108	0,57	61,56	108	61,56	124,3 1

Продолжение таблицы

8	Жилой дом 5эт 3 подъезда	1,05	60	63	0,29	18,27	75,15	27,382 5	79,98
	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,12 5			
9	Жилой дом 5эт 3 подъезда	1,05	60	63	0,29	18,27	64,21 5	27,382 5	69,81
	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,12 5			
10	Жилой дом 5эт 4 подъезда	0,95	75	71,25	0,29	20,66 2	72,78	32,137 5	79,56
	СТУ	5	4	17	0,75	12,75			
11	Жилой дом 5эт 6 подъездов	2,1	60	126	0,29	36,54	128,1 0	52,335	138,3 8
	СТУ	5	6	23,4	0,75	17,55			
12	Жилой дом 5эт 3 подъезда	2,05	64	131,2	0,2	26,24	221,9 5	94,302 5	241,1 5
	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,12 5			
	Прод.Магазин	0,25	524	131	0,75	98,25			
13	Жилой дом 5эт 3 подъезда	1,05	60	63	0,29	18,27	75,15	27,382 5	79,98
	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,12 5			
14	Торговое здание	0,16	150 0	240	0,48	115,2	240	115,2	266,2 1
15	Жилой дом 5эт 5 подъезда	2	67	134	0,2	26,8	164	43,3	169,6 2
	СТУ	5	5	20	0,75	15			

Продолжение таблицы

	Парикмахерская	1,5	10	15	0,25	3,75			
16	Гараж	0,5	8	4	0,25	1	4	1	4,123
17	Гараж	0,5	5	2,5	0,25	0,625	2,5	1	4,123
18	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,85	100	85	0,29	24,65	103	38,15	109,83
		5	5	20	0,75	15			
19	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,85	100	85	0,29	24,65	103	38,15	109,83
		5	5	20	0,75	15			
20	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,85	100	85	0,29	24,65	103	38,15	109,83
		5	5	20	0,75	15			
21	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,86	96	82,56	0,2	16,512	102,57528	30,979	107,15
		5	5	20	0,75	15			
	Банковский отдел	0,054	62,2	3,3588	0,48	1,6122			
22	Жилой дом 5эт 4 подъезда СТУ	0,95	79	75,05	0,2	15,01	91,8242	27,192	95,73
		5	4	17	0,75	12,75			
	Юрид.Центр	0,054	45,5	2,457	0,48	1,1793			
23	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,85	100	85	0,29	24,65	103	38,15	109,83
		5	5	20	0,75	15			

Продолжение таблицы

24	Жилой дом 5эт 5 подъезда	0,85	100	85	0,29	24,65	103	38,15	109,83
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
25	Жилой дом 5эт 3 подъезда	1,05	60	63	0,29	18,27	75,15	27,38	79,98
	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,125			
26	Жилой дом 5эт 5 подъезда	1,5	97	145,5	0,2	29,1	181,8808	48,77	188,30
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
	Аптека	0,14	78,4	10,976	0,43	4,7196			
	Парикмахерская	1,5	8	12	0,25	3			
27	Офисное здание	0,054	400	21,6	0,57	12,312	21,6	12,312	24,86
28	Жилой дом 5эт 4 подъезда	1,03	56	57,68	0,2	11,536	307,625	198,99	366,38
	СТУ	5	4	17	0,75	12,75			
	Прод.Магазин	0,25	1564	391,07	0,75	293,30			
29	Гараж	0,5	8	4	0,25	1	4	1	4,123
30	Гараж	0,5	8	4	0,25	1	4	1	4,123
31	Гараж	0,5	8	4	0,25	1	4	1	4,123
32	Торговый центр	0,16	1200	192	0,48	92,16	192	92,16	212,97
33	Торговое здание	0,16	432	69,12	0,48	33,177	69,12	33,1776	76,67

Продолжение таблицы

34	Жилой дом 5эт 6 подъезда	2	63	126	0,2	25,2	156,3 97	45,067	162,7 6
	СТУ	5	6	23,4	0,75	17,55			
	Аптека	0,14	73	10,22	0,43	4,394 6			
	Почта	0,043	45	1,935	0,48	0,928 8			
35	Жилой дом 5эт 4 подъезда	2,3	77	177,1	0,2	35,42	202	49,295	207,9 2
	СТУ	5	4	17	0,75	12,75			
	Парикмахерская	1,5	8	12	0,25	3			
36	Жилой дом 5эт 6 подъезда	0,9	89	80,1	0,29	23,22 9	102,4 624	39,649	109,8 6
	СТУ	5	6	23,4	0,75	17,55			
	Ломбард	0,054	40, 2	2,170 8	0,48	1,041 9			
37	Жилой дом 5эт 6 подъезда	1	70	70	0,29	20,3	91,06	36,095	97,95
	СТУ	5	6	23,4	0,75	17,55			
38	Жилой дом 5эт 5 подъезда	0,96	74	71,04	0,29	20,60 1	110,0 7	49,87	120,8 4
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
	Прод.Магазин	0,25	140, 2	35,05	0,75	26,28 7			
39	Жилой дом 5эт 3 подъезда	1,05	58	60,9	0,29	17,66 1	83,50 5	34,614	90,39
	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,12 5			

Продолжение таблицы

	Прод.Магазин	0,25	69,7	17,425	0,75	13,068			
40	Жилой дом 5эт 5 подъезда	1	69	69	0,29	20,01	98,001	38,790	105,39
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
	Бытовой магазин	0,16	114,6	18,336	0,48	8,8012			
41	Жилой дом 5эт 2 подъезда	1,1	64	70,4	0,29	20,416	79,4	27,166	83,91
	СТУ	5	2	10	0,75	7,5			
42	Жилой дом 5эт 7 подъезда	0,83	120	99,6	0,29	28,884	123,54	46,839	132,12
	СТУ	5	7	26,6	0,75	19,95			
43	Жилой дом 5эт 5 подъезда	0,85	100	85	0,29	24,65	103	38,15	109,83
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
44	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,15
45	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,15
46	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,15
47	Гараж	0,5	40	20	0,25	5	20	5	20,61
48	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,15
49	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,15
50	Офисное здание	0,054	3000	162	0,48	77,76	162	77,76	179,69
51	Жилой дом 5эт бподъезда	2	68	136	0,2	27,2	181,06	48,995	187,57
	СТУ	5	6	23,4	0,75	17,55			
	Парикмахерская	1,5	20	30	0,25	7,5			
52	Жилой дом 5эт 6 подъезда	2,3	75	172,5	0,2	34,5	198,36	52,599	204,9
	СТУ	5	6	23,4	0,75	17,55			
	Быт.Магазин	0,16	50	8	0,48	3,84			

Продолжение таблицы

53	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,95	75	71,25	0,29	20,66 2	89,25	34,162	95,56
		5	5	20	0,75	15			
54	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,95	75	71,25	0,29	20,66 2	89,25	34,162	95,56
		5	5	20	0,75	15			
55	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,95	75	71,25	0,29	20,66 2	89,25	34,162	95,56
		5	5	20	0,75	15			
56	Жилой дом 5эт 5 подъезда СТУ	0,95	73	69,35	0,2	13,87	88,06 2	27,712	92,24 9
		5	5	20	0,75	15			
	Нотариус	0,054	22	1,188	0,48	0,570 2			
57	Жилой дом 16эт 2 подъезда 4лифтов СТУ Общепит(б иено) Общепит(Пр-нт) Прод.Мага зин х2 Непрод.Магазин(эл)х 2 Непрод.Магазин(Ц)х 2	1,43	151	215,9 3	0,2	43,18 6	426,7 3	93,326	440,4 6
		5	2	10	0,75	7,5			
		1,04	100	104	0,2	20,8			
		1,04	120	124,8	0,2	24,96			
		0,25	60	15	0,75	11,25			
		0,16	50	8	0,48	3,84			
		0,16	50	8	0,48	3,84			
58	Поликлиника 5эт	0,36	500	180	0,43	77,4	180	77,4	195,9 3
59	Жилой дом 4эт 3 подъезда	2,7	36	97,2	0,2	19,44	125,6 9	36,40	130,8 6

Продолжение таблицы

	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,12 5			
	Офисы	0,054	504 ,6	27,24 84	0,48	13,07 9232			
60	Офисное здание 5эт	0,054	425 0	229,5	0,48	110,1 6	229,5	110,16	254,5 6
61	гараж	0,5	3	1,5	0,25	0,375	1,5	0,375	1,54
62	гараж	0,5	15	7,5	0,25	1,875	7,5	1,875	7,73
63	гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,15
64	гараж	0,5	2	1	0,25	0,25	1	0,25	1,03
65	гараж	0,5	5	2,5	0,25	0,625	2,5	0,625	2,577
66	гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,154
67	Жилой дом бэт 6 подъезда	2,1	62	130,2	0,2	26,04	184,6 8	57,88	193,5 4
	СТУ	5	6	23,4	0,75	17,55			
	Непрод.М агазин(эл)	0,16	121 ,4	19,42 4	0,48	9,323 52			
	Непрод.М агазин(Кн)	0,16	226 ,8	36,28 8	0,48	17,41 824			
68	Жилой дом бэт 4 подъезда	2,1	62	130,2	0,2	26,04	195,9	59,187	204,6 4
	СТУ	5	4	17	0,75	12,75			
	Лечебный центр	0,36	200	72	0,43	30,96			
69	Жилой дом 2эт 3 подъезда	4,3	12	51,6	0,2	10,32	63,75	19,43	67,60
	СТУ	5	3	13,5	0,75	10,12 5			
70	Жилой дом 3эт 2 подъезда	3,7	18	66,6	0,2	13,32	75,6	20,07	78,21
	СТУ	5	2	10	0,75	7,5			
71	Жилой дом 5эт 4 подъезда	0,95	75	71,25	0,29	20,66 2	86,55	32,137 5	92,32
	СТУ	5	4	17	0,75	12,75			

Продолжение таблиц

72	Прод.Магин	0,25	720	180	0,75	135	180	135	225
73	Гостиничный комплекс 5эт	0,46	245	112,7	0,62	69,874	112,7	69,874	132,60
74	Общепит Прачечная	1,04	365	379,6	0,2	75,92	271,16	57,908	277,27
		0,075	121	9,075	0,75	6,806			
75	Общежитие 5эт	0,46	650	299	0,62	185,38	299	185,38	351,80
76	Жилой дом 5эт 5 подъезда	0,85	97	82,45	0,29	23,910	127,42	52,838	137,94
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
	Прод.Магазин	0,25	115,8	28,95	0,75	21,712			
	Парикмахерская	1,5	8	12	0,25	3			
77	Жилой дом 13эт 8 подъезда 8лифтов	1,43	149	213,07	0,2	42,614	732,622	154,00	752,8
	СТУ	5	8	30	0,75	22,5			
	Общепит(FT)	1,04	400	416	0,2	83,2			
	Общепит(SC)	1,04	200	208	0,2	41,6			
	Непрод.Магазин(Ш)	0,16	39,6	6,336	0,48	3,04128			
	Непрод.Магазин(эл)	0,16	42,4	6,784	0,48	3,25632			
78	Общежитие 5эт	0,46	300	138	0,62	85,56	138	85,56	162,37
79	Общежитие 5эт	0,46	350	161	0,62	99,82	161	99,82	189,43
80	Гараж	0,5	2	1	0,25	0,25	1	0,25	1,03
81	Гараж	0,5	5	2,5	0,25	0,625	2,5	0,625	2,57
82	Гараж	0,5	5	2,5	0,25	0,625	2,5	0,625	2,57
83	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,13
84	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,13

Продолжение таблицы

85	Гараж	0,5	3	1,5	0,25	0,375	1,5	0,375	1,54
86	Жилой дом 5эт 5 подъезда	2,3	48	110,4	0,2	22,08	133,3 248	37,943	138,6 1
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
	Офисы	0,054	152	8,208	0,48	3,939 8			
87	Торговое Зданиебэт	0,16	150 0	240	0,48	115,2	240	115	266,1 3
88	Жилой дом 10эт 1 подъезда	2,6	40	104	0,2	20,8	267,2 808	54,092	272,7 6
	2лифта	5	1	5	0,75	3,75			
	СТУ	1,04	200	208	0,2	41,6			
	Столовая Непрод.ма газин(гит)	0,16	17, 3	2,768	0,48	1,328 6			
89	Торговое зданиебэт	0,16	200 0	320	0,48	153,6	320	153,6	354,6 9
90	Колледж 2эт	0,46	100 0	460	0,6	276	460	276	536,4 7
91	Жилой дом 5эт 8 подъезда	1,46	109	159,1 4	0,2	31,82 8	187,2 837	52,626	194,5 3
	СТУ	5	8	30	0,75	22,5			
	офис	0,054	35, 3	1,906 2	0,48	0,914 9			
92	Жилой дом 5эт 5 подъезда	1,5	100	150	0,29	43,5	168	57	177,4 0
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
93	Общежитие 5эт	0,46	550	253	0,62	156,8 6	253	156,86	297,6 8

Продолжение таблицы

94	Жилой дом 5эт 5 подъезда	2,9	30	87	0,2	17,4	476,68	107,384	488,62
	СТУ	5	5	20	0,75	15			
	Общепит(кофейня)	1,04	300	312	0,2	62,4			
	Общепит(кафе)	1,04	200	208	0,2	41,6			
	Непрод.магазин	0,16	80	12,8	0,48	6,144			
95	Общежитие 5эт	0,46	200	92	0,62	57,04	92	57,04	108,24
96	Жилой дом 14эт 1 подъезда	1,75	84	147	0,2	29,4	164,46	32,775	167,69
	2лифта	5	1	5	0,75	3,75			
97	Прод.Магазин	0,25	800	200	0,75	150	200	150	250
98	Гараж	0,5	25	12,5	0,25	3,125	12,5	3,125	12,88
99	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,13
100	Гараж	0,5	10	5	0,25	1,25	5	1,25	5,13
101	Гараж	0,5	8	4	0,25	1	4	1	4,12
102	Гараж	0,5	2	1	0,25	0,25	1	0,25	1,03

2.2.3 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [16]; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (8)$$

Для освещения улиц проезжей части будем используем фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{ос}$, кВт
Амурская	0,66 / 0,0075	3,9	3,9
Шимановского	0,47 / 0,0003	3,9	2,57
Ленина	0,66 / 0,0075	3,9	3,9
Театральная	0,47 / 0,0075	3,9	2,57
Итог	3,61		13,96

2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВА.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по выражению:

$$P_{P.L} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (10)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии, кВт;

$P_{зд.i}$ - расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [РД, табл. 2.3.1].

Аналогичную формулу используем для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП1-3-6-9

$$P_{P.L} = 92 + 0,9 \cdot 87,3 + 0,9 \cdot 64,215 = 228,363 \text{ кВт}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-1-2-5-7-8-16-17	334.305	132.649
ТП1-3-6-9	228.363	77.457
ТП1-4-11	270.615	119.077
ТП2-10-13-14-15	520.737	207.738
ТП2-12	221.95	94.3
ТП3-18-19-20-21-29-30-31	391.518	137.402
ТП3-22-23	185.642	62.624
ТП3-24-25	170.635	62.792
ТП4-28-26-27	490.757	253.974
ТП5-35-39-43	369.854	114.739
ТП5-42-48-49	132.54	49.089
ТП5-41-38	181.53	74.319
ТП6-33-34-37	300.559	107.413
ТП7-32-36-40	372.414	162.756
ТП7-44-45-46-47	33.5	8.375
ТП8-53-54-55-56	329.154	120.587
ТП8-51-52	361.314	96.656
ТП8-50-61-62-64	169.425	80.01
ТП9-57-59	530.86	120.686
ТП9-60-63-65-66	184.55	77.172
ТП9-58	180	77.4
ТП10-77	605	168.56
ТП10-71-76-83-84	214.295	83.997
ТП11-78-79-72	331.26	185.004
ТП11-73-74-85	252.78	122.322

Продолжение таблицы

ТП11-75	229	105
ТП12-68-67-80-82	365.262	112.066
ТП12-69-70-81	135.225	38.12
ТП13-95-96	247.26	86.537
ТП13-94-93	533.322	253.502
ТП14-86-97	319.988	184.146
ТП14-91-92-102	339.388	104.592
ТП15-88-87-98-100	319.75	132.537
ТП15-89-90-99-101	491.1	261.825

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

При проектировании городской распределительной сети 0,4 кВ обычно используют радиальную, лучевую или петлевую схему электроснабжения.

В радиальной схеме электроэнергия передается по линии от источника питания напрямую к потребителю.

При лучевой схеме электропитания, от источника питания (в данном случае от ТП) отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Особенностью схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, т.к. в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника обусловлен нагрузкой, протекающей по данному проводнику.

1. Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (11)$$

2. Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм}, \quad (12)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1, [15]

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05, [15].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

4. Проверка выбранных сечений. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (13)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно, [3].

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (14)$$

Определим сечение кабеля для линии ТПЗ-22-23:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{185.642^2}{2} + \frac{62.624^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 149.011 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 149,011 = 155,321 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 50 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$155,321 \leq 1,29 \cdot 166 = 187,58$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.}, \text{А}$	$I_{дл.доп.}, \text{А}$	Сечение F, мм ²	марка	$\Delta U \%$,
1	2	4	5	6	7
ТП1-1-2-5-7-8-16-17	273.548	307.36	120	ВВГнг-НФ	3.953
ТП1-3-6-9	183.406	227.13	70	ВВГнг-НФ	8.883
ТП1-4-11	224.867	271.2	95	ВВГнг-НФ	7.998
ТП2-10-13-14-15	426.41	453.13	240	ВВГнг-НФ	6.513

Продолжение таблицы

ТП2-12	183.413	227.13	70	ВВГнг- HF	8.884
ТП3-18-19-31	315.583	350.3	150	ВВГнг- HF	9.109
Продолжение таблицы ТП3-24-25	138.289	187.58	50	ВВГнг- HF	4.434
ТП4-26-27-28	420.277	453.13	240	ВВГнг- HF	3.209
ТП5-35-39-43	294.526	350.3	150	ВВГнг- HF	5.101
ТП5-42-48-49	107.498	127.69	35	ВВГнг- HF	5.024
ТП5-41-38	149.189	187.58	50	ВВГнг- HF	9.566
ТП6-33-34-37	242.756	271.2	95	ВВГнг- HF	8.634
ТП7-32-36-40	309.116	350.3	150	ВВГнг- HF	7.138
ТП7-44-45-46-47	26.263	44.07	10	ВВГнг- HF	4,85
ТП8-53-54-55-56	266.617	307.36	120	ВВГнг- HF	4.072
ТП8-51-52	284.468	307.36	120	ВВГнг- HF	8.222
ТП8-50-61-62-64	142.506	178.1	35	ВВГнг- HF	3.291
ТП9-57-59	414.06	453.13	240	ВВГнг- HF	6.324

Продолжение таблицы

ТП9-60-63-65-66	152.142	187.58	50	ВВГнг- HF	5.411
ТП9-58	149.023	154.81	35	ВВГнг- HF	2.276
ТП10-77	238.836	271.2	95	ВВГнг- HF	6.903
ТП10-71-76-83-84	175.06	227.13	70	ВВГнг- HF	3.441
ТП11-78-79-72	288.576	307.36	120	ВВГнг- HF	8.341
ТП11-73-74-85	213.584	227.13	70	ВВГнг- HF	7.759
ТП11-75	191.607	227.13	70	ВВГнг- HF	9.28
ТП12-68-67-80-82	290.589	350.3	150	ВВГнг- HF	6.71
ТП12-69-70-81	106.857	127.69	35	ВВГнг- HF	2.468
ТП13-95-96	199.244	227.13	70	ВВГнг- HF	7.238
ТП13-94-93	449.121	453.13	240	ВВГнг- HF	5.145
ТП14-86-97	199.244	227.13	70	ВВГнг- HF	7.238
ТП14-91-92-102	270.109	307.36	120	ВВГнг- HF	7.807
ТП15-88-87-98-100	263.257	350.88	120	ВВГнг- HF	7.609

ТП15-89-90-99-101	423.285	453.13	240	ВВГнг- HF	4.849
-------------------	---------	--------	-----	--------------	-------

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P.Л} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л}. \quad (15)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л}. \quad (16)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 5

$$P_{P.ТП} = (ТП2 - 10 - 13 - 14 - 15) + (ТП2 - 12) = 742,687$$

$$Q_{P.ТП} = (ТП2 - 10 - 13 - 14 - 15) + (ТП2 - 12) = 302,038$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{P.ТП}$, кВА
ТП1	833.284	329.183	895.948
ТП2	742.687	302.038	801.755
ТП3	747.794	262.818	792.634
ТП4	490.757	253.974	552.58
ТП5	683.925	238.147	724.201
ТП6	300.559	107.413	319.176
ТП7	405.914	171.131	440.513
ТП8	859.893	297.252	909.821

Продолжение таблицы

ТП9	895.41	275.259	936.764
ТП10	819.295	252.557	857.339
ТП11	813.04	412.326	911.617
ТП12	500.487	150.186	522.535
ТП13	780.582	340.039	522.535
ТП14	659.376	288.738	719.824
ТП15	810.85	394.362	901.665

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Исходной информацией для выбора мощности ТП является активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.ТП} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (17)$$

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки;

$P_{P.ТП}$ – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

N_T – количество трансформаторов на ТП;

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [14] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (18)$$

где $S_{T_{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (19)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{833.284^2 + 329.183^2}}{0,75 \cdot 2} = 597.299 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимаем мощность ТП = 630 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{899,976^2 + 276,257^2}}{630} = 1,422 \leq 1,5$$

Трансформатор выбран верно. Для остальных ТП выбор проведен аналогично. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	$S_{т.}$, кВА	k_3	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	833.284	329.183	597.299	630	0.71	1,42	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП2	742.687	302.038	534.503	630	0.636	1.273	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП3	747.794	262.818	528.423	630	0.629	1.258	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП4	490.757	253.974	368.387	400	0.691	1.381	ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП5	683.925	238.147	482.8	630	0.575	1.15	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП6	300.559	107.413	212.784	250	0.638	1.277	ТМГ250/10-У1 (ХЛ1)
ТП7	405.914	171.131	293.676	400	0.551	1.101	ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП8	859.893	297.252	606.548	630	0.722	1.444	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП9	895.41	275.259	624.509	630	0.743	1.487	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП10	819.295	252.557	571.559	630	0.68	1.361	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП11	813.04	412.326	607.745	630	0.724	1.447	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП12	500.487	150.186	348.357	400	0.653	1.306	ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП13	780.582	340.039	567.621	630	0.676	1.351	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП14	659.376	288.738	479.883	630	0.571	1.143	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП15	810.85	394.362	601.11	630	0.716	1.431	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПГ и КТПБ. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов повышенной этажности используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 1:

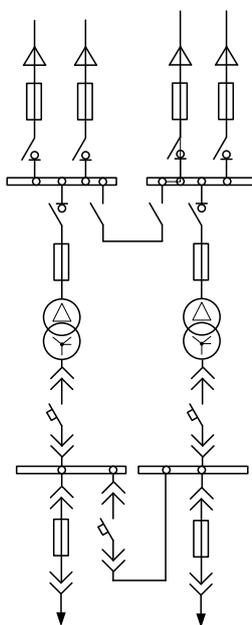


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (20)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (21)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (22)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (23)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-1-4-11 по формулам:

$$\Delta P = \frac{270,615^2 \cdot 0,099 + 199,077^2 \cdot 0,099}{0,4^2} = 42176,303 \text{ Вт}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ час}$$

$$\Delta W = 18,5 \cdot 1098 = 18,2 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Номер участка	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-1-2-5-7-8-16-17	334,305	132,649	120	0,06	0,158	25,54	9,73	28,05
ТП1-3-6-9	228,36	77,46	70	0,085	0,268	38,96	12,35	42,77
ТП1-4-11	270,61	119,08	95	0,081	0,193	42,17	17,70	46,309
ТП2-10-13-14-15	520,74	207,74	240	0,058	0,078	59,21	46,12	65,013
ТП2-12	221,95	94,3	70	0,085	0,268	38,96	12,35	42,781
ТП3-18-19-20-21-29-30-31	391,52	137,042	150	0,059	0,124	66,71	31,74	73,252.
ТП3-22-23	185,64	62,62	50	0,087	0,36	25,90	62,61	28,448
ТП3-24-25	170,64	62,2	50	0,087	0,36	14,87	35,95	16,334
ТП4-28-26-27	490,76	253,97	240	0,058	0,078	29,77	22,40	32,688
ТП5-35-39-43	369,85	114,74	150	0,059	0,124	34,86	16,58	38,281.
ТП5-42-48-49	132,5	49,09	35	0,085	0,258	12,88	42,45	14,147
ТП5-41-38	181,5	74,32	50	0,087	0,36	34,62	83,68	38,022
ТП6-33-34-37	300,56	107,413	95	0,081	0,193	49,15	20,62	53,970.
ТП7-32-36-40	372,41	162,756	150	0,059	0,124	51,20	24,36	56,224

Продолжение таблицы

ТП7-44-45-46-47	33,5	8,37	10	0,099	0,059	8,2	6,8	11,06
ТП8-53-54-55-56	329,15	120,59	120	0.06	0.158	23,96	18,03	26,310.
ТП8-51-52	361,3	96,66	120	0,06	0.158	55,25	21,05	60,671.
ТП8-50-61-62-64	169,42	80	35	0.089	0.524	45,98	78,11	50,496.
ТП9-57-59	530,86	120,69	240	0.059	0.078	57,79	43,49	63,457.
ТП9-58	184,55	77,172	35	0.089	0.524	7,486.	5,633	8,219.8
ТП9-60-63-65-66	180	77,4	50	0.087	0.36	19,30	8,102	21,198.
ТП10-77	605	168,56	240	0.059	0.078	76,91	57,88	84,453
ТП10-71-76-83-84	214,29	84	70	0.085	0.268	35,49	11,25	38,973
ТП11-78-79-72	331,26	185	120	0.06	0.158	28,43	10,83	31,218
ТП11-73-74-85	252,78	122,32	70	0.085	0.268	52,83	16,75	58,014
ТП11-75	229	105	70	0.085	0.268	42,52	13,48	46,689
ТП12-68-67-80-82	365.262	112.066	150	0.059	0.124	45,25	21,53	49,687
ТП12-69-70-81	135.225	38.12	150	0.059	0.124	61,19	21,83	67,18
ТП13-95-96	247.26	86.537	70	0.085	0.268	34,48	10,93	37,864
ТП13-94-93	533.322	253.502	240	0.059	0.078	50,99	38,37	55,99
ТП14-86-97	319.988	184.146	70	0.085	0.268	68,49	21,72	75,20
ТП14-91-92-102	339.388	104.592	120	0.06	0.158	49,81	18,98	54,70

Продолжение таблицы

ТП15-88-87- 98-100	319.75	132.537	120	0.06	0.158	47,32	18,03	51,96
ТП15-89-90- 99-101	491.1	261.825	240	0.059	0.078	45,29	34,08	49,73

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.L.}^2 R + Q_{P.L.}^2 R)}{U^2} \quad (24)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.L.}^2 X + Q_{P.L.}^2 X)}{U^2} \quad (25)$$

где $P_{P.L.}, Q_{P.L.}$ - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	S_T , кВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	833.284	329.183	630	15,01	10,43
ТП2	742.687	302.038	630	12,02	83,56
ТП3	747.794	262.818	630	11,74	81,67
ТП4	490.757	253.974	400	57,09	39,69
ТП5	683.925	238.147	630	9,807	6,818
ТП6	300.559	107.413	250	1,905	1,324
ТП7	405.914	171.131	400	3,628	2,522
ТП8	859.893	297.252	630	15,47	10,76

Продолжение таблицы

ТП9	895.41	275.259	630	16,40	11,40
ТП10	819.295	252.557	630	13,74	9,55
ТП11	813.04	412.326	630	15,54	10,80
ТП12	500.487	150.186	400	5,10	3,54
ТП13	780.582	340.039	630	13,55	9,42
ТП14	659.376	288.738	630	9,68	6,73
ТП15	810.85	394.362	630	15,20	10,56

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad (26)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q \quad (27)$$

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт
ТП1	833.284	329.183	15,01	10,43	848.295
ТП2	742.687	302.038	12,02	83,56	754.708
ТП3	747.794	262.818	11,74	81,67	759.543
ТП4	490.757	253.974	57,09	39,69	496.467
ТП5	683.925	238.147	9,807	6,818	693.732
ТП6	300.559	107.413	1,905	1,324	302.464
ТП7	405.914	171.131	3,628	2,522	407.272
ТП8	859.893	297.252	15,47	10,76	875.372
ТП9	895.41	275.259	16,40	11,40	911.82
ТП10	819.295	252.557	13,74	9,55	833.04

Продолжение таблицы

ТП11	813.04	412.326	15,54	10,80	828.581
ТП12	500.487	150.186	5,10	3,54	505.593
ТП13	780.582	340.039	13,55	9,42	794.138
ТП14	659.376	288.738	9,68	6,73	669.065
ТП15	810.85	394.362	15,20	10,56	826.053

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ

определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (28)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (29)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$$P_{Л.15} = 0.7 \cdot \left(\begin{array}{l} 848,295 + 754,708 + 759,543 + 496,467 + 693,73 \\ +302,464 + 407,272 + 875,372 + 911,82 + 833,04 \\ +828,581 + 505,593 + 794,138 + 669,065 + 826,05 \end{array} \right) = 7354.3 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.15} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 339.61 + 310.39 + 270.98 + 257.94 + 244.96 \\ +302.46 + 177.47 + 308.01 + 286.66 + 262.11 \\ +423.12 + 153.73 + 349.46 + 295.47 + 404.93 \end{array} \right) = 2935.552 \text{ квар}$$

$$S_{Л.15} = \sqrt{7354.3^2 + 2935.552^2} = 7918.535 \text{ кВА}$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В курсовом проекте используется третий и четвертый типы сетей.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{Ц}}, \quad (30)$$

где $N_{Ц}$ – количество цепей в линии.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [5].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (31)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (32)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]), $K=1,29$.

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

В курсовом проекте используем кабель марки ПВГ 3х50 – силовой кабель, с медными жилами, с изоляцией из полиэтилена, в ПВХ оболочке.

Таблица 10 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	P _{ij} кВт	Q _{ij} квар	I _{расч} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	Марка
РП-ТП14	225	7268	2950	452.83	517.29	240	ПВГ
ТП14-ТП15	115	6598	2654	410.62	457.95	95	ПВГ
ТП15-ТП13	70	5772	2249	357.67	448.92	95	ПВГ
ТП13-ТП11	200	4978	1900	307.63	350.88	95	ПВГ
ТП11-ТП12	125	4150	1477	254.298	309.6	95	ПВГ
ТП12-ТП10	80	3644	1.323	223.826	259.29	95	ПВГ
ТП10-ТП9	260	2811	1061	173.467	214.14	95	ПВГ
ТП9-ТП8	195	1899	773	177.35	277.35	95	ПВГ
ТП8-ТП5	175	1024	465	174.39	257.21	95	ПВГ
ТП5-ТП6	130	330	221	165.76	268,23	95	ПВГ
ТП6-ТП7	60	27	112	160,11	254,44	95	ПВГ
ТП7-ТП4	280	379	65	172,67	286,19	95	ПВГ
ТП4-ТП3	65	876	323	186,57	300,22	95	ПВГ

Продолжение таблицы

ТП3-ТП2	310	1636	594	259.29	309.29	95	ПВГ
ТП2-ТП1	110	2390	904	159.66	174,13	95	ПВГ
ТП1-РП	140	3239	1244	300.302	357.29	240	ПВГ

6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P_{ij} кВт	Q_{ij} квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар
РП-ТП14	225	7268	2950	21,869	11,211
ТП14-ТП15	115	6598	2654	11,634	4,828
ТП15-ТП13	70	5772	2249	0,708	2,229
ТП13-ТП11	200	4978	1900	11,356	4,713
ТП11-ТП12	125	4150	1477	4,811	1,996
ТП12-ТП10	80	3644	1.323	2,404	0,997
ТП10-ТП9	260	2811	1061	4,694	1,948
ТП9-ТП8	195	1899	773	1,648	0,684
ТП8-ТП5	175	1024	465	0,447	0,185
ТП5-ТП6	130	330	221	0,041	0,017
ТП6-ТП7	60	27	112	0,01	0.006
ТП7-ТП4	280	379	65	0,083	0,034
ТП4-ТП3	65	876	323	0,113	0,047
ТП3-ТП2	310	1636	594	1,877	0,779
ТП2-ТП1	110	2390	904	1,436	0,596
ТП1-РП	140	3239	1244	3,370	1,398

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i \quad (33)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i \quad (34)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 21,869 + 11,634 + 0,708 + 11,356 + 4,811 + 2,404 + \\ + 4,694 + 1,648 + 0,447 + 0,041 + 0,01 + 0,083 + 0,113 + \\ + 1,877 + 1,436 + 3,37 \end{array} \right) = 66,5$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 11,211 + 4,828 + 2,229 + 4,713 + 1,996 + \\ + 0,997 + 1,948 + 0,684 + 0,185 + 0,017 + 0,006 + \\ + 0,034 + 0,047 + 0,779 + 0,596 + 1,398 \end{array} \right) = 31,669$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.15} = P_{Л.15} + \Delta P_{\Sigma} \quad (35)$$

$$Q_{РП.15} = Q_{Л.15} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (36)$$

$$P_{РП.15} = 7354.3 + 66.5 = 7420.8 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП.10} = 2935.552 + 31.669 = 2967.221 \text{ квар}$$

Выберем трансформатор на РП по формуле:

$$S_{Р.Тр.РП} = \frac{\sqrt{(7420.8)^2 + (2967.221)^2}}{0,75 \cdot 2} = 5328.026 \text{ кВА}$$

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор ТМ 6300/35 из [14] по условию:

$$6300 \geq 5328,026;$$

$$K_{3n/ас} = \frac{\sqrt{(7420.8)^2 + (2967.221)^2}}{6300 \cdot 2} = 0.634$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(7420.8)^2 + (2967.221)^2}}{6300 \cdot 1} = 1.269$$

По полученным коэффициентам загрузки делаем вывод, что трансформаторы выбраны правильно.

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, однако, в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

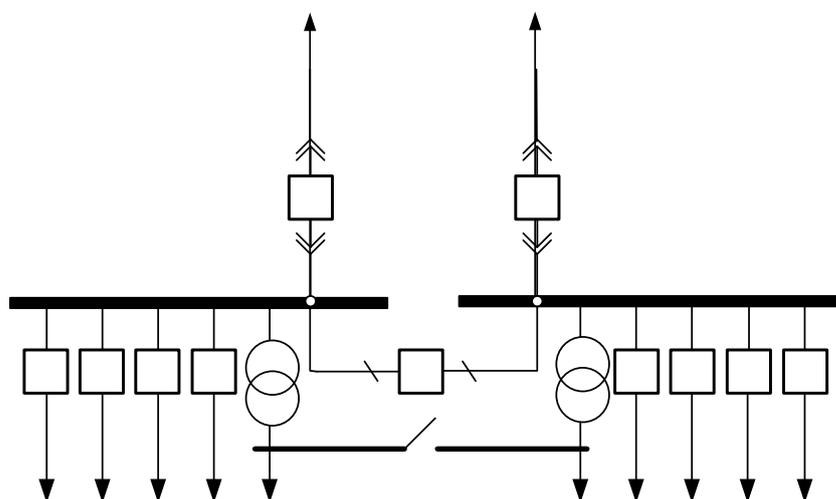


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (37)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (38)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (39)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (40)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (41)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (42)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

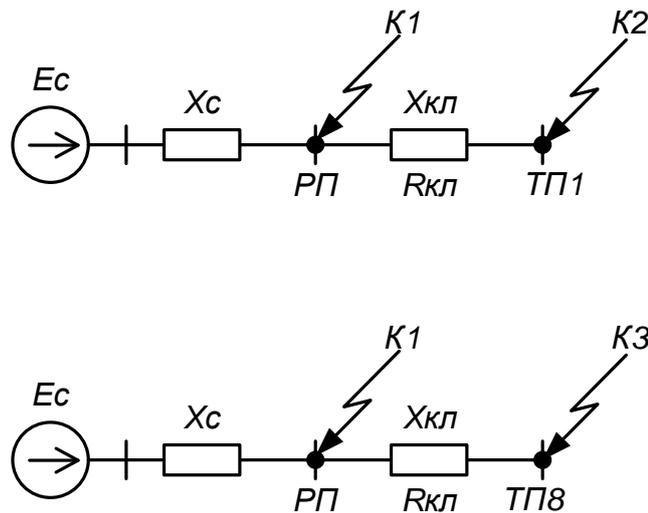


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП:

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,71} = 0,696 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сис})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(0,696 + 0,059)^2 + 0,123^2} = 0,728 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,728} = 8,326 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,326 = 7,211 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,769}{314 \cdot 0,123} = 0,02$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,055}} = 1,6$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,326 = 18,834 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	8,326	7,211	0,002	1,6	18,834
К2	8,164	7,07	0,0026	1,683	19,432
К3	6,285	5,443	0,00531	1,163	10,336

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (43)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (44)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}} \quad (45)$$

$$r_T = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}}, \quad (46)$$

где $U_{к.р. \%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$U_{к.а. \%}$ - активная составляющая напряжения КЗ, 0,245 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_\phi}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (47)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

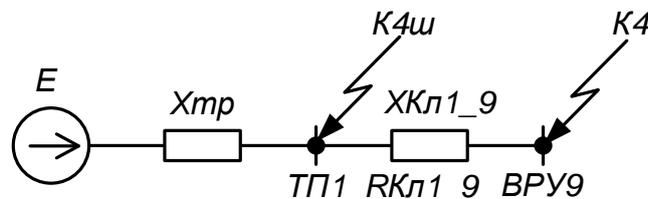
$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2}, \quad (48)$$

где r_ϕ, x_ϕ - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N, x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП1, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.



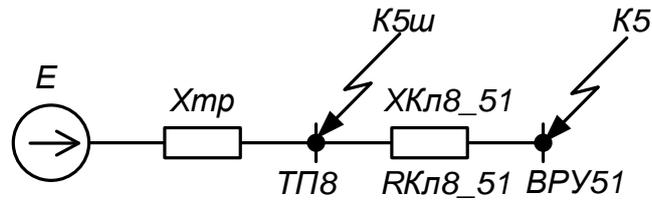


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 13,934 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 0,625 \text{ Ом}$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0,457 + 13,934)^2 + 0,625^2} = 13,982$$

$$I_{ки}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,982} = 16,45 \text{ кА}$$

$$z_4 = \sqrt{(x_C + x_{TP} + x_{КЛ})^2 + (r_{TP} + r_{КЛ})^2}$$

$$z_4 = \sqrt{(0,457 + 0,622 + 0,000602)^2 + (13,934 + 0,002)^2} = 13,982$$

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,982} = 16,510$$

$$z_{40} = \sqrt{(x_{КЛН} + 3 \cdot x_{TP} + 2 \cdot x_{КЛ})^2 + (r_{КЛН} + 3 \cdot r_{TP} + 2 \cdot r_{КЛ})^2}$$

$$z_{40} = \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,000602 + 0,0000602)^2 + (3 \cdot 13,934 + 2 \cdot 0,002 + 0,0002)^2} = 41,871$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{TP})^2 + (3 \cdot r_{TP})^2} + 52 = 93,88$$

$$I_{ки}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40ш}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,88} = 7,35 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{41,871} = 16,544$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
К4ш	16,45	7,35
К4	16,510	16,544
К5ш	16,515	7,355
К5	16,475	16,513

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (49)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right] \quad (50)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (51)$$

где C_m - коэффициент взятый для медных кабелей, $94 \frac{A^2 \cdot c}{мм^2}$.

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ТП4-27.

$$B_k = 5,97^2 \cdot \left[0,1 + 0,0038 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,0038}} \right) \right] = 3,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{3,7 \cdot 10^3}{94}} = 6,27 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение

$50 \text{ мм}^2 > 6,27 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше $6,27 \text{ мм}^2$.

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в главе 5. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме, и $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Участок сети	$I_{\text{дл.доп}}$ А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, м	ΔP , кВт	ΔU , %
РП-ТП14	517.29	0,078	0,0587	225	21,869	0.422
ТП14-ТП15	457.95	0,193	0,081	115	11,634	0.231
ТП15-ТП13	448.92	0,193	0,081	70	0,708	0.123
ТП13-ТП11	350.88	0,193	0,081	200	11,356	0.302
ТП11-ТП12	309.6	0,193	0,081	125	4,811	0.155
ТП12-ТП10	259.29	0,193	0,081	80	2,404	0.088
ТП10-ТП9	214.14	0,193	0,081	260	4,694	0.221
ТП9-ТП8	277.35	0,193	0,081	195	1,648	0.057
ТП8-ТП5	257.21	0,193	0,081	175	0,447	0.028
ТП5-ТП6	268,23	0,193	0,081	130	0,041	0,007
ТП6-ТП7	254,44	0,193	0,081	60	0,01	0,0016
ТП7-ТП4	286,19	0,193	0,081	280	0,083	0.026
ТП4-ТП3	300,22	0,193	0,081	65	0,113	0.015
ТП3-ТП2	309.29	0,193	0,081	310	1,877	0.129
ТП2-ТП1	174,13	0,193	0,081	110	1,436	0.067
ТП1-РП	357.29	0,078	0,0587	140	3,370	0.116

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП1.

11.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

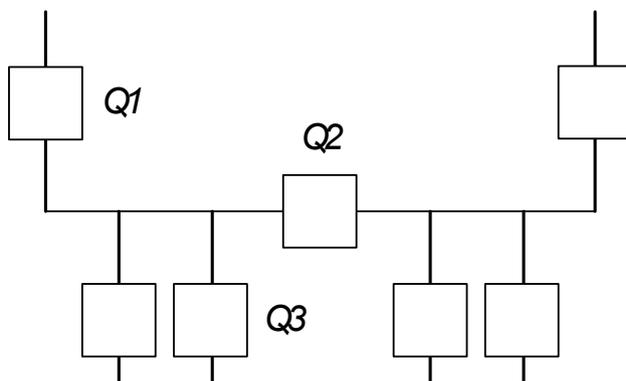


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7918.535}{\sqrt{3} \cdot 10} = 228,86 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{52}$$

2) По длительному току:

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (53)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п.0} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (54)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$8,23 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{ноК1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (55)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,015$ с.

$$B_K = 8,232^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,045) = 85,411 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (56)$$

$$B_{к.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_K \leq B_{к.в}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ном откл}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (57)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;
 $I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \quad (58)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,232 = 11,639 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{рmax}} = 213,63 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{уд}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 85,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{но}} = 8,232 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{но}}$
$I_{\text{нт}} = 8,232 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
$i_{\text{ат}} = 11,639 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном

классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (59)$$

где $K_{э\partial}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Bк \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (60)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная;
 t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (61)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,
 $Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_K \quad (62)$$

Выбираем ТЛМ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 300 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (63)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{25} = 0,001 \text{ Ом};$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (64)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м.

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$W_k \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 213,61 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hр} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{кр} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (65)$$

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

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

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

11.4 Выбор и проверка сборных шин

В РП 10 кВ сборные шины предполагается выполнить жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3956,872}{\sqrt{3} \cdot 10} = 228,45 \text{ А}$$

Принимаем шины АД31Т сечением $q = 3 \hat{h} 25 = 75 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 265 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП:

$$I_{п.о.} = 8,332 \text{ кА}; \quad i_y = 19,3 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 8,332^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 5,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{5,4 \cdot 10^3}}{82} = 32,5 \tag{66}$$

где $C_T = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{\min} < q ,$$

$$32,5 < 75 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{3}} = 104 \text{ Гц.} \quad (67)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^4 \quad (68)$$

q – поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ см}^2$).

Так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{19306^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 80,69 \text{ Н / м} \quad (69)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{80,69 \cdot 1,2^2}{10} = 11,62 \text{ Н / м.} \quad (70)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами ($l = 1,2$ м).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{11,62}{1,8} = 6,45 \text{ МПа.} \quad (71)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3 \quad (72)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику:

$$\sigma_{\text{дон}} = 89 \text{ МПа}$$

Условие $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{дон}}$ соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 20 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 213,61 \text{ А}$	$I_{\text{дл.дон}} = 250 \text{ А}$	$I_{\text{дл.дон}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{min}} = 32,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{дон}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{дон}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

По допустимой нагрузке $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{дон}}$,

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{дон}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{\text{дон}} = 0,6 F_{\text{разр}}$

$F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Принимаем к установке изоляторы типа ИО-10-3,75 с $F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}$.

11.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП 10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12Р производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и

распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ «Классика» серии D-12P комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации

Ячейки КРУ «Классика» обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги.

Работа с КРУ отличается простотой и удобством. Управление всеми операциями по обслуживанию шкафа производится всего двумя ручками управления.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

11.6 Выбор и проверка предохранителей

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (73)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (74)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций.

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400.

После выбора предохранителя необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон} \quad (75)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк} \quad (76)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B$$

(77)

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, т.е. они пройдут по всем условиям.

11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{ном. расц} \geq I_p$$

(78)

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	S _{р.ТП} , кВА	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
ТП1	895.948	690,91	1000	ВА53-43
ТП2	801.755	918,42	1000	ВА53-43
ТП3	792.634	877,13	1000	ВА53-43
ТП4	552.58	600,14	630	ВА53-43
ТП5	724.201	477,04	630	ВА53-41
ТП6	319.176	385,2	630	ВА53-41
ТП7	440.513	450,8	630	ВА53-43
ТП8	909.821	972,6	1000	ВА53-43
ТП9	936.764	634,2	800	ВА53-41
ТП10	857.339	954,0	1000	ВА53-43
ТП11	911.617	1053,4	1600	ВА53-43
ТП12	522.535	621,21	630	ВА53-43
ТП13	522.535	629,27	630	ВА53-43
ТП14	719.824	797,44	800	ВА53-43
ТП15	901.665	980,1	1000	ВА53-43

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

12 СОГЛАСОВАНИЕ ЗАЩИТ И КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ

Согласование защит произведем для РП-ТП1-9.

Карта селективности строится в логарифмическом масштабе: по оси абсцисс откладываются токи – расчетные, пиковые и короткого замыкания для самого дальнего электродвигателя; по оси ординат – времена продолжительности пиковых токов и времена срабатывания защит по защитным характеристикам. Проверим выбранную коммутационную аппаратуру по условию селективности. Исходя из расчета токов КЗ.

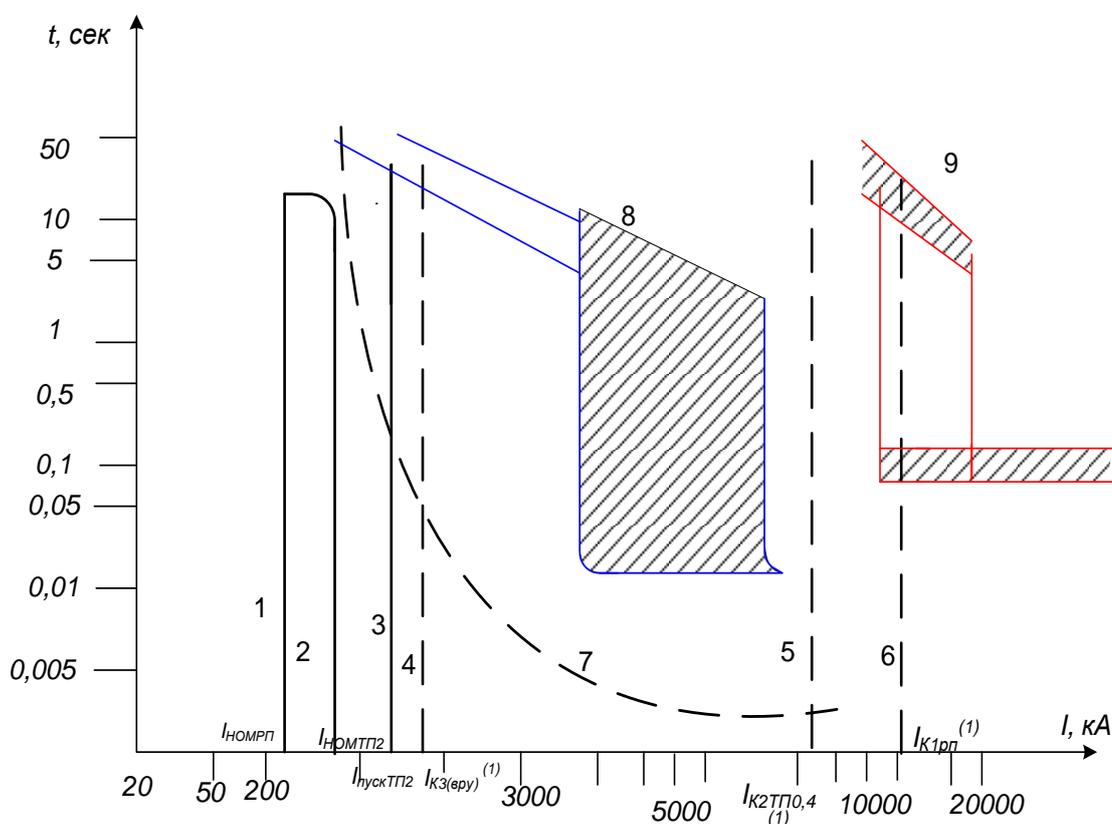


Рисунок 6 – Карта селективности

1 – номинальный ток РП; 2 – номинальный ток ТП; 3 – пусковой ток ТП; 5, 6, 7 – токи КЗ в точках К1, К2 и К4; 8 – характеристика плавкой вставки ПН2-400/400, 9 – характеристика автомата ВА53-43 с расцепителем 1000 А.

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

13.1. Основные требования и особенности выполнения защит в городских электросетях

К релейной защите, при поставленной задаче, предъявляются следующие основные требования: селективность, быстродействие, чувствительность и надежность. Также, кроме этих требований устройства релейной защиты, применяемые в электрических сетях, должны быть максимально просты, экономичны и удобны в эксплуатации.

Несмотря на то, что в нынешнее время широко применяются полупроводниковые реле и устройства защиты для увеличения ее чувствительности, снижения времени действия, обеспечения селективности и надежности защиты, например, в секционированных сетях с сетевым резервированием, все-таки следует также использовать традиционные устройства релейной защиты с электромеханическими реле.

Следует учесть и то, что эти защиты пока дешевле полупроводниковых устройств, а также имеется большой опыт их обслуживания и т. д. Поэтому в электрических сетях в ближайшие годы будут применяться как электромеханические, так и полупроводниковые устройства защиты.

Основными особенностями городских электрических сетей, с точки зрения обеспечения их защитой, являются: внушающий уровень токов КЗ, которые, как бы этого не хотелось, очень часто не соизмеримы с максимальными рабочими токами, трудности согласования характеристик устройств релейной защиты отходящих от подстанции линий и характеристик предохранителей, защищающих силовые трансформаторы. В электрических сетях напряжением 0,38 кВ, которые осуществляют питание большого числа однофазных токоприемников, что, как известно, приводит к несимметрии нагрузки по фазам, а это приводит к прохождению значительного тока в нулевом проводе до 40% фазного тока.

13.2. Защита электрических сетей напряжением 0,38 кВ

Вводы трансформаторов, а также воздушные линии 0,38 кВ, которые

отходят от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, защищаются от КЗ автоматическими выключателями, в нашем случае это выключатели типа ВА43.

Защита автоматическими выключателями выполнена со встроенными тепловыми электромагнитными расцепителями, и расцепителями в нулевом проводе, а также с выключателями, имеющими, кроме электромагнитного расцепителя тока, еще и независимый расцепитель. Защита от однофазных замыканий осуществляется с помощью токового реле РЭ-571Т в нулевом проводе, которое действует на независимый расцепитель автомата.

13.3. Защита распределительных сетей 10 кВ

Согласно требованиям [1], первая ступень защиты выполняется в виде токовой отсечки (МТО), а вторая в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с зависимой от тока характеристикой выдержки времени. Они выполняются микропроцессорным устройством защиты Сириус-2-Л, предназначенным для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры, наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с

аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу [13].

13.3.1. Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{нагр}; \quad (79)$$

где K_3 , $K_{сзап}$, K_B – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_3=1,2$, $K_H=1,2$ и $K_B=0,85$ для Сириус – 2Л).

$I_{нагр}$ - ток протекающий по ВЛ, отходящего присоединения, [1]:

$$I_{нагр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_2}; \quad (80)$$

$$I_{нагр} = \frac{3272}{\sqrt{3} \cdot 10} = 188,9 \text{ А}.$$

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 188,9 = 320,03 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{с.мтз}}{k_m}; \quad (81)$$

где k_m – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ср} = \frac{320,03}{400/5} = 4 \text{ А}.$$

Принимаем уставку равную 5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{c.p} = \frac{400/5}{1} \cdot 5 = 400 \text{ А}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_k^{(2)} = 3,07 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,65 \text{ кА};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.мтз} = \frac{2600}{400} = 6,5 > 1,5.$$

13.3.2 Расчёт токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты [1]

$$I_{c.то} = I_k^{(3)} \cdot k_n, \quad (82)$$

где k_n – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_k^{(3)}$ – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{c.то} = 3,07 \cdot 1,2 = 3,67 \text{ кА.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности больше 2, по следующим формулам [1]:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_H^{(2)}}{I_{с.то}} \geq 2, \quad (83)$$

где $I_H^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ

$$I_K^{(2)} = 5,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,1 \text{ кА}. \quad (84)$$

$$k_{ч2.то} = \frac{5,1}{3,68} = 1,38 \geq 2.$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к. $K_{ч} < 2$.

13.4 Автоматический ввод резерва

В выпускной квалификационной работе предусматриваются устройства автоматического ввода резерва (АВР), устанавливаются на подстанциях и РП (в наше случае), для которых предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

Назначение АВР является осуществление максимально возможного быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в процессе электрообеспечения потребителя.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в

последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

- обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- не допускать включения резервного источника на КЗ;
- исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

13.5 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однострановых ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений

трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

14 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

14.1 Расчет заземления распределительной подстанции

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называют сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует

производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с

примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_r горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Произведем расчет заземления распределительной подстанции.

Определяем площадь используемую под заземлитель (m^2). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами подстанции к силовому оборудованию дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра /13/:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (85)$$

где A - ширина территории подстанции (36 м);

B - длина территории подстанции (45 м).

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.II} = \pi \cdot R^2, \quad (86)$$

где R - радиус провода, принимаем равным 6 мм².

$$F_{M.II} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (87)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания (А);

$t_{p,3}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

β - коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{720,5^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 3,51 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПР} + S_{CP}), \quad (88)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (89)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,13 \cdot 7,10 \cdot (12 + 7,10) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{T.C}. \quad (90)$$

$$F_{\phi} = 427 + 3,51 = 430,4 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (91)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{430,5}{3,14}} = 11,69 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (A+2 \cdot 1,5). \quad (92)$$

где $l_{\Pi-\Pi}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

$$L_{\Gamma} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45+2 \cdot 1,5) + \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8.$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (93)$$

$$m = \frac{623,8}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (94)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,968 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (95)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (96)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,82.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Т.к. место, где расположена подстанция, грунты такие: песчано-глинистые и щербисто-древесные.

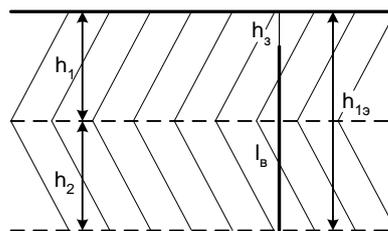


Рисунок 7 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м):

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (97)$$

где $h_{1Э} = l_B + h_3$ - граница разделения слоев двухслойной модели (м);

h_3 - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$\rho_{1Э} = \frac{5 + 0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,11 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (98)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом*м):

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (99)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2Э} = \frac{7 - 5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,78 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1;$$

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,11}{48,8} = 4,37.$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2Э}} = 3 / 13 /$, откуда

$$\rho_{ЭКВ} = 146,39 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (100)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом}.$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot l_G} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_G}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (101)$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя (м).

$$R_{ЭГ} = \frac{146,3}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,4}{\sqrt{2 \cdot 0,023 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом}.$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{СТ} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (102)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

$$R_{СТ} = \frac{35,18 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,18)} = 0,566 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{ИВ} = \alpha_{И} \cdot R_{ЭВ}, \quad (103)$$

где $\alpha_{И}$ - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов (Ом):

$$R_{И} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (104)$$

где R_0 - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального);

$$R_{ИВ} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,617 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{И} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_r}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}}, \quad (105)$$

где τ_ϕ - длительность фронта тока молнии ($I_M = 60$ кА $\tau_\phi = 2$ мкс);

L_0 - индуктивность заземлителя на единицу длины (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{l_r}{r} - 0,31). \quad (106)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31) = 1,608 \text{ мкГн/м};$$

$$\alpha_{И} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

$$R_{ИГ} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{IIГ} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IIГ} + n_G \cdot R_{IIВ})}, \quad (107)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,617}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,907 + 15 \cdot 1,617)} = 0,0516 \text{ Ом.}$$

Полученное значение R_{II} сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

14.2 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере

продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Для защиты распределительной подстанции от прямых ударов молнии на территории устанавливаются 4 отдельно стоящих молниеотвода высотой 15 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м) /13/:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (108)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (109)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{эф1}} = h_{\text{эф2}} = h_{\text{эф3}} = h_{\text{эф4}} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = r_{03} = r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ м}.$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта (м):

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (110)$$

где h_i - высота защищаемого объекта (шинный портал 7 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = r_{i3} = r_{i4} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{7}{12,75}\right) = 7,2 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{CF} - h_i}{h_i}\right), \quad (111)$$

где h_{CF}, r_{c0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты.

Определяются по формулам:

$$h_{CF} = h_{\Phi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (112)$$

Для расстояния между молниеотводами, лежащем в пределах $2h < L_{M-M} \leq 4h$, половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами определяется равенством:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{M-M} - 2 \cdot h)}{h}\right). \quad (113)$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 2, а также 3 и 4, расстояние между которыми одинаково и равно 36 м.

$$h_{CF} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (36 - 15) = 9,07 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (36 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 14,69 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 14,7 \cdot \left(\frac{9,08 - 7}{9,08}\right) = 3,368 \text{ м.}$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 3, а также между 2 и 4, расстояние между которыми одинаково равно 45 м.

$$h_{cr} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (45 - 15) = 7,5 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 12,8 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 12,8 \cdot \left(\frac{7,5 - 7}{7,5}\right) = 0,8 \text{ м}.$$

Т.е. была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

Все электрооборудование подстанции находится в зоне действия молниеотводов.

Построение зоны действия молниеотводов приведено в графической части работы «Заземление и молниезащита РП».

15 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ 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 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений 2,5 – 2,6 U_{ϕ} при степени расстройки 0-5 %;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что РП будет снабжать электроэнергией весь заданный квартал:

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (114)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

$l_{\text{кл}\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий.

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 2,54}{10} \right) = 3,175 \text{ A.}$$

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.

16 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

16.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{ЛΣ} + K_{обΣ}, \quad (115)$$

где $K_{ЛΣ}$ - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$ - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб;

16.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЭП, на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{нит.л.} = \sum(L_{КЛ} \cdot k_{уд}) + K_{смп}, \quad (116)$$

где $k_{уд}$ – удельная стоимость 1 м линии;

$K_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке шинопроводов и кабельных линий, [14].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{нит.л.} = 561822 + 50000 = 611822 \text{ руб.}$$

16.1.2 Расчет капиталовложений оборудования

В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН, АВ)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор.Σ} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смп} + K_{пр.} , \quad (117)$$

где $K_{КТП}$ – капиталовложения в КТП;

$K_{пред.}$ – капиталовложения в предохранители;

$K_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ $K_{смп} = 45000$ руб., [14];

$K_{пр}$ – прочие затраты, $K_{пр} = 5000$ руб., [13].

$$K_{обор.Σ} = 7 \cdot 215000 + 12 \cdot 240000 + 310000 + 48 \cdot 430 + 45000 + 5000 = 5055640 \text{ руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле (115):

$$K_{Σ} = 611822 + 5055640 = 5667462 \text{ руб.}$$

16.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K_{Σ}}{T_{сл}} = \frac{5667462}{20} = 283373,1 \text{ руб.};$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (118)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,004$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ, [14].

$\alpha_{P.O.ОБ} = 0,037$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП и оборудования, [14].

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 611822 + 0,037 \cdot 5055640 = 189506,68 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (119)$$

где $\Delta W = 363167,76$ кВт·ч – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064$ руб/(кВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 363167,76 \cdot 0,064 = 23242,73 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 189506,88 + 283373,1 + 23242,73 = 496122,71 \text{ руб.}$$

16.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (120)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,0825$);

$$Z = 0,0825 \cdot 5667462 + 496122,71 = 963688,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (121)$$

где W – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.god.} \cdot T_{\Gamma}, \quad (122)$$

где $\Sigma P_{cp.god.}$ – среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;

$$W = 6689 \cdot 5000 = 33,44 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = W \cdot 1 = 25400000 \cdot 1 = 33440000 \text{ руб} \quad (123)$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{496122,71}{33,4 \cdot 10^6} = 0,015 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

16.4 Техничко-экономические показатели проекта

Все технико-экономические показатели заносятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Техничко-экономические показатели проекта

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Расчетная мощность всех ТП	$P_{\text{расчТП}}$	кВт	9617
Расчетная мощность всех домов	$P_{\text{расчВРУ}}$	кВт	9448,15
Полная мощность РП	$S_{\text{расчРП}}$	кВА	3958,55/3224,16
Напряжение сети	$U_{\text{ном}}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		20
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$\text{tg}\varphi$	о.е.	0,6
Конструктивное выполнение ТП	Трансформатор – кабель - ВРУ 0,4 кВ		
Капиталовложения в проект	К	руб.	5 667 462
Потери электроэнергии за год	ΔW	кВт·ч.	363 167,76
Удельная стоимость потерь электроэнергии	$C_{\text{потерь}}$	руб/кВт·ч	0,01
Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб/кВт·ч	0,015
Приведенные затраты	З	руб/год	963 688,32

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность понять задачи которые, ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

В ходе выполнения курсового проекта была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть.

На высоком уровне понимания были освоены многие моменты проектирования, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе оборудования как на РП, так и на ТП. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта.

Не смотря на это, выполненный мною проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 8 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2011 № 238.
- 9 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 10 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
- 11 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 12 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.