

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: Проектирование системы электроснабжения в районе улицы
Совхозная в городе Хабаровск

Исполнитель

студент группы 242 об4

подпись, дата

Е.И. Зайцев

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

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»)

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой

и направленностью _____

3. Достоинства выпускной квалификационной работы _____

4. Недостатки выпускной квалификационной работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов выпускной квалификационной работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 98 с., 6 рисунков, 88 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 выпускной квалификационной работе была спроектирована схема электроснабжения района города Хабаровска.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: разработка схемы электроснабжения района города Хабаровска, выбор необходимого высоковольтного и низковольтного оборудования, провести 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	10
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	11
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	15
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	17
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	18
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	22
3 Выбор числа и мощности тп	25
4 Выбор схемы и конструкции тп	27
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах тп и линиях	28
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	32
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	32
6.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	33
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	34
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	35
6.5 Расчет электрических нагрузок РП	36
7 Выбор схемы и конструкции РП	39
8 Расчет токов КЗ	40
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	40
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	43
9 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	47
10 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	48
11 Выбор и проверка электрических аппаратов	49
11.1 Выбор и проверка выключателей	49

11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	51
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55
11.4	Выбор и проверка сборных шин	56
11.5	Выбор комплектных распределительных устройств	59
11.6	Выбор и проверка предохранителей	60
11.7	Выбор и проверка автоматических выключателей	62
12	Согласование защит и карта селективности	64
13	Расчет емкостных токов замыкания на землю	65
14	Технико-экономические показатели проекта	67
14.1	Расчет капиталовложений	67
14.1.1	Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий	67
14.1.2	Расчет капиталовложений оборудования	67
14.2	Расчет эксплуатационных затрат	68
14.3	Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии	69
14.4	Технико-экономические показатели проекта	72
15	Релейная защита и автоматика	73
16	Расчет надежности системы электроснабжения	80
	Заключение	96
	Библиографический список	97

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 Хабаровск – крупный административный и промышленный центр Хабаровского края, располагается на юге Хабаровского края. По численности населения город относится к группе крупных городов. Климат отличается резкой континентальностью и неравномерностью выпадения осадков. Основные характеристики климатических условий г. Хабаровск: 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.

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

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Важнейшей предпосылкой рационального проектирования или реконструкции системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых выбираются параметры всех элементов системы.

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.

Важнейшей предпосылкой рационального проектирования или реконструкции системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых выбираются параметры всех элементов системы.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчет нагрузок выполняется в соответствии с РД 34.20.185–94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» с учётом изменений и дополнений, утверждённых Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 №213. [17]

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:

$$P_c = P_{p.l} + P_{cmy}, \quad (2)$$

где $P_{p.l}$ - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

P_{cmy} - 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 №.17

$$P_{кв} = 1,45 \cdot 108 = 156,62 \text{ кВт}$$

$$P_{р.л} = 0,8 \cdot \sum_{i=1}^2 17,5 + 17,5 = 42 \text{ кВт}$$

$$P_{сту} = 1 \cdot \sum_{i=1}^3 16,5 + 16,5 = 49,5 \text{ кВт}$$

$$P_{р.ж.д} = 156,62 + 0,9 \cdot (42 + 49,5) = 248,16 \text{ кВт}$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

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:

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

где $P_{уд.общ.зд}$ - 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 детского сада

$$P_{р.общ.зд} = 0,4 \cdot 300 = 120 \text{ кВт},$$

где 0,4 – удельная нагрузка детского сада кВт/чел [3];

Аналогично определены расчётные нагрузки остальных ТП микрорайона при существующей схеме электроснабжения по 0,4 кВт. Результаты расчётов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок улицы Совхозная города Хабаровска

№	Объект	Руд	n	P	tg	Q	Рздmax	Qздmax	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	189,127	52,6753	196,325
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
2	Жилой дом 9 эт.,	1,56	96	149,76	0,2	29,952	176,76	50,202	183,751
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
3	Жилой дом 9 эт.,	1,56	96	149,76	0,2	29,952	176,76	50,202	183,751
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
4	Жилой дом 9 эт.,	1,56	96	149,76	0,2	29,952	176,76	50,202	183,751
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
5	Жилой дом 9 эт.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	16,326	45,4928	175,331
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			
6	Жилой дом 9 эт.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	173,862	47,4432	180,219
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			
	Лифт	0,36	18	6,48	0,43				
7	Жилой дом 9 эт.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	169,326	45,4928	175,331
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			
8	Жилой дом 9 эт.,	2,1	60	126	0,2	25,2	266,741	98,69	177,62
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			
	Парикмахерская	1,5	3	4,5	0,25	1,125			
9	Жилой дом 9 эт.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	266,9	98,69	175,331
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			
10	Жилой дом 9 эт.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	248,1	45,4928	175,331
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	220,747	73,7599	232,744
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
	Аптека	0,14	30	4,2	0,43	1,806			
	Магазин быт хим	0,16	60	9,6	0,48	4,608			
	Магазин прод тов	0,25	150	37,5	0,75	28,125			
12	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	189,127	52,6753	196,325
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
13	Жилой дом 9 эт.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	169,326	45,4928	175,331
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			
14	Жилой дом 9 эт.,	2,1	60	126	0,2	25,2	199,06	70,1998	211,076
	сту	5	4	17	0,75	12,75			
	Магазин прод. тов	0,25	200	50	0,75	37,5			
	Магазин быт хим	0,16	80	12,8	0,48	6,144			
	Парик-ая 2 шт	1,5	3	9	0,25	2,25			
	Бар	0,46	40	18,4	0,43	7,912			
15	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	189,127	52,6753	196,325
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
16	Жилой дом 9 эт.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	172,638	46,9169	178,9
	сту	5	6	23,49	0,75	17,6175			
	Олимпик - ФХК	0,46	12	5,52	0,43	2,3736			
17	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	192,877	55,4878	200,699
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
	Магазин прод тов	0,25	25	6,25	0,75	4,6875			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	222,237	63,1854	231,044
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
	Аптека	0,14	50	7	0,43	3,01			
	Кафе	1,04	30	31,2	0,2	6,24			
	Магазин прод тов	0,25	25	6,25	0,75	4,6875			
	Магазин зоотов	0,16	20	3,2	0,48	1,536			
19	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	189,127	52,6753	196,325
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
20	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	193,927	53,8753	201,271
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
	Парикмахерская	1,5	4	6	0,25	1,5			
21	Жилой дом 9 эт.,	1,4874	109	162,127	0,2	32,4253	189,127	52,6753	196,325
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
22	Детский сад 300 чел.,	1,665	89	148,185	0,2	29,637	169,326	45,4928	175,331
	пищеблок	5	6	23,49	0,75	17,6175			

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.

Следующим этапом расчёта нагрузок является определение нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций.

Согласно «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции определяется по формуле:

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

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 ТП1-1-2-55

$$P_{P..Л} = 189,126 + 0,9 \cdot 176,76 + 0,9 \cdot 4 = 351,811 \text{ кВт}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице3.

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-1-2-22	351,811	100,557
ТП2-3-4-5	326,255	88,386
ТП3-6-7-9	45,15	37,113
ТП4-8-10-13	396,76	111,67
ТП5-14-15	369,27	117,606
ТП6-52	115	28,75
ТП7-7-8-51	361,69	112,817
ТП8-12	189,126	52,675

Продолжение таблицы 3

1	2	3
ТП3-13-16	325,03	87,85
ТП2-18-20	396,769	111,673
ТП2-14-15	369,27	117,6
ТП2-29	115	28,75
ТП3-7-8-28	361,693	112,817
ТП3-12	189,126	52,675
ТП3-13-16	325,031	87,85
ТП4-11	220,746	73,759
ТП4-4-9	329,153	91,145
ТП4-17	192,876	55,487
ТП4-10-62-63	176,526	50,892
ТП5-54-19	370,213	123,407
ТП5-22-24	346,055	96,605
ТП5-21-83	190,026	52,9
ТП6-25-64-66	224,529	71,626
ТП6-26-27-67-69	326,604	105,033

ТП6-23-53-84-85	277,776	72,604
ТП7-32	523,1	155,8
ТП7-31	315,8	108,6
ТП7-37-38-73-75	373,52	97,7
ТП7-39-40-41-72-76	357,08	100,72
ТП8-33	370,2	111,25
ТП8-48-42	211,39	54,67
ТП8-35-44	248,09	86,04
ТП8-43-71	137,4	38,8
ТП9-26-86-91-92	275,8	79,515
ТП9-45-34	323,226	107,712

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 ТП1-1-2-55:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{351,811^2}{2} + \frac{100,557^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 278,293 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 278,293 = 321,428 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 185 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{351,811^2 + 100,557^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 556,586 \text{ А}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$556,5 \leq 1,29 \cdot 488 = 629,5$$

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	$I_{расч.}, \text{А}$	$I_{n/ав}, \text{А}$	$I_{дл.доп.}, \text{А}$	Сечение F, мм ²	марка	$\Delta U \%$,
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-1-2-55	321,428	556,586	629,52	185	ВВГнг- НФ	3,032
ТП1-3	161,418	293,487	337,98	70	ВВГнг- НФ	7,818
ТП1-5-6	296,934	539,879	553,41	150	ВВГнг- НФ	6,857
ТП1-56-61-7980	51,342	93,349	98,04	25	ВВГнг-	6,498

					HF	
ТП2-18-20	362,089	626,993	629,52	185	ВВГнг- HF	6,831

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТП2-14-15	340,446	618,993	629,52	185	ВВГнг- HF	4,817
ТП2-52	104,132	189,331	210,27	35	ВВГнг- HF	
ТП3-7-8-51	332,83	576,33	629,52	185	ВВГнг- HF	7,849
ТП3-12	172,463	313,57	337,98	70	ВВГнг- HF	4,177
ТП3-13-16	295,775	537,772	553,41	150	ВВГнг- HF	5,122
ТП4-11	204,455	354,035	408,93	95	ВВГнг- HF	1,818
ТП4-4-9	300,029	545,508	553,41	150	ВВГнг- HF	8,66
ТП4-17	176,306	320,556	337,98	70	ВВГнг- HF	6,107
ТП4-10-62-63	161,387	293,431	337,98	70	ВВГнг- HF	4,658
ТП5-54-19	342,811	593,611	629,52	185	ВВГнг- HF	4,85
ТП5-22-	315,619	573,853	629,52	185	ВВГнг-	5,954

24					HF	
ТП5-21-83	173,278	315,051	337,98	70	ВВГнг- HF	8,099
ТП6-25-64-66	207,033	358,498	408,93	95	ВВГнг- HF	7,363

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТП6-26-27-67-69	301,38	547,964	629,52	185	ВВГнг- HF	5,686
ТП6-23-53-84-85	252,213	458,569	479,88	185	ВВГнг- HF	8,327
ТП7-32	239,73	415,127	469,27	150	ВВГнг- HF	5,536
ТП7-31	393,36	533,28	605,01	240	ВВГнг- HF	4,481
ТП7-37-38-73-75	339,161	595,65	605,01	240	ВВГнг- HF	9,06
ТП7-39-40-41-72-76	325,92	592,282	605,01	240	ВВГнг- HF	8,71
ТП8-33	339,573	588,01	605,01	240	ВВГнг- HF	5,18
ТП8-48-42	191,807	343,74	361,2	95	ВВГнг- HF	6,82
ТП8-35-44	230,672	419,4	468,2	150	ВВГнг- HF	9,32
ТП8-43-71	125,42	228,04	361,2	95	ВВГнг- HF	7,806

ТП9-28-68-91-92	252,15	436,62	468,2	150	ВВГнг- HF	9,52
ТП9-45-34	299,29	544,167	605,01	240	ВВГнг- HF	4,57
ТП9-47-70-77	28,336	51,52	361,2	95	ВВГнг- HF	1,01

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТП10-29	202,986	351,49	414,09	120	ВВГнг- HF	5,867
ТП10-30	314,081	571,06	605,01	240	ВВГнг- HF	4,797
ТП10-36	139,92	254,403	361,2	95	ВВГнг- HF	8,709
ТП10-46-50-88..90	176,956	321,738	414,09	120	ВВГнг- HF	8,951
ТП10-49-87	256,42	466,219	468,27	150	ВВГнг- HF	9,35

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

$$P_{P.ТП} = (ТП5 - 31 - 19) + (ТП5 - 22 - 24) + (ТП5 - 21 - 51) = 906,295$$

$$Q_{P.ТП} = (ТП5 - 31 - 19) + (ТП5 - 22 - 24) + (ТП5 - 21 - 51) = 272,912$$

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	899,976	276,257	941,422
ТП2	881,043	258,029	918,05
ТП3	875,85	253,35	911,757
ТП4	919,301	271,283	958,493
ТП5	906,295	272,912	946,494
ТП6	828,909	249,264	865,576
ТП7	1569	462,82	1635,83
ТП8	967,08	290,76	1009,84
ТП9	626,476	204,167	658,91
ТП10	1405	435,3	1470,89

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях является одним из основных вопросов рационального построения системы электроснабжения.

В соответствии с [12; 17] в рассматриваемом поселке на ТП 10/0,4 кВ компенсация реактивной мощности не производится, так как на ТП 10/0,4 компенсация реактивной мощности предусматривается только при требуемой расчётной мощности компенсирующих устройств более 150 квар, что не соблюдается ни для одной ТП поселка.

Вопрос о числе трансформаторов на ТП зависит от категории питаемых потребителей.

Для питания потребителей I категории требуется установка двух трансформаторов, для питания II категории возможна установка одного или двух трансформаторов, потребители III категории должны питаться от однострансформаторных подстанций.

Наиболее экономичны однострансформаторные подстанции, которые при наличии централизованного (складского) резерва или связей по вторичному напряжению могут обеспечить надежное питание потребителей II и III.

При проектировании или реконструкции систем электроснабжения установка однострансформаторных подстанций рекомендуется при полном резервировании электроприёмников I и II категории по сетям низкого напряжения и для питания электроприёмников III категории, когда возможна замена поврежденного трансформатора в течение не более одних суток и при наличии централизованного резерва.

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

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:

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

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

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расчA} = \frac{\sqrt{899,976^2 + 276,257^2}}{0,75 \cdot 2} = 627,614 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем мощность ТП = 630 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{899,976^2 + 276,257^2}}{630} = 1,494 \leq 1,5$$

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	$P_{P,ТП}$, кВт	$Q_{P,ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	k_3	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	899,976	276,257	627,6	630	0,747	1,494	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП2	881,043	258,029	612,03	630	0,729	1,457	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП3	875,85	253,35	607,83	630	0,724	1,447	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП4	919,301	271,283	638,99	630	0,761	1,521	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП5	906,295	272,912	630,99	630	0,751	1,502	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП6	828,909	249,264	577,05	630	0,687	1,374	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП7	1569	462,82	1091	1600	0,511	1,03	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ТП8	967,08	290,76	673,23	1000	0,51	1,1	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП9	626,476	204,167	439,27	630	0,52	1,1	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП10	1405	435,3	980,82	1000	0,74	1,47	ТМГ1000/10-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:

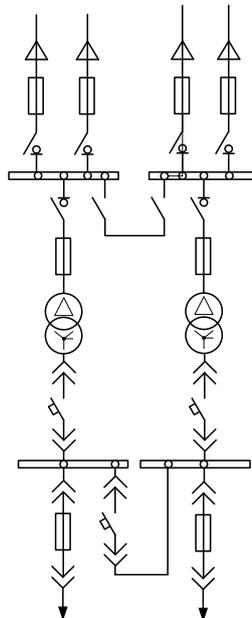


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

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 ТП1-1-2-32 по формулам:

$$\Delta P = \frac{351,8^2 \cdot 0,099 + 100,5^2 \cdot 0,099}{0,4^2} = 16,5 \text{ кВт}$$

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

$$\Delta W = 16,5 \cdot 1098 = 18,2 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

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

Участок сети	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
ТП1-1-2-55	351,811	100,557	185	0,099	0,059	16,5	9,8	18,2
ТП1-3	176,76	50,2	70	0,268	0,085	22,6	7,1	24,8
ТП1-5-6	326,255	88,386	150	0,124	0,059	35,4	16,8	38,8
ТП1-56-61-79-80	45,15	37,113	25	0,727	0,091	6,2	0,7	66,8
ТП2-18-20	396,769	111,673	185	0,099	0,059	42,09	25,05	46,2
ТП2-14-15	369,27	117,6	185	0,099	0,059	27,9	16,6	30,6
ТП2-52	115	28,75	35	0,524	0,089	18,4	3,1	20,2
ТП3-7-8-51	361,693	112,817	185	0,099	0,059	44,4	26,4	48,8
ТП3-12	189,126	52,675	70	0,268	0,085	12,9	4,09	14,1
ТП3-13-16	325,031	87,85	150	0,124	0,059	26,3	12,5	28,9
ТП4-11	220,746	73,759	95	0,193	0,081	6,5	2,7	7,1
ТП4-4-9	329,153	91,145	150	0,124	0,059	45,2	21,5	49,6
ТП4-17	192,876	55,487	70	0,268	0,085	18,7	8,9	20,5
ТП4-10-62-63	176,526	50,892	70	0,268	0,085	13,07	6,2	14,3
ТП5-54-19	370,213	123,407	185	0,099	0,059	28,2	16,8	31,06
ТП5-22-24	346,055	96,605	185	0,099	0,059	31,9	19,04	35,1

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП5-21-83	190,026	52,9	70	0,268	0,085	25,09	8,2	27,5
ТП6-25-43..45	224,529	71,626	95	0,193	0,081	26,7	11,2	29,4
ТП6-25-64-66	326,604	105,033	185	0,099	0,059	29,1	17,3	32,01
ТП6-26-27-67-69	277,776	72,604	185	0,099	0,059	35,7	21,2	39,2
ТП7-32	523,1	155,8	150	0,124	0,059	92,35	43,94	101
ТП7-31	315,8	108,6	240	0,078	0,058	21,7	16,36	23,8
ТП7-37-38-75	373,52	97,7	240	0,078	0,058	50,8	38,28	55,8
ТП7-39-41-76	357,08	100,72	240	0,078	0,058	46,97	35,35	51,57
ТП8-33	370,2	111,25	240	0,078	0,058	29,14	21,93	31,9
ТП8-48-42	211,39	54,67	95	0,193	0,081	23,01	9,65	25,26
ТП8-35-44	248,09	86,04	150	0,124	0,059	37,4	17,19	41,07
ТП8-43-71	137,4	38,8	95	0,193	0,081	17,2	7,22	18,89
ТП9-28-86-92	275,8	79,51	150	0,124	0,059	44,6	21,26	49,07
ТП9-45-34	323,22	107,71	240	0,078	0,059	22,63	17,03	24,85
ТП9-47-70-77	27,45	16,94	95	0,193	0,081	0,5	,02	0,03
ТП10-29	443,8	128,9	120	0,158	0,06	84,36	32,14	92,62
ТП10-30	343,7	98,5	240	0,078	0,059	24,92	18,75	27,37
ТП10-36	154,15	40,1	95	0,193	0,081	21,42	8,99	23,52
ТП10-46-50-88-90	191,7	61,87	120	0,015	0,06	28,05	10,68	30,79
ТП10-49-87	272	105,93	150	0,124	0,059	46,22	12,99	50,75

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

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

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

где $P_{P.Л.}, Q_{P.Л.}$ - 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	899,976	276,257	630	16,57	11,52
ТП2	881,043	258,029	630	15,76	10,95
ТП3	875,85	253,35	630	15,54	10,8
ТП4	919,301	271,283	630	17,17	11,94
ТП5	906,295	272,912	630	16,75	11,64
ТП6	828,909	249,264	630	14,01	9,73
ТП7	1569	462,82	1600	18,74	87,55
ТП8	967,08	290,76	1000	12,44	54,55
ТП9	626,47	204,17	630	81,18	56,44
ТП10	1405	435,5	1000	26,4	115,8

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	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП1	899,976	276,257	16,57	11,52	916,549	287,779
ТП2	881,043	258,029	15,76	10,95	896,803	268,986
ТП3	875,85	253,35	15,54	10,8	891,396	264,157
ТП4	919,301	271,283	17,17	11,94	936,481	283,226
ТП5	906,295	272,912	16,75	11,64	923,047	284,558
ТП6	828,909	249,264	14,01	9,73	842,919	259,004
ТП7	1569	462,82	18,74	87,55	1588	550,375
ТП8	967,08	290,76	12,44	54,55	979,521	345,32

ТП9	626,47	204,17	8,118	5,644	634,595	209,81
ТП10	1405	435,5	26,4	115,8	1432	551,1

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

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(916,5 + 896,8 + 891,3 + 936,4 + 923,04 + \right. \\ \left. + 842,9 + 1588 + 979,521 + 634,595 + 1432 \right) = 7028,918 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(287,7 + 268,9 + 264,1 + 283,2 + 284,5 + \right. \\ \left. + 259 + 550,4 + 345,3 + 209,8 + 551,1 \right) = 2313,02 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{7028,918^2 + 2313,02^2} = 7396,59 \text{ кВА}$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10

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:

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

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:

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

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

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 _{пав} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	Марка
РП-ТП10	300	5544	1888	195,3	355,05	457,95	150	ПВГ
ТП10-ТП9	1,2	4112	1337	144,18	262,15	277,35	95	ПВГ
ТП9-ТП8	0,5	3478	1127	121,89	221,63	277,35	95	ПВГ
ТП8-ТП7	0,6	2497	782,06	87,28	158,69	277,35	95	ПВГ
ТП7-ТП4	0,4	910	231,68	31,31	56,93	277,35	95	ПВГ
ТП4-ТП3	800	26,5	51,543	1,93	3,15	277,35	95	ПВГ
ТП3-ТП1	1000	917,8	315,7	28,02	32,36	277,35	95	ПВГ
ТП1-ТП2	800	1834	603,48	64,39	117,07	277,35	95	ПВГ
ТП2-ТП5	800	2731	872,47	95,59	173,81	277,35	95	ПВГ
ТП5-ТП6	600	3654	1157	127,81	232,37	277,35	95	ПВГ
ТП6-РП	600	4497	4497	212,05	385,5	457,95	150	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
1	2	3	4	5	6
РП-ТП10	300	5544	1888	16,26	8,34
ТП10-ТП9	1,2	4112	1337	44,88	18,88
ТП9-ТП8	0,5	3478	1127	1,274	5,546
ТП8-ТП7	0,6	2497	782,06	8,22	3,412
ТП7-ТП4	0,4	910	231,68	0,71	0,0293
ТП4-ТП3	800	26,5	51,543	0,005	0,002
ТП3-ТП1	1000	917,8	315,7	1,884	0,781

ТП1-ТП2	800	1834	603,48	5,97	2,48
ТП2-ТП5	800	2731	872,47	13,15	5,458
Продолжение таблицы 11					
1	2	3	4	5	6
ТП5-ТП6	600	3654	1157	17,63	7,316
ТП6-РП	600	4497	4497	38,34	19,66

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

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

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

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(16,26 + 44,88 + 1,274 + 8,22 + 0,71 + 0,005 + \right. \\ \left. + 1,884 + 5,97 + 13,15 + 17,63 + 38,34 \right) = 147,329$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \left(8,34 + 18,88 + 5,546 + 3,412 + 0,0293 + \right. \\ \left. + 0,002 + 0,781 + 2,18 + 5,458 + 7,316 + 19,66 \right) = 71,907$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma} \quad (35)$$

$$Q_{РП.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (36)$$

$$P_{РП.10} = 7029 + 147,329 = 7177,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП.10} = 2313 + 71,907 = 2384,93 \text{ квар}$$

Выберем трансформатор на РП по формуле:

$$S_{Р.Тр.РП} = \frac{\sqrt{(7177,25)^2 + (2384,93)^2}}{0,75 \cdot 2} = 5042,08 \text{ кВА}$$

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

$$6300 \geq 5042,079;$$

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(7177,25)^2 + (2384,93)^2}}{6300 \cdot 2} = 0,6$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(7177,25)^2 + (2384,93)^2}}{6300 \cdot 1} = 1,2$$

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.

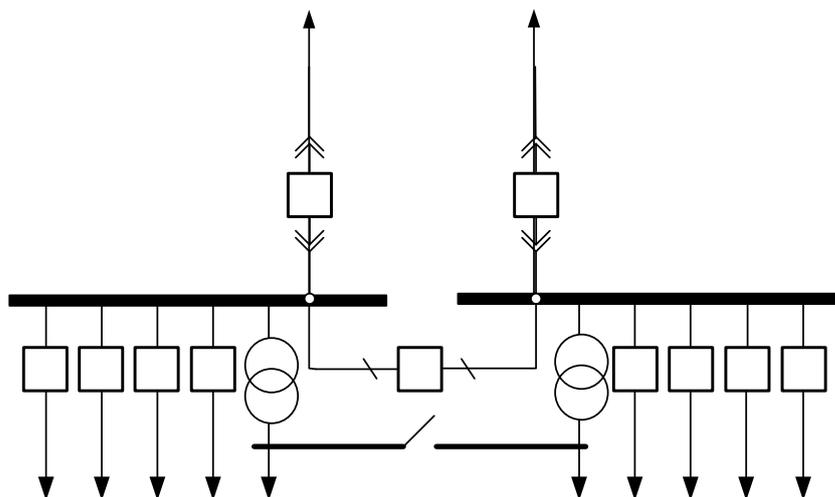


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

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

Расчёт токов короткого замыкания производится для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Основная цель расчёта состоит в определении периодической составляющей тока короткого замыкания для наиболее тяжёлого режима электрической сети. Учёт апериодической составляющей производится приближённо, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчёт токов короткого замыкания с учётом действительных характеристик и действия режима работы всех элементов энергосистемы весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчёты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относят следующие:

- 1) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 2) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- 3) не учитываются ёмкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- 4) считается, что трёхфазная система является симметричной;
- 5) влияние нагрузки на ток короткого замыкания учитывает приближённо;
- 6) при вычислении тока короткого замыкания обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение X/R более трёх. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

Указанные допущения наряду с упрощением расчётов приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания (погрешность расчёта не превышает 10%, что принято считать допустимым).

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.

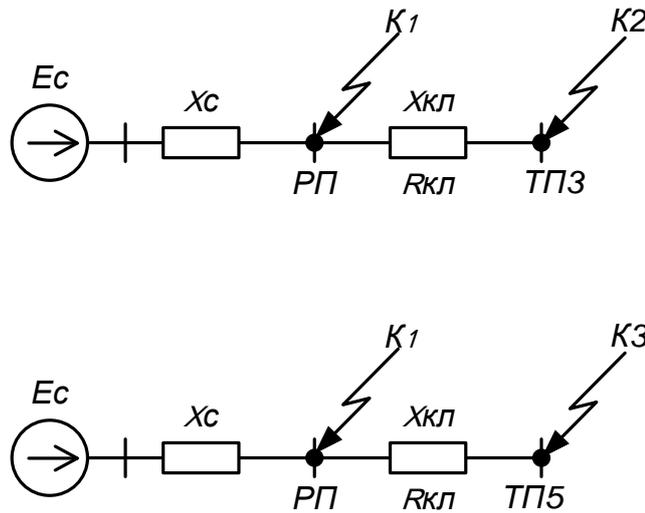


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

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

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

$$Z = \sqrt{(x_{кп} + x_{сис})^2 + r_{кп}^2} = \sqrt{(0,696 + 0,0385)^2 + 0,103^2} = 0,736 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,736} = 8,233 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,233 = 7,13 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,773}{314 \cdot 0,103} = 0,045$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,045}} = 1,802$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,802 \cdot 8,233 = 20,986 \text{ кА.}$$

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	8,233	7,13	0,045	1,802	20,986
К2	7,655	6,63	0,02	1,605	17,372
К3	5,124	4,437	0,005	1,126	8,16

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:

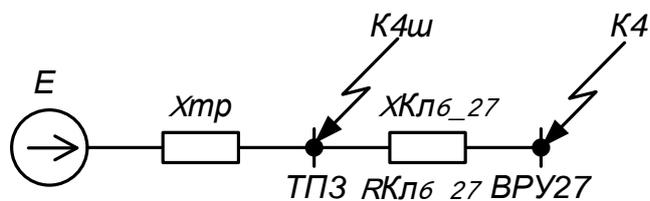
$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2}, \quad (48)$$

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 ТП, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 3.



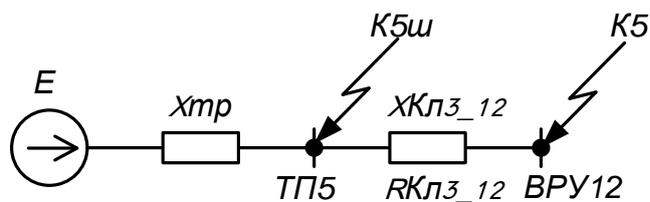


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 13,943 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 0,622 \text{ Ом}$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0,457 + 13,943)^2 + 0,622^2} = 13,985$$

$$I_{ку}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,985} = 16,5 \text{ кА}$$

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

$$z_4 = \sqrt{(0,457 + 0,622 + 0,000602)^2 + (13,943 + 0,002)^2} = 13,987$$

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,987} = 16,512$$

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

$$z_{40} = \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,000602 + 0,0000602)^2 + (3 \cdot 13,943 + 2 \cdot 0,002 + 0,0002)^2} = 41,874$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{TP})^2 + (3 \cdot r_{TP})^2} + 52 = 93,87$$

$$I_{ку}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40ш}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,87} = 7,3 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{41,874} = 16,545$$

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	16,514	7,87
К4	16,512	16,545
К5ш	16,514	7,381
К5	16,48	16,52

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 ТП5-21.

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

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

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

Кабель	$I_{ПА}$, А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
РП-ТП3	355,05	0,158	0,081	300	16,26	0,243
ТП3-ТП2	262,15	0,2	0,083	1,2	44,88	0,848
ТП2-ТП1	221,63	0,2	0,083	0,5	1,27	0,299
ТП1-ТП6	158,69	0,2	0,083	0,6	8,22	0,257
РП-ТП5	56,93	0,2	0,083	0,4	0,705	0,061
ТП5-ТП4	3,513	0,2	0,083	800	0,0054	0,0076
ТП7-ТП8	58,84	0,2	0,083	1000	1,88	0,159

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.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ. Выбор и проверка выключателей проводится согласно [15]. Так как промышленностью для номинальных напряжений 35 и 10 кВ выпускаются выключатели с минимальным номинальным током в 630 А, а максимальное значение из рассматриваемых расчётных токов не превышает 139 А, то для всех присоединений одного напряжения выбирается один и тот же тип выключателей. Данное решение позволит значительно повысить степень удобства эксплуатации и ремонтов выключателей

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

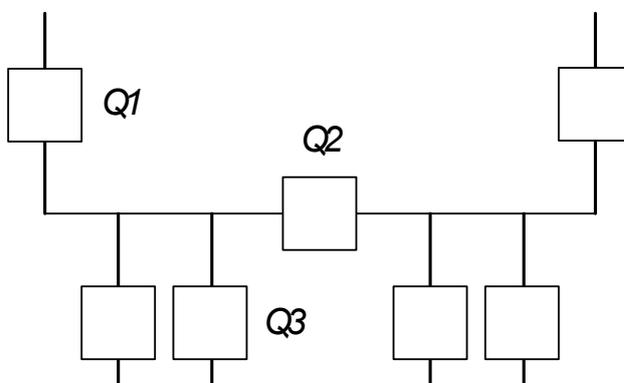


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель

Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7399,71}{\sqrt{3} \cdot 10} = 213,61 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (52)$$

2) По длительному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном} \quad (53)$$

3) По отключающей способности:

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

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

$$8,23 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

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

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

$$B_K = 8,233^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,045) = 85,41 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

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

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

$$B_K \leq B_{к.в}$$

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

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

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

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

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \quad (58)$$

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,233 = 11,64 \text{ кА}.$$

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	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 213,63 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_K = 85,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_K$

$I_{no} = 8,233 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{no}$
$I_{nt} = 8,233 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
$i_{at} = 11,64 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

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_{∂} – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

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

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 :

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

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 $S_{2H} = 15$ 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 $l_{расч}$ – 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 $\rho = 0,0283$.

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

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

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):

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

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

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 У3. 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:

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

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{5,4 \cdot 10^3}}{82} = 32,5 \quad (66)$$

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 $a = 0,8 \text{ м}$ – 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 ($l = 1,2 \text{ м}$).

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:

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

Условие $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ 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
$I_{\text{max}} = 213,61 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} = 250 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{min}} = 32,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

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 $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$,

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

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

$F_{\text{разр}}$ – 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-12P 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

Предохранители – это электрические аппараты, предназначенные для защиты электрических цепей от токовых перегрузок и токов к.з. Основными

элементами предохранителя являются плавкая вставка, включаемая последовательно с защищаемой цепью, и дугогасительное устройство.

К предохранителям предъявляются следующие требования:

1) Времятоковая характеристика предохранителя должна проходить ниже, но возможно ближе к времятоковой характеристике защищаемого объекта.

2) Время срабатывания предохранителя при КЗ должно быть минимально возможным, особенно при защите полупроводниковых приборов.

Предохранители должны работать с токоограничением.

3) При КЗ в защищаемой цепи предохранители должны обеспечивать селективность защиты.

4) Характеристики предохранителя должны быть стабильными, а технологический разброс их параметров не должен нарушать надежность защиты.

5) В связи с возросшей мощностью установок предохранители должны иметь высокую отключающую способность.

6) Конструкция предохранителя должна обеспечивать возможность быстрой и удобной замены плавкой вставки при ее перегорании.

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:

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

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

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

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (77)$$

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:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (78)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расч}}$, А	Марка выключателя
ТП1	941,422	690,90	1000	ВА53-43
ТП2	918,05	918,43	1000	ВА53-43
ТП3	911,757	877,13	1000	ВА53-43
ТП4	958,493	1238,11	1280	ВА53-43
ТП5	946,494	477,03	630	ВА53-41
ТП6	865,576	745,99	800	ВА53-41
ТП7	1091	1576,6	1600	ВА53-43
ТП8	673,23	972,8	1000	ВА53-43

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

$$i_{yd} \leq i_{дин}$$

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-ТП4-11.

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.

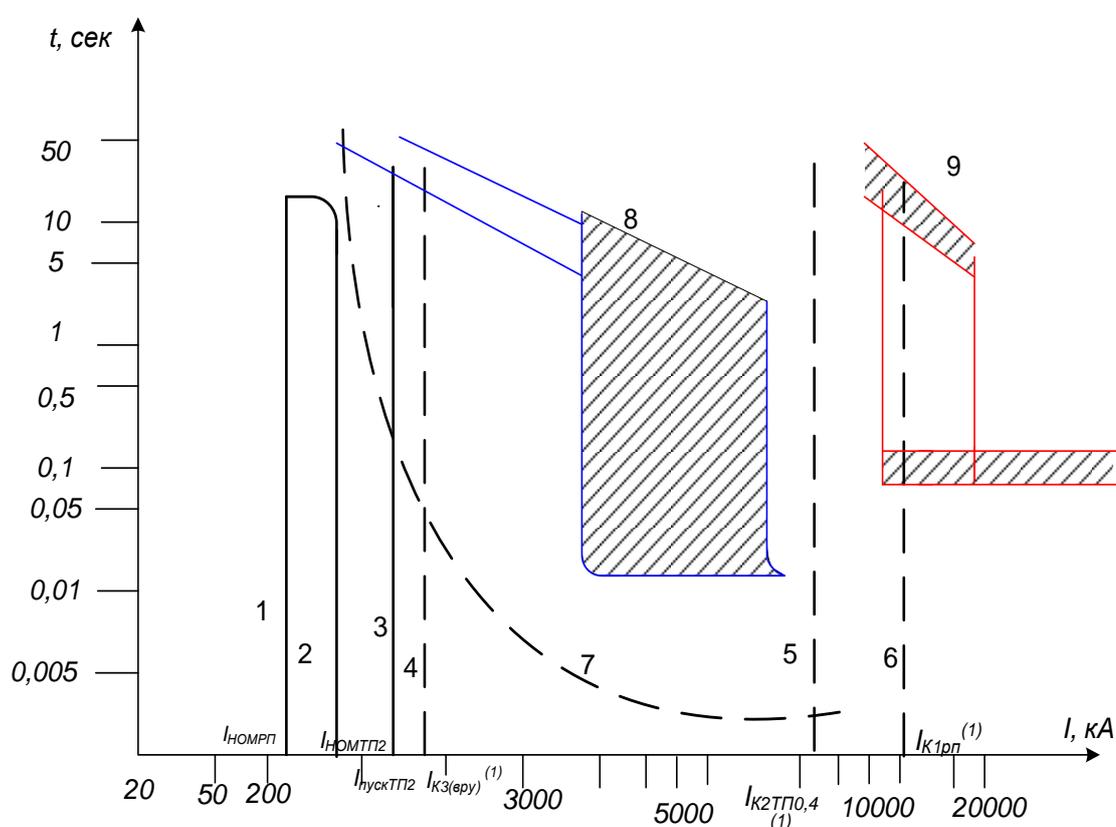


Рисунок 6 – Карта селективности

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 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 $2,5 - 2,6 U_{\phi}$ 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:

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

(79)

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

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 6,16}{10} \right) = 7,7 \text{ А.}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

14 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

14.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{л\sigma} + K_{об\sigma}, \quad (80)$$

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

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

14.1.1 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:

$$K_{пит.л.} = \sum(L_{к\lambda} \cdot k_{уд}) + K_{смр}, \quad (81)$$

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

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

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

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

14.1.2 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:

$$K_{обор.Σ} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смп} + K_{пр.}, \quad (82)$$

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 (80):

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

14.2 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:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ}, \quad (83)$$

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

КЛ, [14].

$\alpha_{P.O.OB} = 0,037$ – 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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (84)$$

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:

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

14.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (85)$$

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:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W},$$

(86)

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

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.год.} \cdot T_{Г},$$

(87)

где $\Sigma P_{cp.год.}$ - среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;

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

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = W \cdot 1 = 25400000 \cdot 1 = 33440000 \text{ руб} \tag{88}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

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

14.4 Технико-экономические показатели проекта

Все технико-экономические показатели заносятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Технико-экономические показатели проекта

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Расчетная мощность всех ТП	$P_{расчТП}$	кВт	9617
Расчетная мощность всех домов	$P_{расчВРУ}$	кВт	9448,15
Полная мощность РП	$S_{расчРП}$	кВА	3958,55/3224,16
Напряжение сети	$U_{ном}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		20
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$\operatorname{tg}\varphi$	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	$C_{потерь}$	руб/кВт·ч	0,01
Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб/кВт·ч	0,015
Приведенные затраты	З	руб/год	963 688,32

15 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

15.1. Основные требования и особенности выполнения защит в сельских электросетях

Как известно к релейной защите предъявляются следующие основные требования: селективность, быстрдействие; чувствительность и надежность. Кроме этих требований устройства релейной защиты, применяемые в сельских электрических сетях, должны быть максимально просты, экономичны и удобны в эксплуатации.

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

Необходимо учитывать и то, что эти защиты пока дешевле полупроводниковых устройств, имеется большой опыт их обслуживания и т. п. Поэтому в электрических сетях сельскохозяйственного назначения в ближайшие годы будут применяться как электромеханические, так и полупроводниковые устройства защиты.

Основными особенностями сельских электрических сетей, с точки зрения обеспечения их защитой, являются: низкий уровень токов к. з., которые очень часто 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 обуславливает прохождение значительного тока в нулевом проводе до 40% фазного тока. Распределение тока однофазного к. з. при наличии повторных заземлений нулевого провода зависит от вида однофазного к. з., то есть на нулевой провод или на оборудование произошло замыкание фазного провода.

15.2. Защита сельских электрических сетей напряжением 0,38 кВ

Вводы трансформаторов, а также воздушные линии 0,38 кВ, отходящие от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (20—35/0,4 кВ), защищаются от К.З. автоматическими выключателями, в моём случае это выключатели типа ВА57

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.

15.3. Защита сельских 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 Сириус-2-Л установлено в релейном отсеке ЗРУ-10 кВ, на подстанции «Ключевая». 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 степени 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].

15.3.1. Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{c.mтз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_v} \cdot I_{нагр}; \quad (119)$$

где K_z , $K_{сзап}$, K_v – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_z=1,2$ $K_n=1,2$ и $K_v=0.85$ для Сириус – 2Л).

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

$$I_{нагр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_2}; \quad (120)$$

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

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{с.мтз}}{k_m}; \quad (121)$$

где k_m – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

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

Принимаем уставку равную 5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.р} = \frac{400/5}{1} \cdot 5 = 400 \text{ A}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

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

Коэффициент чувствительности:

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

15.3.2 Расчёт токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты [1]

$$I_{с.то} = I_{к}^{(3)} \cdot k_{н}, \quad (122)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, равен 1,2;

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

$$I_{с.то} = 3,07 \cdot 1,2 = 3,68 \text{ кА.}$$

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

$$k_{ч2.то} = \frac{I_{н}^{(2)}}{I_{с.то}} \geq 2, \quad (123)$$

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

Ток двухфазного КЗ

$$I_{к}^{(2)} = 5,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,1 \text{ кА.} \quad (124)$$

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

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к $Kч < 2$.

15.4 Автоматический ввод резерва

В дипломном проекте предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР), устанавливаются на подстанциях и РП, для которых предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

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

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.

15.5 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 однострансформаторных 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.

16 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Как известно, основной функцией системы электроснабжения является обеспечение всех потребителей электрической энергией в необходимом количестве и надлежащего качества. Поэтому применительно к системе электроснабжения наиболее обоснованным является такое определение понятия надежности электроснабжения: это способность электрической системы снабжать присоединенных к ней потребителей электрической энергией заданного качества в любой интервал времени. При этом понятие надежности включает в себя как бесперебойность снабжения потребителей электроэнергией, так и качество ее — стабильность частоты и напряжения.

Надежность является сложным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения состоит из сочетания свойств — безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемость.

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Аналитический метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы как простой, так и сложной конфигурации. В основе выбранного метода лежит композиция системного анализа и теории вероятностей.

Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Данные для расчета:

Для расчета приводим схему РП:

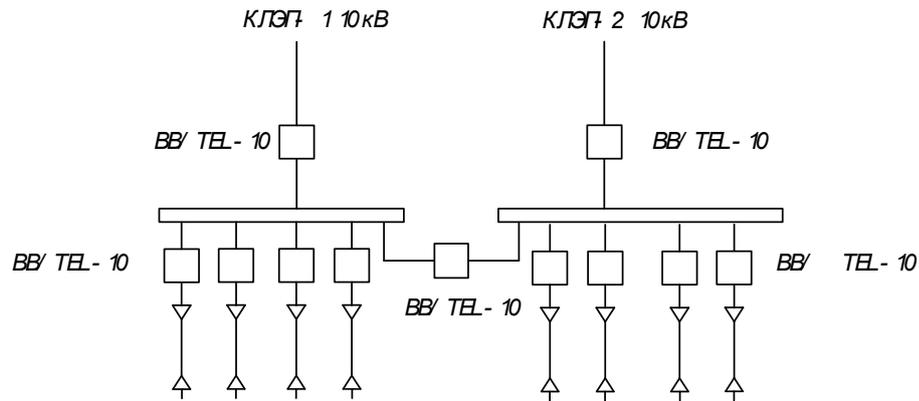


Рисунок 8 - Электрическая схема РП

Составляем схему замещения системы:

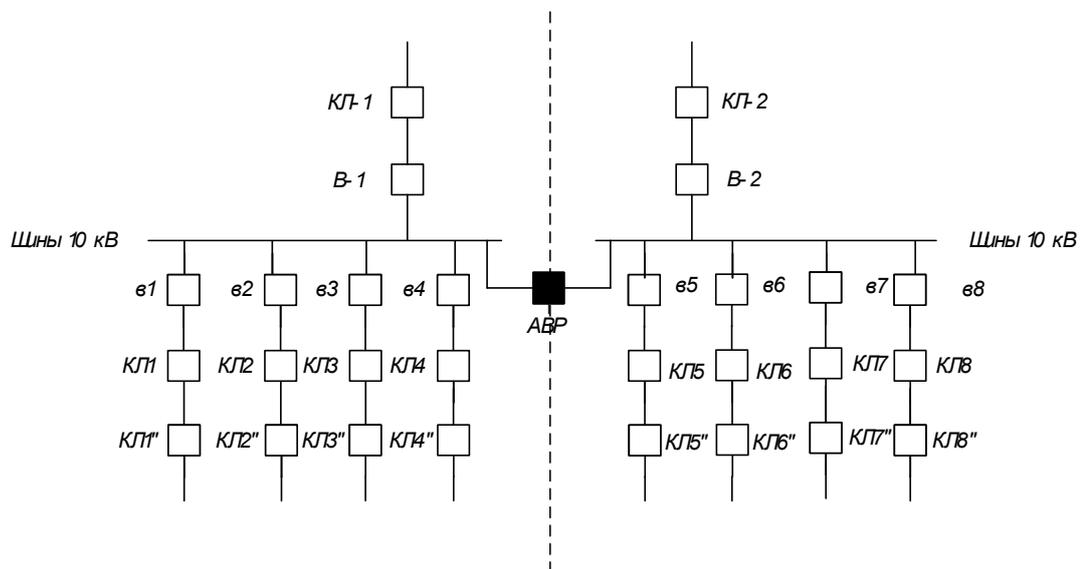


Рисунок 9 - Схема замещения рассматриваемой системы

После чего разрезаем схему «пополам», через АВР. Данная операция дает нам две расчетные схемы – цепочки, представленные на рисунках 14 и 15.

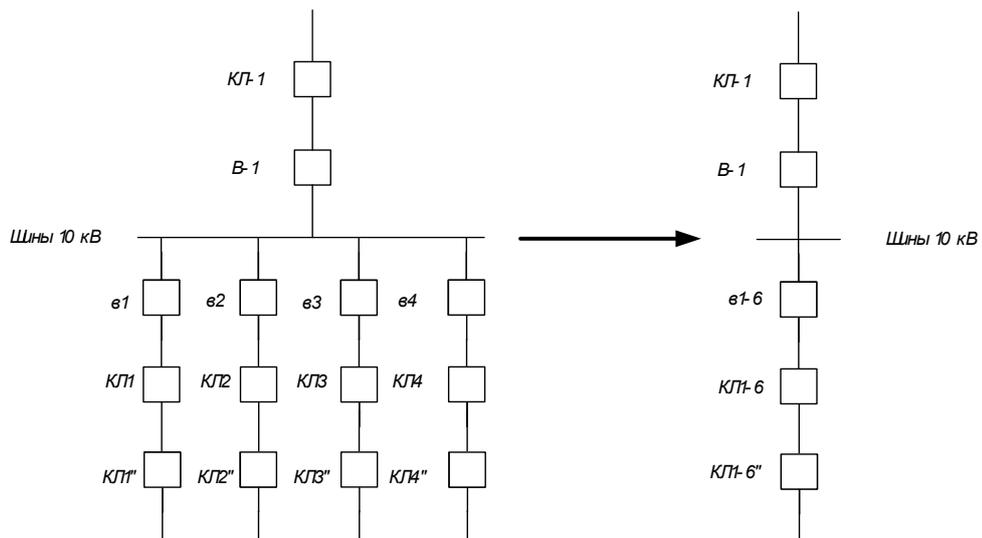


Рисунок 10 – Первая цепочка

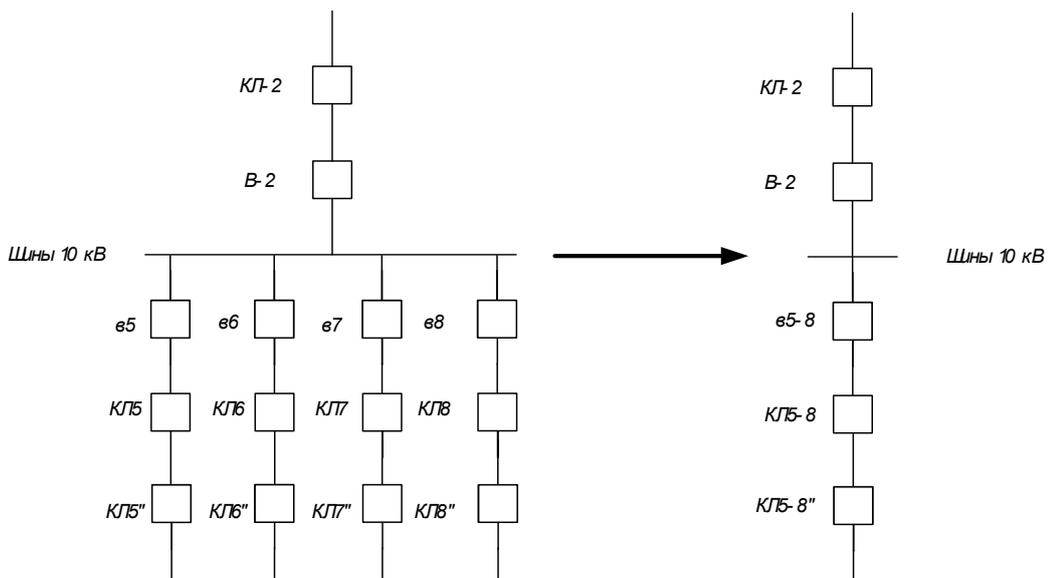


Рисунок 11 – Вторая цепочка

Далее по определяем справочные данные показателей надежности для каждого элемента каждой цепочки.

Для линий электропередач при определении исходной информации необходимо учитывать устойчивое и неустойчивое короткое замыкание, т.е.:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{уст} + \lambda_{неуст},$$

(78)

$$\lambda_{неуст} = \alpha \cdot \lambda_{уст},$$

(79)

где $\lambda_{уст}$ - средняя частота устойчивых отказов;

$\lambda_{неуст}$ - средняя частота неустойчивых отказов;

α - параметр для ЛЭП 10 кВ принимаем равный 2.

Параметр потокоотказа выключателя представим моделью в следующем виде:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{выкл} + 2 \cdot \lambda_{раз},$$

(80)

где $\lambda_{выкл}$ - параметр потокоотказа для выключателя;

$\lambda_{раз}$ - параметр потокоотказа для разъединителя.

Таким образом:

$$\lambda_{\Sigma} = 0,009 + 2 \cdot 0,01 = 0,0029.$$

Определяем среднюю частоту устойчивых отказов кабельных линий, учитывая их длину.

Для второй цепочки расчет данных элементов проводится по аналогии.

Произведем расчет в нормальном режиме работы системы.

Находим параметры потока отказов цепочек, учитывая их преднамеренные отключения по следующей формуле:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{\text{пр.наиб}},$$

(81)

Параметры потока отказов для первой цепочки:

$$\lambda_{c1} = \lambda_{\text{КЛ-1}} + \lambda_{\text{В-1}} + \lambda_{\text{Ш}} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{\text{КЛ1}} + \lambda_{\text{КЛ2}} + \lambda_{\text{КЛ3}} + \lambda_{\text{КЛ4}} + \lambda_{\text{КЛ5}} +$$

$$+ \lambda_{\text{КЛ6}} + \lambda_{\text{КЛ1}''} + \lambda_{\text{КЛ2}''} + \lambda_{\text{КЛ3}''} + \lambda_{\text{КЛ4}''} + \lambda_{\text{КЛ5}''} + \lambda_{\text{КЛ6}''} + 1,2 \cdot \lambda_{\text{пр.наиб}},$$

(82)

где $\lambda_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая средняя частота плановых отключений данной цепочки.

$$\lambda_{c1} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0177 + 0,0177 +$$

$$+ 0,0063 + 0,0063 + 0,0174 + 0,0174 + 0,0111 + 0,0111 + 0,0132 + 0,0132 +$$

$$+ 1,2 \cdot 1 = 1,767 \text{ 1/год.}$$

Параметры потока отказов для второй цепочки:

$$\lambda_{c2} = \lambda_{\text{КЛ-2}} + \lambda_{\text{В-2}} + \lambda_{\text{Ш}} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{\text{КЛ7}} + \lambda_{\text{КЛ8}} + \lambda_{\text{КЛ9}} + \lambda_{\text{КЛ10}} + \lambda_{\text{КЛ11}} + \lambda_{\text{КЛ12}} +$$

$$+ \lambda_{\text{КЛ7}''} + \lambda_{\text{КЛ8}''} + \lambda_{\text{КЛ9}''} + \lambda_{\text{КЛ10}''} + \lambda_{\text{КЛ11}''} + \lambda_{\text{КЛ12}''} + 1,2 \cdot \lambda_{\text{пр.наиб}}.$$

(83)

$$\lambda_{c2} = 0,1901 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,03 + 0,03 +$$

$$+ 0,0323 + 0,0323 + 0,0146 + 0,0146 + 0,0393 + 0,0393 + 0,0075 +$$

$$+ 0,0075 + 1,2 \cdot 1 = 1,948 \text{ 1/год.}$$

Рассчитываем вероятность отказов каждой цепочки по выражению:

$$q_{iy} = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi} \cdot$$

(84)

Чтобы выразить t_B в годах, нужно разделить на количество часов в году, т.е.:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760} \cdot$$

(85)

Вероятность отказа цепочки №1:

$$q_1 = \lambda_{KЛ1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1} + \lambda_{B-1} \cdot \bar{t}_{B.B-1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 6 \cdot \lambda_g \cdot \bar{t}_{B.B10} + \lambda_{KЛ1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1} +$$

$$+ \lambda_{KЛ2} \cdot \bar{t}_{B.KЛ2} + \lambda_{KЛ3} \cdot \bar{t}_{B.KЛ3} + \lambda_{KЛ4} \cdot \bar{t}_{B.KЛ4} + \lambda_{KЛ5} \cdot \bar{t}_{B.KЛ5} + \lambda_{KЛ6} \cdot \bar{t}_{B.KЛ6} +$$

$$+ \lambda_{KЛ3''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ3''} + \lambda_{KЛ4''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ4''} + \lambda_{KЛ5''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ5''} + \lambda_{KЛ6''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ6''} + \lambda_{KЛ1''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1''} +$$

$$+ \lambda_{KЛ2''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ2''},$$

(86)

$$q_1 = 0,1467 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 6 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} +$$

$$+ 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0177 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0177 \cdot \frac{16}{8760} +$$

$$+ 0,0063 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0063 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} +$$

$$+ 0,0111 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0111 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} = 1,087 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность отказа цепочки №2:

$$q_2 = \lambda_{KЛ2} \cdot \bar{t}_{B.KЛ2} + \lambda_{B-2} \cdot \bar{t}_{B.B-2} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 6 \cdot \lambda_g \cdot \bar{t}_{B.B10} + \lambda_{KЛ7} \cdot \bar{t}_{B.KЛ7} +$$

$$\begin{aligned}
& +\lambda_{KЛ8} \cdot \bar{t}_{B.KЛ8} + \lambda_{KЛ9} \cdot \bar{t}_{B.KЛ9} + \lambda_{KЛ10} \cdot \bar{t}_{B.KЛ10} + \lambda_{KЛ11} \cdot \bar{t}_{B.KЛ11} + \lambda_{KЛ12} \cdot \bar{t}_{B.KЛ12} + \\
& +\lambda_{KЛ7''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ7''} + \lambda_{KЛ8''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ8''} + \lambda_{KЛ9''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ9''} + \lambda_{KЛ10''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ10''} + \lambda_{KЛ11''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ11''} + \\
& +\lambda_{KЛ12''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ12''},
\end{aligned}
\tag{87}$$

$$\begin{aligned}
q_2 = & 0,1901 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 6 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\
& + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,03 \cdot \frac{16}{8760} + 0,03 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0323 \cdot \frac{16}{8760} + \\
& + 0,0323 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0393 \cdot \frac{16}{8760} + \\
& + 0,0393 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0075 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0075 \cdot \frac{16}{8760} = 1,419 \cdot 10^{-3}.
\end{aligned}$$

Среднее время восстановления каждой цепочки определяем по формуле:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c},
\tag{88}$$

$$\begin{aligned}
\bar{t}_{B1} &= \frac{q_1}{\lambda_1^*} = \frac{q_1}{\lambda_{c1} - \lambda_{np.BЛ}} = \frac{1,087 \cdot 10^{-3}}{1,767 - 1} \cdot 8760 = 12,415 \text{ ч}, \\
\bar{t}_{B2} &= \frac{q_2}{\lambda_2^*} = \frac{q_2}{\lambda_{c2} - \lambda_{np.BЛ}} = \frac{1,419 \cdot 10^{-3}}{1,948 - 1} \cdot 8760 = 13,112 \text{ ч}.
\end{aligned}$$

Находим параметр потока отказов всей системы по выражению:

$$\begin{aligned}
\lambda_C = & \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760} + \\
& + \lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760},
\end{aligned}
\tag{89}$$

где $t_{пр.наиб}$ - наибольшее время планового простоя, $t_{пр.наиб} = 10$.

$$\lambda_c = 1,767 \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,767 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} +$$

$$+ 1,948 \cdot 1,087 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,948 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} = 6,583 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

$$q_c = K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{np} \cdot \bar{t}_{npi} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi},$$

(90)

где K_{npi} - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

После определяем коэффициент простоя системы с учетом преднамеренных отключений:

$$k_{ПП} = 1 - e^{-\frac{t_{пр.наиб}}{t_B}},$$

(91)

$$k_{ПП1} = 1 - e^{-\frac{t_{пр.наиб}}{t_{B2}}} = 1 - e^{-\frac{10}{13,112}} = 0,534,$$

$$k_{ПП2} = 1 - e^{-\frac{t_{пр.наиб}}{t_{B1}}} = 1 - e^{-\frac{10}{12,415}} = 0,553,$$

$$K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + k_{ПП1} \cdot \lambda_{np1} \cdot \bar{t}_{np1} \cdot q_2 + k_{ПП2} \cdot \lambda_{np2} \cdot \bar{t}_{np2} \cdot q_1,$$

(92)

$$K_{ПС} = 1,087 \cdot 10^{-3} \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + \\ + \frac{(0,534 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + 0,553 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,087 \cdot 10^{-3})}{8760} = 3,094 \cdot 10^{-6}.$$

Рассчитаем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c},$$

(93)

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{6,583 \cdot 10^{-3}} = 151,906 \text{ лет.}$$

Найдем расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c,$$

(94)

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c = 16,005 \text{ лет.}$$

Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c},$$

(95)

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c} = \frac{3,094 \cdot 10^{-6}}{6,583 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 4,117 \text{ ч.}$$

Далее находим математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г},$$

(96)

$$W_{нед} = 3,094 \cdot 10^{-6} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 0,307 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Оценка надежности системы электроснабжения с учетом АВР

Резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов, называется резервирование замещением.

Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом устройства автоматического ввода резерва:

$$q_c(t) = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / \bar{A}_1 A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) +$$

$$+ q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2),$$

(97)

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S / \bar{A}_1 A_2)$ - то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S / A_1 \bar{A}_2)$ - то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$ - то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1)$, $q(A_1)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении;

$p(A_2)$, $q(A_2)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении.

Условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры:

$$q(S / A_1 A_2) = K_{i\bar{N}} = 3,094 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность присоединения потребителей к одной из секций шин принимается равной 0,5, т.е.:

$$q(S / \bar{A}_1 A_2) = q(S / A_1 \bar{A}_2) = q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

Вероятность отсутствия отказа во включении:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{B10} \cdot t_{B.B10} + 2 \cdot \lambda_{P10} \cdot t_{B.P10}}{8760},$$

(98)

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{0,009 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 3,652 \cdot 10^{-5}.$$

Вероятность отсутствия отказа:

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1),$$

(99)

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - 3,652 \cdot 10^{-5} = 0,99996.$$

Формула полной вероятности имеет следующий вид:

$$q_c(t) = 3,094 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 + 0,5 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} \cdot 0,99996 +$$

$$+0,5 \cdot 0,99996 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 = 0,5.$$

Далее произведем расчет в аварийном режиме работы системы.

То есть, рассмотрим режим, при котором одна из питающих линий выйдет из работы, и питание будет осуществляться через устройство АВР.

Схему замещения электрической сети представлена на рисунке 12.

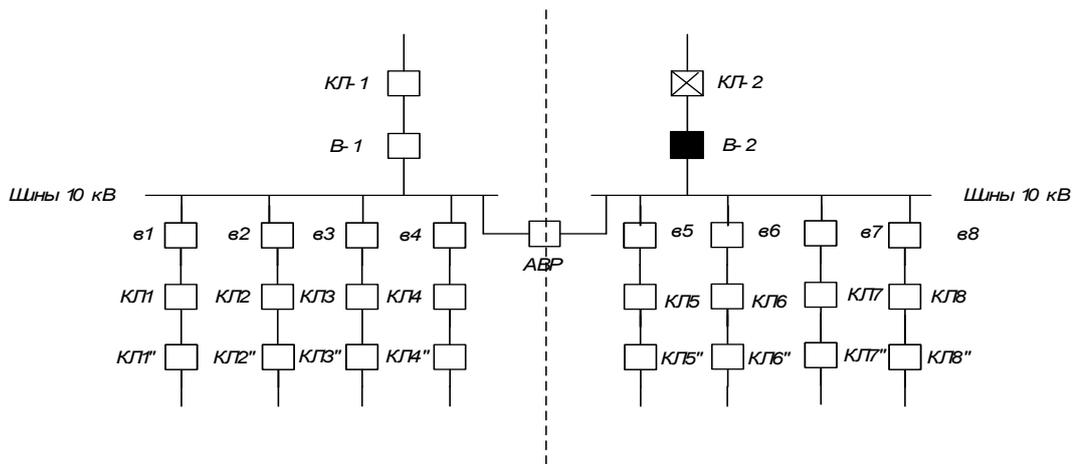


Рисунок 12 - Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим:

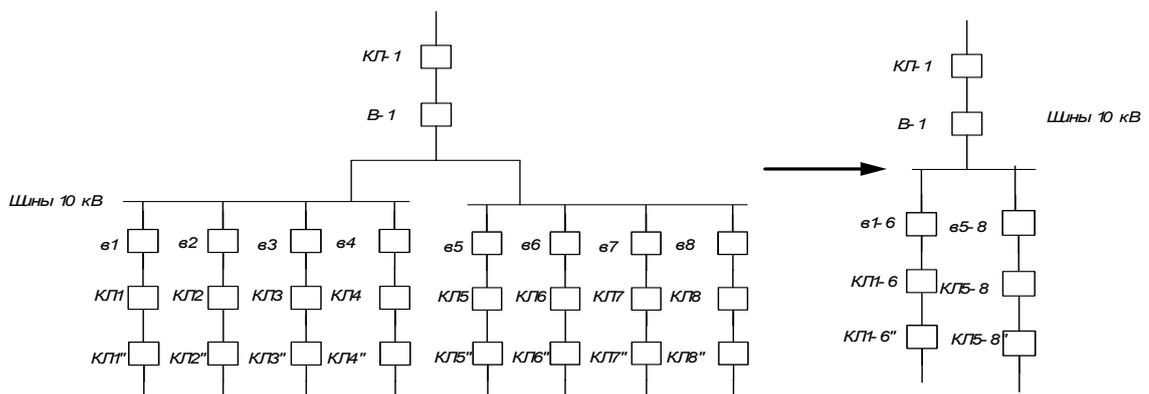


Рисунок 13 - Схема замещения в аварийном режиме после эквивалентирования

Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\lambda_{cAB} = \lambda_{KL-1} + \lambda_{B-1} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{KL1} + \lambda_{KL2} + \lambda_{KL3} + \lambda_{KL4} + \lambda_{KL5} + \lambda_{KL6} + \lambda_{KL1''} +$$

$$+ \lambda_{KL2''} + \lambda_{KL3''} + \lambda_{KL4''} + \lambda_{KL5''} + \lambda_{KL6''} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{KL7} + \lambda_{KL8} + \lambda_{KL9} + \lambda_{KL10} +$$

$$\lambda_{KL11} + \lambda_{KL12} + \lambda_{KL7''} + \lambda_{KL8''} + \lambda_{KL9''} + \lambda_{KL10''} + \lambda_{KL11''} + \lambda_{KL12''} + 1,2 \cdot \lambda_{np.наиб}$$

(100)

$$\lambda_{cAB} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0177 + 0,0177 +$$

$$+ 0,0063 + 0,0063 + 0,0174 + 0,0174 + 0,0111 + 0,0111 + 0,0132 + 0,0132 +$$

$$+ 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,03 + 0,03 + 0,0323 + 0,0323 + 0,0146 +$$

$$+ 0,0146 + 0,0393 + 0,0393 + 0,0075 + 0,0075 + 1,2 \cdot 1 = 2,5481/\text{год.}$$

Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$q_{AB} = \lambda_{KL-1} \cdot \bar{t}_{B.KL-1} + \lambda_{B-1} \cdot \bar{t}_{B.B-1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 6 \cdot \lambda_6 \cdot \bar{t}_{B.B10} + \lambda_{KL1} \cdot \bar{t}_{B.KL1} +$$

$$+ \lambda_{KL2} \cdot \bar{t}_{B.KL2} + \lambda_{KL3} \cdot \bar{t}_{B.KL3} + \lambda_{KL4} \cdot \bar{t}_{B.KL4} + \lambda_{KL5} \cdot \bar{t}_{B.KL5} + \lambda_{KL6} \cdot \bar{t}_{B.KL6} +$$

$$+ \lambda_{KL1''} \cdot \bar{t}_{B.KL1''} + \lambda_{KL2''} \cdot \bar{t}_{B.KL2''} + \lambda_{KL3''} \cdot \bar{t}_{B.KL3''} + \lambda_{KL4''} \cdot \bar{t}_{B.KL4''} + \lambda_{KL5''} \cdot \bar{t}_{B.KL5''} +$$

$$+ \lambda_{KL6''} \cdot \bar{t}_{B.KL6''} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 6 \cdot \lambda_6 \cdot \bar{t}_{B.B10} + \lambda_{KL7} \cdot \bar{t}_{B.KL7} + \lambda_{KL8} \cdot \bar{t}_{B.KL8} +$$

$$+ \lambda_{KL9} \cdot \bar{t}_{B.KL9} + \lambda_{KL10} \cdot \bar{t}_{B.KL10} + \lambda_{KL11} \cdot \bar{t}_{B.KL11} + \lambda_{KL12} \cdot \bar{t}_{B.KL12} + \lambda_{KL7''} \cdot \bar{t}_{B.KL7''} +$$

$$+ \lambda_{KL8''} \cdot \bar{t}_{B.KL8''} + \lambda_{KL9''} \cdot \bar{t}_{B.KL9''} + \lambda_{KL10''} \cdot \bar{t}_{B.KL10''} +$$

$$+ \lambda_{KL11''} \cdot \bar{t}_{B.KL11''} + \lambda_{KL12''} \cdot \bar{t}_{B.KL12''}.$$

(101)

Как и в нормальном режиме, нужно выразить t_B в годах, путем деления на количество часов в году, т.е.:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}.$$

(102)

$$q_{AB} = 2,14 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме:

$$\bar{t}_{B.AB} = \frac{q_{AB}}{\lambda_1^*} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB} - \lambda_{np.BI}} = \frac{2,14 \cdot 10^{-3}}{2,548 - 1} \cdot 8760 = 12,11 \text{ ч.}$$

Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda_{AB},$$

(103)

$$\lambda_c = 2,548.$$

Рассчитаем среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{П.С.} = q_{AB} = 2,14 \cdot 10^{-3}.$$

Находим среднее время безотказной работы системы при аварийном режиме:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{2,548} = 0,392 \text{ лет.}$$

Определим расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T} = 0,041 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{П.С.}}{\lambda_c} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB}} = \frac{2,14 \cdot 10^{-3}}{2,548} \cdot 8760 = 7,357 \text{ ч.}$$

Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г} \cdot$$

(104)

$$W_{нед} = 2,14 \cdot 10^{-3} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 212,565 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Для наглядности результаты расчета режимов (нормального и послеаварийного) сводим в таблицу 28.

Таблица 28 - Результаты расчета надежности РП

П	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, λ_c	$6,583 \cdot 10^{-3}$	2,548
Средняя вероятность состояния отказа системы	$3,094 \cdot 10^{-6}$	$2,14 \cdot 10^{-3}$
Среднее время безотказной работы, лет	151,906	0,392
Рабочее время безотказной работы, лет	16,005	0,041
Время восстановления системы, ч	4,117	7,357
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0,307	212,565

В процессе расчетов была рассчитана надежность электроснабжения распределительного пункта, а именно были найдены вероятности отказа системы в нормальном и послеаварийном режимах, среднее время восстановления системы, расчетное время безотказной работы и недоотпуск электроэнергии в результате возникновения аварийных ситуаций.

Исходя из данных, представленных в таблице 28, можно сделать вывод, что в послеаварийном режиме система ведет себя менее устойчиво, чем в нормальном, тем самым, показывает склонность к большему числу отказов. В свою очередь, наблюдается увеличение времени, необходимого для ремонта, что так же приводит к огромным убыткам от недоотпуска электроэнергии, которые несет система в результате возникновения аварий.

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 выпускной квалификационной работы 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. Произведен расчет надежности системы электроснабжения.

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 Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.
- 2 Выключатель нагрузки ВНА-СЭЩ-10-630 Цена | Видео | Техническое описание | Высоковольтные разъединители и выключатели нагрузки | ВолгаЭнергоКомплект – Самара [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://zaovec.com/catalog.aspx?item=1663>
- 3 ГОСТ 12.1.005 88 «Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- 4 Информация о порядке закупки ОАО «ДРСК» электрической энергии для компенсации потерь в сетях [Электронный ресурс]. URL: http://drsk.ru/porjadok_zakupki_ehlektroehnergii.html
- 5 Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.
- 6 Каталог кабельной продукции ОАО «Иркутсккабель», 2008.
- 7 Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 1983.
- 8 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 1989.
- 9 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2003.
- 10 «О внесении изменений в приказ управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 № 291-пр/э» Приказ управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 12.02.2014 № 19-пр/э.
- 11 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 28.02.2014 г. №3085–ЕС/08. Рекомендуемые к применению в I квартале 2014 года индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных, пусконаладочных, проектных и изыскательских работ, прочих работ и затрат и оборудования.
- 12 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной

мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоры энергоснабжения). Приказ Минпромэнерго №49 от 22.02.07.

13 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. 2003.

14 Прогноз стоимости строительства до 2011 года по данным Минэкономразвития для объектов энергетики.

15 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.