

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения квартала №30003 города
Благовещенск

Исполнитель

студент группы 242 об4

(подпись, дата)

Л.С. Бредун

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

И.Г. Подгурская

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Любови Сергеевны Бредун

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения квартала №30003 города Благовещенск

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 127 с., 19 рисунков, 170 формул, 37 таблиц, 21 использованных источников.

ГОРОДСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, КАБЕЛЬ, РАСЧЕТНЫЙ ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В данной выпускной бакалаврской работе была спроектирована схема электроснабжения квартала №30003 города Благовещенска, ограниченного улицами Промышленная – Студенческая – Игнатьевское шоссе – Василенко.

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

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: расчет нагрузок различных потребителей, разработка схемы электроснабжения района города Благовещенска, технико-экономическое сравнение вариантов кабелей на напряжение 0,4 кВ, выбор оборудования на напряжение 0,4 и 10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор устройств РЗА, расчет защитного заземления, расчет и анализ надежности, расчет технико-экономических показателей проекта.

ВВЕДЕНИЕ

В ходе стремительного развития различных зон в населенных пунктах (жилой, транспортной, промышленной) появилась острая проблема в области рационального проектирования и построения городских систем электроснабжения. В результате роста числа населения появляются новостройки, растет энергопотребление. По этой причине электрические сети, находящиеся в городах, стремительно расширяются. На сегодняшний день городская электрическая нагрузка составляет около 40% от всей вырабатываемой энергии. Особенностью городского электроснабжения является то, что в любом из районов города могут оказаться потребители всех трёх категорий по надёжности. Это требует соответствующего построения схемы электрической сети.

Целью ВКР является проектирование как можно более экономичного, рационального, эффективного и гибкого варианта системы электроснабжения квартала №30003 города Благовещенска, с точки зрения эксплуатации, ограниченного улицами Промышленная – Студенческая – Игнатъевское шоссе – Василенко.

Актуальность данной ВКР заключается в том, что нынешняя система электроснабжения городов изжила себя и не может обеспечить растущее потребление электрической энергии. А также, в зависимости от того, насколько рационально построена система электроснабжения города, зависит эффективность работы объектов городского хозяйства, которые составляют не малую часть от числа всех городских потребителей электроэнергии.

Практическая значимость ВКР заключается в возможности модернизации действующей системы электроснабжения по разработанному в данной ВКР проекту, отвечающему современным требованиям к ней, экономичности и надёжности, безопасности и удобству эксплуатации, обеспечения соответствующего качества электроэнергии.

Суть проектирования системы электроснабжения в данной работе составляют такие задачи как: расчет электрических нагрузок, разработка схемы электроснабжения района, выбор уровней номинального напряжения, выбор оптимальных сечений и марки кабелей на 0,4 и 10 КВ, технико-экономическое сравнение вариантов, выбор высоковольтного и низковольтного оборудования, расчет токов короткого замыкания, выбор устройств РЗА, расчет и анализ надежности, расчет капиталовложений в проект.

Путем решения поставленных задач является техническое перевооружение, реконструкция и развитие электрических сетей с использованием современного высоконадежного и экономичного оборудования с целью обеспечить достаточную пропускную способность, надежное и качественное электроснабжение потребителей.

Рациональное расположение РП и ТП в центре потребления электроэнергии и равномерное распределение электрических нагрузок уменьшит потери электроэнергии, повысит уровень надежности электроснабжения и приведет к уменьшению приведенных затрат.

В данной ВКР использованы такие материалы, как ПУЭ, ГОСТ 312144-2013, постановление №5555 администрации города Благовещенска «Об утверждении документации по планировке территории Западной промышленной зоны в границах улиц Игнатьевское шоссе – Студенческая – Промышленная – Василенко города Благовещенска» и т.п.

В данной ВКР было применено прикладное программное обеспечение общего назначения (программы Microsoft office, а именно: Word, Excel, Visio) и специального (Mathcad). Прикладное ПО - совокупность программ для решения прикладных задач (задач пользователя). Прикладное ПО общего назначения - совокупность программ для решения общих универсальных задач.

Экономическая эффективность проекта по завершению данной работы ожидается за счет увеличения пропускной способности сечения выбранного кабеля и применения нового оборудования, что обеспечит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергии.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Проектируемая система электроснабжения района расположена в городе Благовещенск. В свою очередь, он является административным и промышленным центром Амурской области, располагаясь в южной ее части. Город отнесен к группе крупных городов (по численности населения). Климат резко-континентальный. Также характерна неравномерность выпадения осадков.

Данный город отнесен ко 2 группе района по гололеду, годовая температура колеблется в диапазоне $\pm 40^{\circ}\text{C}$, число грозových часов в году примерно 34.

Рассматриваемый кварталный район, ограниченный улицами Промышленная – Студенческая – Игнатъевское шоссе – Василенко является районом перспективного строительства. На данной территории расположен микрорайон «Солнечный», рассчитанный примерно на население около 3,5 тыс. человек. В рассматриваемой месте планируются постройки зданий с числом этажей 14 и 16. Планировка включает в себя строительство как жилых зданий, так и двух объектов дошкольного образования, детские площадки, парковочные места, места интенсивного озеленения, образующего замкнутый контур по периметру квартала.

Рассматриваемый район находится не в центре города Благовещенск и является одной из его селитебных (жилых) зон. Это положительно влияет на экологическое положение района. В связи с этим, в последнее время повышается интерес жителей к проживанию в подобных районах города.

Управляющая компания ООО «Золотой ключ» разработала проектную документацию по оснащению новостроек и планируемых застроек в пределах микрорайона сетями электроснабжения на основании технических условий, приведенных ниже. Одним из них является максимальная мощность

присоединяемых электропотребителей, равная 1370кВт. Основным источником питания является 1 с.ш. ПС 110/35/10 Новая.

Для электроснабжения микрорайона необходимо строительство двух новых ТП-10/0,4кВ.

Нагрузка проектируемого района включает в себя бытовых, коммунально-бытовых потребителей электроэнергии. Здания, расположенные на данной территории в основном многоэтажные. В рассматриваемом районе находятся потребители II и III категорий по надёжности электроснабжения.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЕТ

Нагрузка рассматриваемого района включает бытовых и коммунально-бытовых потребителей. На первой стадии проектирования системы электроснабжения необходимо провести расчёт электрических нагрузок. По расчётной нагрузке производится выбор электрооборудования, сечения кабелей, мощности трансформаторов. Расчёт нагрузок зданий в данной работе производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

Наименование	№ на плане	Количество квартир. Площадь, м ² . Посещение	P _{уд} , кВт	P, кВт	P _{здmax} , кВт	tgφ	Q, квар	Q _{здmax} , квар	S _{здmax} , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14 этажей	8	83	2,3	191,8	219	0,2	38,4	68,9	288
14 этажей	12	82	2,3	191,3	565,8	0,2	38,3	218,2	784,1
Клуб		10	0,46	4,6		0,43	1,9		
Бильярд		25	0,46	11,5		0,43	4,9		
Развлекательный центр		720	0,46	331,2		0,43	142,4		
14 этажей	54	167	1,9	312,3	364,3	0,2	62,5	119,6	483,8
14 этажей	6	81	2,4	190,7	366,1	0,2	38,1	110,9	477,1
Бар		70	0,46	32,2		0,43	13,8		
Пиццерия		90	1,04	93,6		0,2	18,7		
Театр		160	0,14	22,4		0,43	9,6		
14 этажей	14	230	1,8	416,1	490,3	0,2	83,2	164,4	654,7
14 этажей	5	82	2,3	191,3	227,5	0,2	38,3	71,1	298,7
Гончарная мастерская		6	1,5	9		0,25	2,3		
Детский сад №4	11	250	0,46	115	115	0,25	28,8	28,7	143,8
14 этажей	4	82	1,3	109,3	164,6	0,2	21,9	73,5	238,1

Продовольственный магазин	112,3	0,25	28,1	0,75	21,1		
---------------------------	-------	------	------	------	------	--	--

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16 этажей	3	205	1,8	374,5	401,8	0,2	74,9	105,5	507,3
14 этажей	10	169	1,8	315,5	367,5	0,2	63,1	120,2	487,7
16 этажей	2	205	1,8	374,5	401,8	0,2	74,9	105,5	507,3
14 этажей	9	234	1,8	423,8	546	0,2	84,8	201,9	747,9
Промышленный магазин		192	0,25	48		0,75	36		
14 этажей	1	82	1,3	109,3	163,9	0,2	21,9	73	236,9
Продуктовый магазин		109,6	0,25	27,4		0,75	20,6		
9 этажей	15	70	2,7	187	211,6	0,2	37,4	64,9	276,4
Гараж	16	40	0,5	20	20	0,25	5	5	25
Гараж	17	20	0,5	10	10	0,25	2,5	2,5	12,5
Гараж	18	20	0,5	10	10	0,25	2,5	2,5	12,5
Гараж	19	20	0,5	10	10	0,25	2,5	2,5	12,5
Гараж	20	40	0,5	20	20	0,25	5	5	25
Гараж	21	40	0,5	20	20	0,25	5	5	25
Гараж	22	20	0,5	10	10	0,25	2,5	2,5	12,5
Бизнес-центр	15	1092	0,05	58,9	58,9	0,57	33,6	33,6	92,6
14 этажей	13	98	1,99	195,2	222,4	0,2	39	69,7	292,1
Хозяйственный корпус	33	2090	0,043	89,9	89,9	0,48	43,1	43,1	133
Административное здание	30	352	0,054	19	19	0,57	10,8	10,8	29,8
Автомаркет	29	1980	0,16	316,8	316,8	0,48	152,1	152,1	468,9

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Хозяйственный корпус	43	1936	0,04	83,2	83,2	0,48	39,9	39,9	123,2
Автоцентр	32	406	0,16	64,9	64,9	0,48	31,2	31,2	96,1
Торгово-производственная компания	36	375	0,05	20,3	20,3	0,57	11,5	11,5	31,8
Автосервис	42	7280	0,05	393,1	393,1	0,57	224,1	224,1	617,2
Хозяйственный корпус	34	432	0,04	18,6	18,6	0,48	8,9	8,9	27,5
Автомойка	41	200	0,16	32	32	0,48	15,4	15,4	47,4
Хозяйственный корпус	40	220	0,04	9,5	9,5	0,48	4,5	4,5	14
Хозяйственный корпус	31	576	0,04	24,8	24,8	0,48	11,9	11,9	36,7
Строительная компания	38	1225	0,05	66,2	66,2	0,57	37,7	37,7	103,9
Компания автострахования	44	500	0,05	27	205,9	0,57	15,4	114,6	320,5
Торгово-строительная компания		450	0,05	24,3		0,57	13,9		
Салон мебели		190	0,16	30,4		0,48	14,6		
Электромонтажная компания		1800	0,05	97,2		0,57	55,4		
Ремонтное строительное монтажное предприятие		500	0,05	27		0,57	15,4		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Торгово-монтажная организация	39	374	0,05	20,2	20,2	0,57	11,5	11,5	31,7
Административное здание	37	1772	0,05	95,7	95,7	0,57	54,5	54,5	150,2
Хозяйственный корпус	28	2320	0,04	99,8	99,8	0,48	47,9	47,9	147,6
Хозяйственный корпус	13	240	0,04	10,3	10,3	0,48	4,9	4,9	15,3
Хозяйственный корпус	25	1466	0,04	63	63	0,48	30,3	30,3	93,3
Хозяйственный корпус	35	456	0,04	19,6	19,6	0,48	9,4	9,4	29
Хозяйственный корпус	27	1000	0,04	43	43	0,48	20,6	20,6	63,6
14 этажей	45	98	1,99	195,2	222,4	0,2	39	69,7	292,1
14 этажей	46	98	1,99	195,2	222,4	0,2	39	69,7	292,1
14 этажей	47	168	1,87	313,7	365,6	0,2	62,7	119,9	485,5
14 этажей	48	168	1,87	313,7	365,6	0,2	62,7	119,9	485,5
10 этажей	49	141	1,9	268	320	0,2	53,6	110,7	430,7
10 этажей	50	141	1,9	268	320	0,2	53,6	110,7	430,7
10 этажей	51	82	2,33	191,3	243,3	0,2	38,3	112,4	355,6
Поликлиника		123	0,15	18,5		0,92	16,9		
Детский сад	52	270	0,46	124,2	124,2	0,25	31,1	31,1	155,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10 этажей	53	200	1,77	354	378,5	0,25	88,5	115,9	494,5
Гараж	23	22	0,5	11	11	0,25	2,75	2,8	13,8
14 этажей	7	82	2,3	191,3	235,2	0,2	38,3	78,5	313,7
Продовольственный магазин		30	0,25	7,5		0,75	5,6		
Клуб		20	0,46	9,2		0,43	3,9		
Бизнес-центр	24	1092	0,05 4	59	58,9	0,57	33,6	33,6	92,6
Хозяйственный корпус	26	240	0,04 3	10,3	10,3	0,48	4,9	4,9	15,3

2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта

Рабочий ток тяговой сети:

$$I_{mc} = 1,5 \cdot j \cdot L \cdot N; \quad (8)$$

где j – расчетная линейная плотность тока (для троллейбусов 10 А/км);

L – суммарная протяженность контактной сети (0,66 км);

N – расчетная частота движения подвижного состава (для троллейбусов 12 машин в час).

$$I_{mc} = 1,5 \cdot 10 \cdot 0,66 \cdot 12 = 119 \text{ А.}$$

Определяем суммарную нагрузку тяговой сети по выражению:

$$P_{mc} = I_{mc} \cdot 0,6; \quad (9)$$

$$P_{mc} = 119 \cdot 0,6 = 71,3 \text{ кВт.}$$

Окончательно нагрузка тяговой ПС составит:

$$P_{nc} = P_{mc} \cdot \frac{1,3}{0,8}, \quad (10)$$

$$P_{nc} = 71,3 \cdot \frac{1,3}{0,8} = 115,8 \text{ кВт.}$$

2.2.3 Расчет осветительной нагрузки

Приблизительно нагрузка уличного освещения определяется умножением значений удельной мощности осветительных установок и длины дорожного полотна [8]:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L. \quad (11)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать опоры железобетонные типа СВ 110 с шагом 35м со светильниками типа ЖКУ с лампой типа ДНаТ-150.

Лампы ДНаТ 150 (дуговая натриевая трубчатая лампа мощностью 150 Вт) являются лампами высокого давления. Они считаются одним из наиболее экономичных видов источников света. Данные лампы различной мощности нашли широкое повсеместное применение, в том числе, для уличного освещения и промышленных территорий, но также и там, где необходимо создать четкую видимость объектов независимо от условий погоды.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета нагрузки уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Студенческая	0,67 / 0,0075	4,3	2,89
Игнатьевское шоссе	0,66 / 0,0075	4,3	2,82
Промышленная	0,65 / 0,0075	4,3	2,77
Василенко	0,63 / 0,0075	4,3	2,7
Итого	2,6		11,18

2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

При расчете мощности ТП, необходимо учитывать, что подключаемая нагрузка не должна превышать стандартных значений мощностей трансформаторов. При проектировании в данной работе были приняты к установке ТП мощностью 630, 1000 кВА.

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

$$P_{P.L} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (12)$$

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 ТП1-2:

$$P_{P.L} = 63,04 + 0,9 \cdot 10,32 + 0,9 \cdot 58,97 + 0,9 \cdot 43 = 164,1 \text{ кВт.}$$

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

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий 0,4 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-1	163,9	73
ТП1-9	546	201,9

Продолжение таблицы 3

ТП1-2	401,8	105,5
ТП2-3	401,8	105,5
ТП2-10-4	515,6	186,4
ТП3-5-6	570,9	154,1
ТП3-7-8	432,4	140,6
ТП4-12	565,8	218,2
ТП4-15-54	554,7	177,9
ТП4-16...23	101,9	25,5
ТП5-49	320	110,7
ТП5-13-45	422,6	132,4
ТП5-46-51	443,5	175,1
ТП6-14	490,3	164,4
ТП6-11-53	482	141,8
ТП6-50-52	431,8	138,7
ТП7-24...27	164,1	83,5
ТП7-28-30	116,9	57,6
ТП7-47	365,6	119,9
ТП7-48	365,6	119,9
ТП8-31-33-34-35	146,5	70,3
ТП8-29	316,8	152,1
ТП8-32-36-39	101,4	51,9
ТП9-40-41-43	112,3	54,3
ТП9-42	393,1	224,1
ТП9-37-38	155,2	88,5
ТП9-44	205,9	114,6

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

При проектировании городской распределительной сети до 1 кВ обычно применяют петлевою, лучевую или радиальную схемы электроснабжения.

Одной из самых надежных схем электроснабжения потребителей 0,4 кВ является петлевая схема. Она отличается тем, что головные участки сети питаются от разных секций шин. Данная схема действует как лучевая в нормальном режиме работы, ведь в точке потоко раздела (примерно в средней части схемы) разомкнутый в нормальном режиме разъединитель. При аварии разъединитель срабатывает, и схема запитывается от другой секции шин.

В лучевой схеме электроснабжения от источника питания отходит магистраль, к которой присоединяются соответствующие потребители с помощью отпаек.

В радиальной схеме электроснабжения электроэнергия подается от источника питания прямо к потребителю.

2.5 Выбор марки кабеля и сечений распределительной сети 0,4 кВ

Площадь сечения проводника производится по расчетному току с дальнейшей проверкой выбранного сечения по отклонению напряжения и потерям мощности. По справочным данным по расчетному току определяется ближайшее большее стандартное значение сечения. Для этого нужно провести расчет по алгоритму, приведенному ниже [3].

1. Нахождение расчетного тока в линии осуществляется по формуле:

$$I_{расч.} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{\phi}}, \quad (13)$$

где $P_{P.Л.}$ и $Q_{P.Л.}$ - активные и реактивные расчетные нагрузки линий, кВА;

U_H - номинальное напряжение;

n_{ϕ} - количество цепей в линии.

2. Определение длительно допустимого ток для линии производится по выражению:

$$I_{длДоп} = I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (14)$$

где $I_{доп}$ - длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [3];

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается по ПУЭ (для нормального режима – 1, для послеаварийного-1,15, при перегрузке не более 6 часов в сутки в течении 5 суток);

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

3. Выбор и проверка сечения кабельной линии по длительно допустимому току осуществляется по формуле:

$$I_{расч.} \leq I_{длДоп.}, \quad (15)$$

4. Проверка выбранного сечения кабеля по отклонению напряжения производится в соответствии документом, указанным ниже.

Исходя из ГОСТ 32144-2013, нормально допустимое значение отклонения напряжения составляет $\pm 10\%$ от нормированного.

Потери напряжения в линиях определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{расч.} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (16)$$

где L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ – угол нагрузки, определяемый из соотношения $\text{tg}\varphi = Q/P$.

На данном этапе работы проведем технико-экономическое сравнение вариантов проводов. Сопоставим капиталовложения в алюминиевые кабели

АСБл и медные – ВВГнг-НФ. Сперва рассмотрим их технические характеристики.

Ниже приведены технические характеристики кабеля ВВГнг-НФ.

Медные кабели марки ВВГнг-НГ имеют изоляцию из ПВХ пластика пониженной горючести, не содержащего галогенов. Они используются для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках при переменном напряжении до 1 кВ и частотой до 100 Гц. Данные кабели широко применяются в жилых и общественных зданиях и на объектах с повышенными требованиями к пожарной безопасности.

Эти кабели эксплуатируются при температуре окружающей среды от -30°C до +50°C. Прокладка кабеля, при которой он предварительно не подогревается, допустима при температуре -15°C. Для этих кабелей длительно допустимая рабочая температура жил составляет от 70°C до 90°C (в зависимости от вида изоляции). При КЗ жилы способны выдерживать температуру до 400°C. Наименьший предельно допустимый радиус изгиба при прокладке для одножильного кабеля равен десятикратному диаметру кабеля, для многожильного кабеля – почти восьмикратному диаметру кабеля.

Далее рассмотрим технические характеристики кабеля АСБл, приведенные ниже.

Силовой алюминиевый кабель АСБл имеет токопроводящую жилу, изготовленную из мягкой секторной проволоки, состоящую из алюминия; бумажную изоляцию, пропитанную особым вязким изоляционным составом; выпрессованную свинцовую оболочку. Защитный покров представлен в виде подушки из битума. Броня изготавливается из стальных лент или проволок.

Алюминиевый кабель АСБл производится с целью распределения и передачи электрической энергии в неподвижных установках для сетей с напряжением 1; 6; 10 кВ. Они применяются для прокладки в холодных и умеренных климатических зонах. Минимальная эксплуатационная температура кабеля АСБл составляет не менее -50°C, а максимальная – не более +50°C. Однако в случае аварии или работы в режиме перегрузки, максимально допустимая температура может достигать до +90°C. При КЗ – до +200°C.

В процессе монтажа кабельной линии данной марки допускается ее изгиб, радиус которого должен составлять не более двадцати пятикратного размера наружного диаметра кабеля (в зависимости от количества жил в кабеле). Прокладка кабеля, без осуществления предварительного подогрева, должна проводиться при температуре до 0°C.

В результате технического сравнения вариантов марок кабеля, можно сделать вывод о том, что оба вида могут быть применены для прокладки в данных климатогеографических условиях.

Ниже приведем экономическое сравнение двух вариантов марок кабелей и, в результате сравнения, выберем наиболее подходящий.

В качестве примера определим сечение кабеля для линии ТП1-9:

$$I_{расч.} = \frac{\sqrt{546,024^2 + 201,957^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 442,3 \text{ А.}$$

К установке выбираем алюминиевый кабель с пропитанной бумажной изоляцией марки АСБл сечением 240 мм².

Найдем длительно допустимый ток:

$$I_{длДоп} = 465 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,13 = 525,45 \text{ А;}$$

Проверим выбранного сечение по условию (15):

$$442,262 \text{ А} \leq 525,45 \text{ А;}$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

После этого проверим выбранное сечение кабельной линии на отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{442,262 \cdot 0,087 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,12 \cdot 0,938 + 0,058 \cdot 0,347) \cdot 100 = 2,327.$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 4 и 5.

Таблица 4 – Результаты расчета с применением кабелей марки АСБл

Участок сети	$I_{расч.}, А$	$I_{дл.доп.}, А$	Сечение F, мм ²	Марка	$\Delta U \%$,
1	2	3	4	5	6
ТП1-9	442,3	525,5	240	АСБл	2,3
ТП1-1	136,3	214,4	50	АСБл	4,8
ТП1-2	315,6	384,2	150	АСБл	6,1
ТП2-3	315,6	384,2	150	АСБл	5,1
ТП2-10-4	416,5	525,5	240	АСБл	5,6
ТП3-5-6	449,2	525,5	240	АСБл	4,9
ТП3-7-8	345,4	440,7	185	АСБл	5,6
ТП4-12	460,7	525,5	240	АСБл	2,8
ТП4-15-54	442,5	525,5	240	АСБл	4,3
ТП4-16...23	159,6	288,2	95	АСБл	8,1
ТП5-49	257,3	288,2	95	АСБл	3,6
ТП5-13-45	336,4	384,2	150	АСБл	5,3
ТП5-46-51	362,2	440,7	185	АСБл	6,9
ТП6-14	392,9	440,7	185	АСБл	2,7
ТП6-11-53	381,7	440,7	185	АСБл	6,4
ТП6-50-52	344,5	384,2	150	АСБл	5,9
ТП7-24...27	279,8	333,4	120	АСБл	4,9
ТП7-28-30	98,9	146,9	35	АСБл	3,84
ТП7-47	292,3	384,2	150	АСБл	9,5
ТП7-48	292,3	384,2	150	АСБл	9,7
ТП8-31-33-34-35	246,9	333,4	120	АСБл	7,6
ТП8-29	266,9	333,4	120	АСБл	9,5
ТП8-32-36-39	173	237,3	70	АСБл	8,3
ТП9-40-41-43	189,5	237,3	70	АСБл	7,9

ТП9-42	343,8	384,2	150	АСБл	6,3
ТП9-37-38	135,7	288,15	95	АСБл	7,6
ТП9-44	179	214,	50	АСБл	2,5

Таблица 5 – Результаты расчета с применением кабелей марки ВВГнг-НФ

Участок сети	$I_{расч.}, А$	$I_{дл.доп.}, А$	Сечение F, мм ²	Марка	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6
ТП1-9	442,3	497,2	150	ВВГнг-НФ	2,3
ТП1-1	136,3	192,1	35	ВВГнг-НФ	4,2
ТП1-2	315,6	372,9	95	ВВГнг-НФ	5,8
ТП2-3	315,6	372,9	95	ВВГнг-НФ	4,9
ТП2-10-4	416,5	497,2	150	ВВГнг-НФ	5,6
ТП3-5-6	449,2	497,2	150	ВВГнг-НФ	4,9
ТП3-7-8	345,4	372,9	95	ВВГнг-НФ	6,5
ТП4-12	460,7	497,2	150	ВВГнг-НФ	2,8
ТП4-15-54	442,5	497,2	150	ВВГнг-НФ	4,3
ТП4-16...23	159,6	242,95	50	ВВГнг-НФ	9,3
ТП5-49	257,3	305,1	70	ВВГнг-НФ	2,9
ТП5-13-45	336,4	372,9	95	ВВГнг-НФ	5,1
ТП5-46-51	362,2	372,9	95	ВВГнг-НФ	8
ТП6-14	392,9	435,1	120	ВВГнг-НФ	2,6
ТП6-11-53	381,7	435,1	120	ВВГнг-НФ	6,1
ТП6-50-52	344,5	435,1	120	ВВГнг-НФ	4,9
ТП724...27	279,8	305,1	70	ВВГнг-НФ	5,2
ТП7-28-30	98,9	192,1	35	ВВГнг-НФ	2,4
ТП7-47	292,3	372,9	95	ВВГнг-НФ	9,1
ТП7-48	292,3	372,9	95	ВВГнг-НФ	9,3

Продолжение таблицы 5

ТП8-31-33-34-35	246,9	305,1	70	ВВГнг-НФ	8
ТП8-29	266,9	372,9	95	ВВГнг-НФ	7,8
ТП8-32-36-39	173	242,9	50	ВВГнг-НФ	7,2
ТП9-40-41-43	189,5	242,9	50	ВВГнг-НФ	6,9
ТП9-42	343,8	384,2	95	ВВГнг-НФ	6
ТП9-37-38	135,7	242,9	50	ВВГнг-НФ	8,8
ТП9-44	179	192,1	35	ВВГнг-НФ	2,2

Далее проведем экономическое сравнение выбранных вариантов, приведенное в таблице 6.

Таблица 6 – Экономическое сравнение вариантов

Участок сети	Капиталовложение, тыс. руб.	
	АСБл	ВВГнг-НФ
1	2	3
ТП1-9	91,7	219,1
ТП1-1	45,1	80,9
ТП1-2	139,9	331,5
ТП2-3	117,8	279,3
ТП2-10-4	232,8	556,6
ТП3-5-6	194,9	465,9
ТП3-7-8	173,8	338
ТП4-12	105,4	251,9
ТП4-15-54	170,7	408
ТП4-16...23	172,7	299,9
ТП5-49	47,7	115,9
ТП5-13-45	114,4	271,1
ТП5-46-51	205,5	400,1

ТП6-14	75,5	180,8
ТП6-11-53	182	435,9
ТП6-50-52	124	215,2
ТП7-24...27	94	92,6
ТП7-28-30	30,2	178
ТП7-47	236,5	560,1
ТП7-48	136,4	417,3
ТП8-31-33-34-35	164,9	331,2
ТП8-29	192,3	527,5
ТП8-32-36-39	105	224,7
ТП9-40-41-43	91	272,6
ТП9-42	136,4	498,7
ТП9-37-38	202,7	672,8
ТП9-44	18,3	47,9
Σ	3756	8724

Проанализировав полученные данные, можно сделать заключение о том, что намного выгоднее принять к установке алюминиевые провода АСБл. Алюминиевый кабель в разы дешевле медного ВВГнг-НФ.

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для определения расчетной активной, реактивной и полной нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ необходимо найти сумму нагрузок всех отходящих линий [8].

$$P_{\Sigma P.L} = \sum_{i=1}^n P_{P.L.} \quad (17)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.L.} \quad (18)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 1:

$$P_{P.TII} = 546,024 + 147,538 + 361,584 = 1055 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.TII} = 201,957 + 65,731 + 94,978 = 362,7 \text{ квар.}$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.TII}$, кВт	$Q_{P.TII}$, квар	$S_{P.TII}$, кВА
ТП1	1055	362,7	1116
ТП2	880,7	279,9	924,9
ТП3	979,7	307,7	1027
ТП4	1184	409,2	1253
ТП5	1140	399,9	1208
ТП6	1334	422,3	1400
ТП7	959,4	361,1	1025
ТП8	549,2	266,9	610,6
ТП9	835,4	464,1	955,7

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

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

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (19)$$

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

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

$K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки;

N_T – количество трансформаторов на ТП.

Далее по полной расчетной мощности выберем трансформатор условно:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (20)$$

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

Потом осуществим проверку коэффициента загрузки в послеаварийном режиме [9]:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (21)$$

Этот параметр в данных условиях не должен превышать 1,4.

Ниже, в качестве примера, выберем и проверим по коэффициенту загрузки трансформаторы для ТП 1:

$$S_{расч1} = \frac{\sqrt{1055^2 + 362,7^2}}{0,75 \cdot 2} = 743,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимем стандартную мощность ТП = 1000 кВА.

Затем проверим выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{1055^2 + 362,666^2}}{630} = 1,16 \leq 1,4.$$

Исходя из выше рассчитанного, делаем вывод о том, что выбор данного трансформатора произведен правильно, ведь коэффициент загрузки меньше предельного значения. Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты выбора и проверки представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{P,TP}$, кВт	$Q_{P,TP}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	1055	362,7	1116	1000	1,116	ТМГ1000/1 0-У1 (ХЛ1)
ТП2	880,7	279,9	924,9	630	0,924	ТМГ630/10- У1 (ХЛ1)
ТП3	979,7	307,7	1027	1000	1,027	ТМГ1000/1 0-У1 (ХЛ1)
ТП4	1184	409,2	1253	1000	1,253	ТМГ1000/1 0-У1 (ХЛ1)
ТП5	1140	399,9	1208	1000	1,208	ТМГ1000/1 0-У1 (ХЛ1)
ТП6	1334	422,3	1400	1000	1,4	ТМГ1000/1 0-У1 (ХЛ1)
ТП7	959,4	361,1	1025	1000	1,025	ТМГ1000/1 0-У1 (ХЛ1)
ТП8	549,2	266,9	610,6	630	0,969	ТМГ630/10- У1 (ХЛ1)
ТП9	835,4	464,1	955,7	1000	0,956	ТМГ1000/1 0-У1 (ХЛ1)

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Руководствуясь «Инструкцией по проектированию электрических сетей» ВСН (ведомственными строительными нормами) -97–83 п. 35, в новостройках напряжение питающих и распределительных линий должно удовлетворять значению 10 кВ, независимо от напряжения сети в существующей части города. При расширении и реконструкции действующих сетей напряжением 6 кВ следует предусматривать их перевод на напряжение 10 кВ с использованием установленного оборудования и кабелей 6 кВ [6].

В случае перевода сетей с 6 кВ на 10 кВ необходимо все реконструируемые кабели в месте планируемого перевода использовать с изоляцией рассчитанной на напряжение 10 кВ, а все вновь вводимые в ТП трансформаторы принимать с группой соединения обмоток треугольник-звезда с заземленной нейтралью. Это даст возможность применять их в сетях 10 кВ после того, как обмотки будут переключены с треугольника на звезду.

Для сетей общего пользования в новых районах строительства существующих городских распределительных сетей должны выполняться трехфазными четырехпроводными с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В. При реконструкции сетей необходимо использовать эти же напряжения.

Исходя из вышесказанного, логично принять утверждение о том, что наиболее рационально принять за значение напряжения распределительной электрической сети напряжение 10 кВ.

5 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

В городской среде более оптимальным вариантом является применение комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа на напряжение 10/0,4 кВ до 1000 кВА. Они предназначены для приема электроэнергии трехфазного тока частотой 50 Гц напряжением 10 кВ и преобразования ее в электроэнергию напряжением 0,4/0,23 кВ. КТП в данном проекте присоединяются к петлевой схемам с изолированной нейтралью на стороне 6 (10) кВ и глухо заземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ [15].

Для приема и распределения электроэнергии и учета электроэнергии в сетях 380/220 В промышленной частоты общественных зданий и жилых многоквартирных домов, применяются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ (ВРУ 1, ВРУ 1М и ВРУ 3). Они способны выдерживать, не подвергаясь повреждениям, ударный ток КЗ до 10 кА.

Схема ТП представлена на рисунке 1, расположенном ниже:

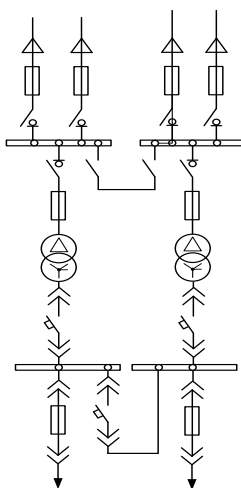


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 10 кВ и щита 0,38 кВ производится персоналом через двери отсеков, а ремонт и осмотр щита осуществляется со стороны камер трансформаторов. Подстанция устанавливается на бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может выполняться транзитом.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Алгоритм расчета приведен ниже.

Для начала определяются потери мощности в линиях по выражениям [9]:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2)}{U^2} \cdot r, \quad (22)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2)}{U^2} \cdot x, \quad (23)$$

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

Далее рассчитываются потери энергии в линии по формуле, приведенной ниже:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (24)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь рссчитывается по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (25)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

На основе вышенаписанного алгоритма, осуществим расчет на примере линии ТП1-9 по формулам, приведенным выше:

$$\Delta P = \frac{546,024^2 \cdot 0,087 + 201,957^2 \cdot 0,087}{1000 \cdot 0,38^2} = 24,5 \text{ кВт};$$

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

$$\Delta W = 24,504 \cdot 1098 = 26,9 \text{ МВт} \cdot \text{час}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности занесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	х, Ом/км	г, Ом/км	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-9	163,9	73	240	0,058	0,12	24,5	11,8	26,9
ТП1-1	546	201,9	50	0,063	0,59	18,2	1,9	19,9
ТП1-2	401,8	105,5	150	0,059	0,2	48,5	14,3	53,3
ТП2-3	401,8	105,5	150	0,059	0,2	40,9	12,1	44,9
ТП2-10-4	515,6	186,4	240	0,058	0,12	55,2	22,3	60,6
ТП3-5-6	570,9	154,1	240	0,058	0,12	53,8	25,9	59
ТП3-7-8	432,4	140,6	185	0,059	0,16	47,4	17,5	52
ТП4-12	565,8	218,2	240	0,058	0,12	30,6	14,8	33,6
ТП4-15-54	554,7	177,9	240	0,058	0,12	45,7	22,1	50,2
ТП4-16...23	101,9	25,5	95	0,06	0,31	8,3	1,6	9,1
ТП5-49	320	110,7	95	0,06	0,31	23,9	4,6	26,2
ТП5-13-45	422,6	132,4	150	0,059	0,2	45,1	13,3	49,5
ТП5-46-51	443,5	175,1	185	0,059	0,16	61,7	22,8	67,7
ТП6-14	490,3	164,4	185	0,059	0,16	26,7	9,8	29,3
ТП6-11-53	482	141,8	185	0,059	0,16	60,7	22,4	66,6
ТП6-50-52	431,8	138,7	150	0,059	0,2	51,3	15,1	66,6
ТП7-24...27	164,1	83,5	120	0,06	0,24	8,9	2,2	9,8
ТП7-28-30	116,9	57,6	25	0,066	1,17	10,8	0,82	11,8
ТП7-47	365,6	119,9	150	0,059	0,2	70,3	20,7	77,2
ТП7-48	365,6	119,9	150	0,059	0,2	71,9	21,1	78,6

ТП8-31-33-34-35	146,5	70,3	120	0,06	0,24	12,2	3	13,4
ТП8-29	316,8	152,1	120	0,06	0,24	66,3	16,6	72,8
ТП8-32-36-39	101,4	51,9	70	0,061	0,42	9,9	1,4	10,9
ТП9-40-41-43	112,3	54,3	70	0,061	0,42	10,3	1,5	11,3
ТП9-42	393,1	224,1	150	0,059	0,2	56,2	16,6	61,6
ТП9-37-38	155,2	88,5	95	0,06	0,31	28,2	5,5	30,9
ТП9-44	205,9	114,6	50	0,063	0,59	6,7	1,3	7,3

Далее найдем потери мощности в трансформаторах.

Рассчитаем потери мощности в трансформаторах определяются по выражениям:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2)}{U^2} \cdot R, \quad (26)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2)}{U^2} \cdot X, \quad (27)$$

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.

Результаты расчета потерь мощности на всех трансформаторных подстанциях приведем в таблице 10.

Таблица 10 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	1055	362,7	1000	14,6	74,1
ТП2	880,7	279,9	630	18,3	80,4
ТП3	979,7	307,7	1000	12,4	62,8

Продолжение таблицы 10

ТП4	1184	409,2	1000	18,5	93,5
ТП5	1140	399,9	1000	17,2	86,9
ТП6	1334	422,3	1000	23,1	116,7
ТП7	959,4	361,1	1000	12,4	62,6
ТП8	549,2	266,9	630	8	35,1
ТП9	835,4	464,1	1000	10,8	54,4

7 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Для запитывания трансформаторных подстанций от распределительных пунктов в проектируемом районе применим петлевые схемы электропитания, разомкнутые в нормальном режиме в точке потоко раздела [8].

7.1 Расчет электрических нагрузок ТП на стороне 10 кВ

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются суммированием мощностей протекающей через трансформатор и потерь мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 11.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P; \quad (28)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q. \quad (29)$$

Таблица 11 – Электрические нагрузки ТП на стороне 10 кВ

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП1	1055	362,7	14,6	74,1	1070	436,8
ТП2	880,7	279,9	18,3	80,4	898,9	360,3
ТП3	979,7	307,7	12,4	62,8	992,1	370,5
ТП4	1184	409,2	18,5	93,5	1202	502,7
ТП5	1140	399,9	17,2	86,9	1157	486,8
ТП6	1334	422,3	23,1	116,7	1357	538,9
ТП7	959,4	361,1	12,4	62,6	971,8	423,7
ТП8	549,2	266,9	8	35,1	557,2	302
ТП9	835,4	464,1	10,8	54,4	846,2	518,5

7.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки распределительных пунктов 10 кВ определяются путем умножения суммы расчетных нагрузок трансформаторов

отдельных ТП, присоединенных к РП, и коэффициента, учитывающего совмещение максимумов нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1 [8].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН}, \quad (30)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}, \quad (31)$$

где k_{\max} - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

Рассчитаем нагрузки для РП1 по формулам, приведенным выше:

$$P_{РП1.10} = 0,7 \cdot (1070 + 898,985 + 992,134 + 1202 + 1157 + 1357) = 4674 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП1.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 436,806 + 360,347 + 370,493 \\ +502,671 + 486,828 + 538,916 \end{array} \right) = 1887 \text{ квар};$$

$$S_{РП1.10} = \sqrt{4674^2 + 1887^2} = 5041 \text{ кВА}.$$

Для РП2 проведем аналогичный расчет:

$$P_{РП2.10} = 0,7 \cdot (971,754 + 557,21 + 846,174) = 1663 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП2.10} = 0,7 \cdot (423,675 + 302,013 + 518,536) = 870,9 \text{ квар};$$

$$S_{РП2.10} = \sqrt{1663^2 + 870,956^2} = 1877 \text{ кВА}.$$

7.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

При выборе схем распределительной сети актуальным параметром является простота схем электроснабжения с использованием минимального количества необходимого оборудования.

В распределительной сети 10 кВ используют петлевые автоматизированные и неавтоматизированные распределительные сети,

радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов и без резервирования.

В данном проекте используем петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением.

7.4 Выбор местоположения и числа трансформаторных подстанций и распределительных пунктов

При проектировании системы электроснабжения необходимо выбрать оптимальное число и местоположение ТП и РП.

В процессе работы необходимо руководствоваться проектным решением, приведенном в нормативном документе и предусматривающим, что длина кабеля от ТП к зданиям не должна превышать 400 м [6]. Исходя из того, что в городской жилой застройке между зданиями, на месте расчетных координат ТП и РП, могут находиться различные спортивные и детские площадки, не всегда удастся поместить их в центре электрических нагрузок. Не смотря на это необходимо соблюдать вышеуказанные рекомендации.

Трансформаторные подстанции и распределительные пункты необходимо располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок, ведь это позволит приблизить высокое напряжение к центру электропотребления и уменьшит протяженность распределительной сети низкого напряжения, снизив потери электроэнергии.

Для определения места расположения КТП, необходимо построить картограмму нагрузок, которая представляется в виде окружностей, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчётным нагрузкам. Радиусы окружностей определяются по формуле, приведенной ниже [8]:

$$R_i = \sqrt{\frac{P}{\pi \cdot m \cdot p_i}}, \quad (32)$$

где m – принятый масштаб для определения площади круга, кВт/мм.

На основании построенных картограмм находятся координаты условного

центра нагрузок (УЦН)

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (33)$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (34)$$

Расчёт произведет в программе Microsoft Excel 2010.

В таблице 12 указаны определенные по картограмме координаты зданий.

Таблица 12 – Координаты зданий

Номера зданий	P, кВт	Q, квар	x, м	y, м	P*X	Q*X
1	2	3	4	5	6	7
1	163,931	73,035	101,0119	612,7684	16558,99	7377,406
2	401,76	105,531	155,394	605,0084	62431,09	16398,88
3	401,76	105,531	216,4264	605,0084	86951,47	22839,69
4	164,606	73,54	285,1994	602,8744	46945,53	20973,56
5	227,531	71,136	349,0041	602,7844	79409,24	24826,75
6	366,099	110,958	411,7941	602,7844	150757,4	45691,85
7	235,231	78,467	473,3872	602,7844	111355,3	37145,27
8	219,038	68,987	529,717	602,855	116028,2	36543,59
9	546,024	201,957	92,63888	482,4392	50583,05	18709,07
10	367,498	120,229	178,3112	499,1232	65529,02	21438,18
11	115	28,75	351,8772	485,291	40465,88	10116,47
12	565,831	218,225	541,066	549,796	306151,9	118074,1
13	222,441	69,668	71,32992	410,6786	15866,7	4969,413
14	504,792	167,109	410,859	428,321	207398,3	68658,24
15	211,565	64,784	560,466	440,9038	118575	36309,23
16						
17						
18						
19						
20	111	27,75	301,8446	224,2562	33504,75	8376,188
21						
22						
23						
24	58,968	33,612	63,06552	134,4944	3718,848	2119,758

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
25	63,038	30,258	74,87236	108,415	4719,804	2265,488
26	10,32	4,954	73,5745	83,52476	759,2888	364,4881
27	43	20,64	99,0855	66,72436	4260,677	2045,125
28	99,76	47,885	223,1136	136,2035	22257,81	10683,79
29	316,8	152,064	282,3864	204,2432	89460,01	42940,81
30	19,008	10,835	205,446	64,13252	3905,118	2226,007
31	24,768	11,889	256,7202	106,9367	6358,446	3052,146
32	64,96	31,181	280,2136	54,77396	18202,68	8737,34
33	89,87	43,138	376,457	85,30956	33832,19	16239,6
34	18,576	8,916	378,882	153,7023	7038,112	3378,112
35	19,608	9,412	406,7404	132,3526	7975,366	3828,241
36	20,25	11,543	416,6538	212,8374	8437,239	4809,435
37	95,688	54,542	483,836	222,9836	46297,3	26389,38
38	66,15	37,706	580,9136	199,82	38427,43	21903,93
39	20,196	11,512	427,4014	164,3975	8631,799	4920,245
40	9,46	4,541	459,7994	157,5823	4349,702	2087,949
41	32	15,36	528,262	158,5349	16904,38	8114,104
42	393,12	224,078	518,6784	132,5602	203902,9	116224,4
43	82,248	39,959	483,836	484,7847	39794,54	19333,6
44	205,9	114,627	576,665	82,94276	118735,3	66101,38
45	222,441	69,668	76,45346	362,2853	17006,38	5326,36
46	222,441	69,668	81,28988	320,0418	18082,2	5663,303
47	365,631	119,856	101,85	265,3959	37239,52	12207,33
48	365,631	119,856	217,7844	265,3959	79628,73	26102,77
49	320,016	110,733	204,6758	422,532	65499,54	22664,37
50	320,016	110,733	285,1218	422,532	91243,54	31572,39
51	243,281	112,36	222,5296	343,1278	54137,23	25003,43
52	124,2	31,05	302,0386	336,8616	37513,19	9378,299
53	571,455	164,198	364,1186	347,551	208077,4	59787,55
54	364,265	119,583	483,318	468,5488	176055,8	57796,62

Результаты расчета координат ТП и РП приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета координат ТП и РП

Номер ТП	X _a , м	Y _a , м
РП №1	299,6	465,7
РП № 2	292,4	199,6
ТП № 1	116,6	545,9
ТП № 2	213,6	562,9
ТП № 3	436,6	602,8
ТП № 4	506,4	478,9
ТП № 5	138,6	375,3
ТП № 6	357,5	396
ТП № 7	168,8	234,2
ТП № 8	312,9	159,4
ТП № 9	529,5	169,8

7.5 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Выбор площади сечения проводника осуществляется по расчетному максимальному току с последующей проверкой выбранного сечения по отклонению напряжения и потере мощности в аварийном режиме. Расчетный ток схемы петля рассчитывается для той части петли в нормальном режиме, в которой он будет максимален. В нормальном режиме петля разомкнута в точке потокораздела. После определения максимального расчетного тока, по справочным данным выбирается ближайшее большее стандартное значение сечения [19].

Сначала определим точки потокораздела в петлевых схемах [2]. Расчетные схемы приведены на рисунке 2.

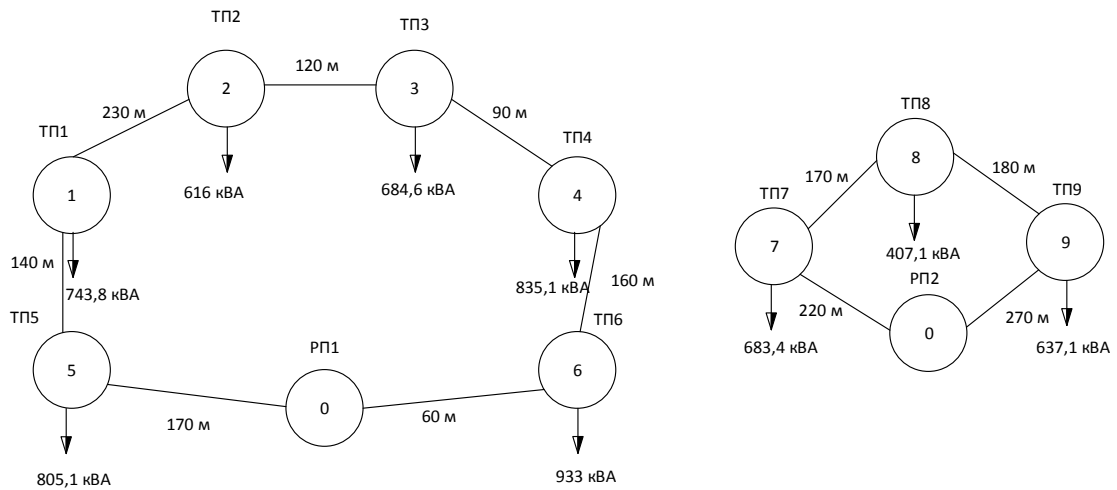


Рисунок 2 – Расчетные схемы для определения точки потокораздела

Для примера определим точку потокораздела для схемы с РП1.

Сначала рассчитаем потоки мощности на головных участках схемы по формулам, приведенным ниже:

$$S_{0..6} = \frac{S_6 \cdot (I_{6.4} + I_{4.3} + I_{3.2} + I_{2.1} + I_{1.5} + I_{5.0}) + S_4 \cdot (I_{4.3} + I_{3.2} + I_{2.1} + I_{1.5} + I_{5.0}) + \dots + S_3 \cdot (I_{3.2} + I_{2.1} + I_{1.5} + I_{5.0}) + S_2 \cdot (I_{2.1} + I_{1.5} + I_{5.0}) + S_1 \cdot (I_{1.5} + I_{5.0}) + S_5 \cdot I_{5.0}}{I_{6.0} + I_{6.4} + I_{4.3} + I_{3.2} + I_{2.1} + I_{1.5} + I_{5.0}}; \quad (35)$$

$$S_{0..6} = 2709 \text{ кВА};$$

$$S_{0..5} = \frac{S_5 \cdot (I_{6.4} + I_{4.3} + I_{3.2} + I_{2.1} + I_{1.5} + I_{6.0}) + S_1 \cdot (I_{4.3} + I_{3.2} + I_{2.1} + I_{6.4} + I_{6.0}) + \dots + S_2 \cdot (I_{3.2} + I_{2.1} + I_{6.4} + I_{6.0}) + S_3 \cdot (I_{4.3} + I_{6.4} + I_{6.0}) + S_4 \cdot (I_{6.4} + I_{6.0}) + S_6 \cdot I_{6.0}}{I_{6.0} + I_{6.4} + I_{4.3} + I_{3.2} + I_{2.1} + I_{1.5} + I_{5.0}}; \quad (36)$$

$$S_{0..5} = 1909 \text{ кВА}.$$

Осуществим проверку по условию, приведенному ниже:

$$S_{0..6} + S_{0..5} = \sum S_T;$$

$$2709 + 1909 = 4618 \text{ кВА};$$

$$4618 \text{ кВА} = 4618 \text{ кВА}.$$

Расчет произведен верно, судя по выполненному условию проверки.

После проверки осуществим расчет потоков мощности на всех участках:

$$S_{51}=S_{0..5}-S_5=1104 \text{ кВА}; \quad S_{64}=S_{0..6}-S_6=1776 \text{ кВА};$$

$$S_{12}=S_{51}-S_1=360 \text{ кВА}; \quad S_{43}=S_{64}-S_4=940 \text{ кВА};$$

$$S_{23}=S_{12}-S_2=-256 \text{ кВА}; \quad S_{32}=S_{43}-S_3=256 \text{ кВА};$$

$$S_{34}=S_{23}-S_3=-940 \text{ кВА}; \quad S_{21}=S_{32}-S_2=-360 \text{ кВА};$$

$$S_{46}=S_{34}-S_4=-1776 \text{ кВА}; \quad S_{15}=S_{21}-S_1=-1104 \text{ кВА}.$$

Точкой потокораздела является точка на ТП2.

Для схемы с РП2 точкой потокораздела является ТП8.

Далее рассчитываем сечение в линиях 10 кВ. Для этого проведем расчет в последовательности, приведенной ниже.

Для этого нужно провести расчет по алгоритму, приведенному ниже [3].

1. Нахождение расчетного тока в линии осуществляется по формуле:

$$I_{расч.} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_ц}, \quad (37)$$

где $P_{P.Л.}$ и $Q_{P.Л.}$ - активные и реактивные расчетные нагрузки линий, кВА;

U_H - номинальное напряжение;

$n_ц$ - количество цепей в линии.

2. Определение длительно допустимого ток для линии производится по выражению:

$$I_{длДоп} = I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (38)$$

где $I_{дон}$ - длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [3];

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается по ПУЭ (для нормального режима – 1, для послеаварийного-1,15, при перегрузке не более 6 часов в сутки в течении 5 суток);

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

3. Выбор и проверка сечения кабельной линии по длительно допустимому току осуществляется по формуле:

$$I_{расч.} \leq I_{длДоп.}, \quad (39)$$

4. Проверка выбранного сечения кабеля по отклонению напряжения производится в соответствии документом, указанным ниже.

Исходя из ГОСТ 32144-2013, нормально допустимое значение отклонения напряжения составляет $\pm 10\%$ от нормированного.

Потери напряжения в линиях определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{расч.} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (40)$$

где L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ – угол нагрузки, определяемый из соотношения $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$.

В данной работе используем кабель марки АСБ на напряжение 10 кВ. Это силовой кабель, с алюминиевыми жилами, с бумажной изоляцией, в свинцовой оболочке.

Для примера приведем расчет для петлевой схемы с РП1.

Рассчитаем мощность для первой части петлевой схемы:

$$P_{РП1..5.1.2} = P_{ТП5} + P_{ТП1} + P_{ТП2}, \quad (41)$$

$$P_{РП1..5.1.2} = 1140 + 1055 + 880,65 = 3075 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП1..5.1.2} = Q_{ТП5} + Q_{ТП1} + Q_{ТП2},$$

(42)

$$P_{РП1..5.1.2} = 400 + 362,7 + 279,9 = 1043 \text{ кВт.}$$

Далее расчет проведем для второй части петлевой схемы:

$$P_{ТП2..6.4.3} = P_{ТП6} + P_{ТП4} + P_{ТП3},$$

(43)

$$P_{РП1..6.4.3} = 1334 + 1184 + 979,7 = 3498 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП1..6.4.3} = Q_{ТП6} + Q_{ТП4} + Q_{ТП3},$$

(44)

$$P_{РП1..6.4.3} = 422,3 + 409,2 + 307,7 = 1139 \text{ кВт.}$$

Далее рассчитаем ток по наиболее мощной цепи РП1-6.4.3:

$$I_{расч.} = \frac{\sqrt{3498^2 + 1139^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 212,4 \text{ А.}$$

Выбираем кабель марки АСБ сечением 240 мм² с I_{длдоп}=355 А.

Проверка по длительно допустимому току осуществляется в аварийном режиме для всей петлевой схемы по условию:

$$I_{\max расч.} \leq I_{длдоп.};$$

$$I_{\max расч.} = \frac{\sqrt{P_{РП1..5.1.2.3.4.6}^2 + Q_{РП1..5.1.2.3.4.6}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}},$$

(45)

$$I_{\max расч.} = \frac{\sqrt{6573^2 + 2182^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 399,9 \text{ А.}$$

$$I_{длдоп} = 355 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,13 = 401,2 \text{ А};$$

$$399,9 \leq 401,2.$$

Условие выполняется. Выбор сечения произведен верно.

Проверяем выбранное сечение кабеля на отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{399,9 \cdot 1 \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot (0,129 \cdot 0,949 + 0,075 \cdot 0,315) \cdot 100 = 1,012.$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

Найдем потери мощности в кабеле:

$$\Delta P = \frac{3498^2 \cdot 0,129 \cdot 0,4 + 1139^2 \cdot 0,129 \cdot 0,4}{1000 \cdot 0,38^2} = 6,98 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \frac{3498^2 \cdot 0,075 \cdot 0,4 + 1139^2 \cdot 0,075 \cdot 0,4}{1000 \cdot 0,38^2} = 4,06 \text{ кВт};$$

$$\Delta W = 6,98 \cdot 1,098 = 7,66 \text{ МВт} \cdot \text{час}.$$

Далее расчет ведется аналогично. Полученные данные сведем в таблицу 14 и 15.

Таблица 14 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, км	P _{ij} , кВт	Q _{ij} , квар	I _{расч} , А	I _{тахрасч} , А	I _{дл.доп} , А	F, мм ²	Марка
РП1-ТП6-ТП4-ТП3	0,4	3498	1139	212,4	399,9	401,2	240	АСБ
РП1-ТП5-ТП1-ТП2	0,6	3075	1043					
РП2-ТП8-ТП9	0,7	1385	731	90,4	149,3	158,2	50	АСБ
РП2-ТП7	0,36	959	361					

Таблица 15 – Проверка сечений кабеля 10 кВ на отклонение напряжения и потери мощности

Участок сети	P _{ij} , кВт	Q _{ij} , квар	ΔU, %	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт *ч	F, мм ²	Марка
РП1-ТП6-ТП4-ТП3	3498	1139	1,01	6,98	4,06	7,67	240	АСБ

РП1-ТП5-ТП1-ТП2	3075	1043		8,16	4,75	8,96		
РП2-ТП7-ТП8	1385	731	1,64	10,69	1,55	11,73	50	АСБ
РП2-ТП7	959	361		2,32	0,34	2,55		

7.6 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать потоки мощности от линиях от РП и потери мощности в линиях. Данные о потоках мощности в линиях от РП и потерях мощности сведем в таблицу 16. А ниже рассчитаем электрические нагрузки РП по формулам (46) и (47) [9].

Таблица 16 – Нагрузки и потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	P_{ij} , кВт	Q_{ij} , квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар
РП1-ТП6-ТП4-ТП3	3498	1139	6,98	4,06
РП1-ТП5-ТП1-ТП2	3075	1043	8,16	4,75
РП2-ТП7-ТП8	1385	731	10,69	1,55
РП2-ТП7	959	361	2,32	0,34

Определим сумму потерь мощности во всей схеме по формулам, представленным ниже:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i ;$$

(46)

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i ;$$

(47)

$$\Delta P_{PII1} = (6,98 + 8,16) = 15,15 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{PII1} = (4,06 + 4,75) = 8,81 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{PII2} = (2,32 + 10,69) = 13 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{PII2} = (0,34 + 1,55) = 1,89 \text{ квар}.$$

Рассчитаем электрические нагрузки РП на стороне 10 кВ:

$$P_{PII.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma};$$

(48)

$$Q_{PII.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma};$$

(49)

$$P_{PII1.10} = 4674 + 15,15 = 4689 \text{ кВт};$$

$$Q_{PII1.10} = 1887 + 8,81 = 1896 \text{ квар};$$

$$P_{PII2.10} = 1663 + 13 = 1676 \text{ кВт};$$

$$Q_{PII1.10} = 870,96 + 1,89 = 873 \text{ квар}.$$

8 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Схема распределительного устройства на напряжение 10 кВ представляет собой две, секционированные выключателем с устройством АВР, секции шин. В них устанавливаются комплектные распределительные устройства (КРУ). Распределительный пункт в данной работе выполняется без использования трансформаторов. Схемы подстанций должны предусматривать возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики. На рисунке 3 представлена электрическая схема распределительного пункта.

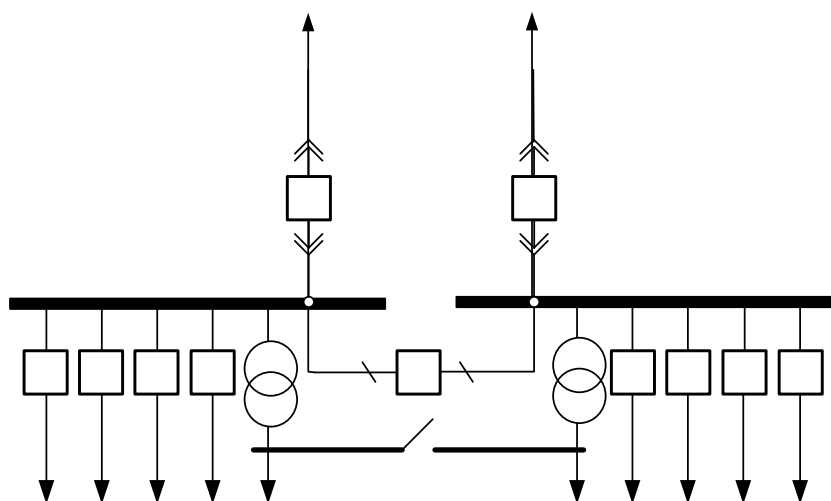


Рисунок 3 – Электрическая схема распределительного пункта

На РП применена секционированная система шин. В нормальном режиме работы секционный выключатель не работает. Это дает возможность снижения токов короткого замыкания. В данной работе РУ выполняется в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного комплектуются трансформаторами тока и напряжения, выключателем, приборами измерения, устройствами РЗиА. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе тем оборудованием, которое предпочтет заказчик. Применение КРУ удобно при монтаже и обслуживании.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

9.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи короткого замыкания в сети 10 кВ определяются на шинах распределительного пункта, на шинах самой удаленной ТП от РП и на шинах самой близкой ТП к РП. Напряжение $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ принимается за основное [5].

Ток трехфазного короткого замыкания находится по выражению:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{E^{\wedge}}{Z_{рез}}, \quad (50)$$

где $Z_{рез}$ – полное результирующее сопротивление до точки КЗ, о.е.,
 E^{\wedge} – ЭДС системы, равная 1,05 о.е.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2}. \quad (51)$$

Сопротивление системы считается по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa 3}}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (52)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (53)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} . \quad (54)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} . \quad (55)$$

Произведем расчет токов КЗ по вышенаписанному алгоритму.

Схемы с точками КЗ и расчетные схемы покажем на рисунке 4 и 5.

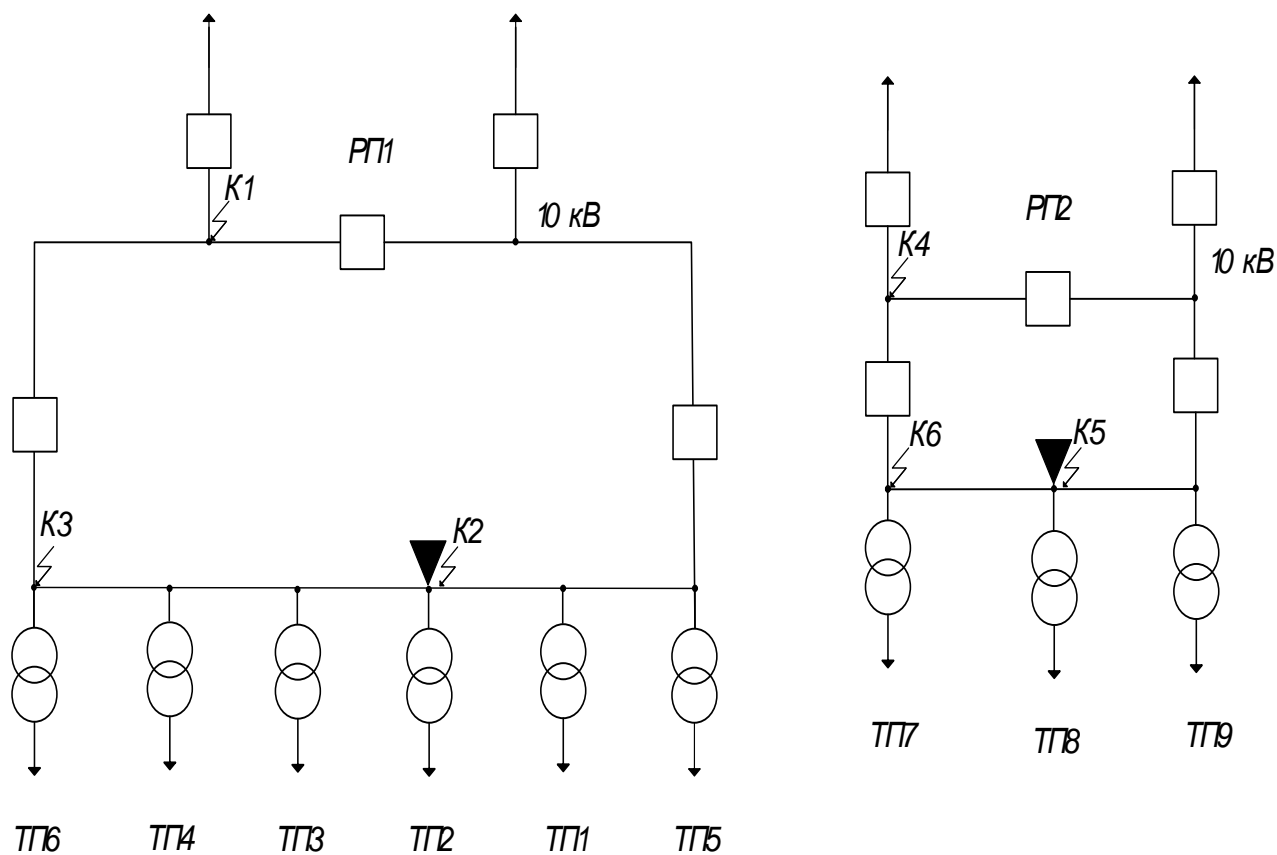
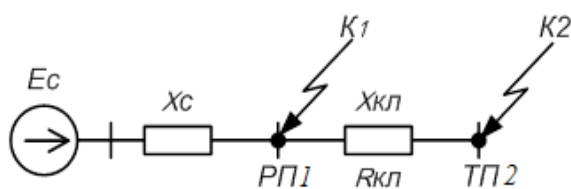


Рисунок 4 – Схемы с точками КЗ



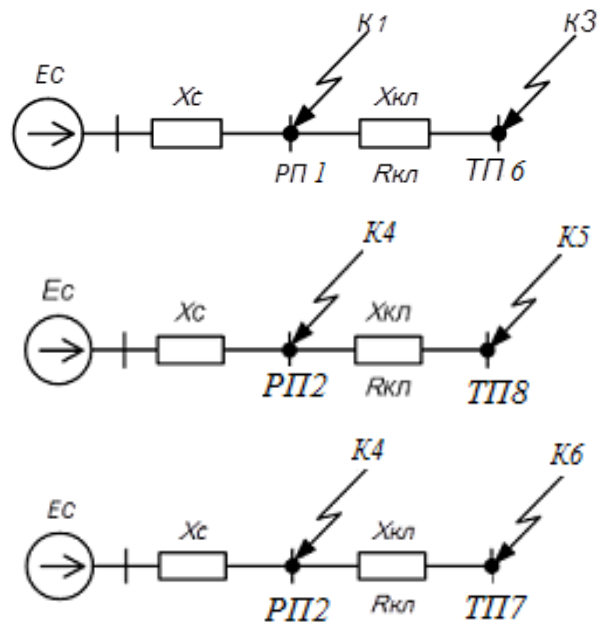


Рисунок 5 – Схемы замещения для расчета токов КЗ на РП1 и РП2 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в точке К1, то есть на шинах РП1:

$$X_c = \frac{100}{350} = 0,286 \text{ о.е.}$$

$$Z_{рез} = \sqrt{(0,286 + 0,156)^2 + 0,651^2} = 0,786 \text{ о.е.}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{1,05}{0,786} \cdot 5,5 = 7,34 \text{ кА;}$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,34 = 6,36 \text{ кА;}$$

$$T_a = \frac{0,44}{314 \cdot 0,65} = 0,002;$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,01;$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 7,34 = 10,49 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	7,34	6,96	0,002	1,01	10,49
К2	6,66	5,77	0,002	1,01	9,5
К3	7,26	6,29	0,002	1,01	10,36
К4	4,01	3,47	0,001	1	5,67
К5	3,47	3,01	0,001	1	4,91
К6	3,695	3,2	0,001	1	5,23

9.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ рассчитываются на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. Напряжение $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ принимается за основное [5].

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

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (56)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (57)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}}; \quad (58)$$

$$r_T = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}}, \quad (59)$$

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

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

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (60)$$

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:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}, \quad (61)$$

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 ТП6, питающаяся от РП1.

Расчетная схема показана на рисунке 6.

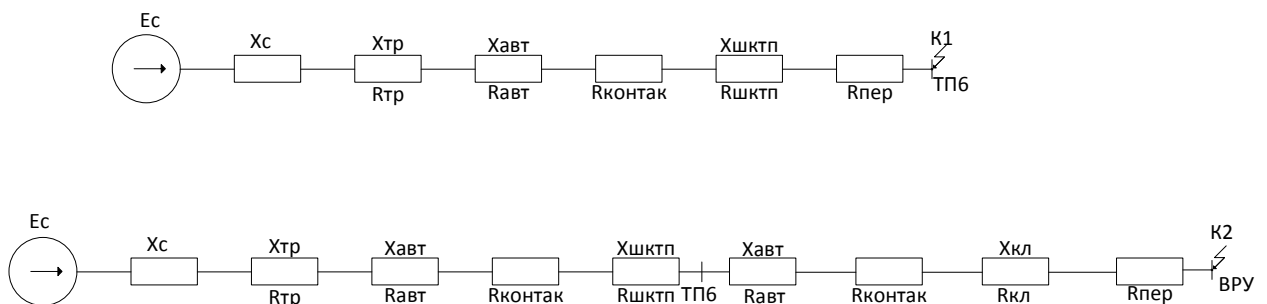


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Расчет трехфазного и однофазного КЗ в точке K1 [18]:

$$x_C = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,44 \text{ мОм};$$

$$r_T = \frac{1,22 \cdot 10,5^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 1000} = 1,35 \text{ мОм};$$

$$x_T = \frac{6,38 \cdot 10,5^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 1000} = 7,17 \text{ мОм};$$

$$z_{K1}^{(3)} = \sqrt{(r_{TP} + r_{AB} + r_{КОНТАК} + r_{ШКТП} + r_{ПЕР})^2 + (x_C + x_{TP} + x_{AB} + x_{ШКТП})^2}, \quad (62)$$

где r_{TP} и x_{TP} – активное и индуктивное сопротивление автоматического выключателя (соответственно 0,14 и 0,08 мОм);

$r_{КОНТАК}$ – сопротивление контактов автоматического выключателя (0,03 мОм);

$r_{ШКТП}$ – активное сопротивление шин трансформаторной подстанции (0,031 мОм);

$x_{ШКТП}$ – реактивное сопротивление шин трансформаторной подстанции (0,022 мОм);

$r_{ПЕР}$ – переходное сопротивление дуги, 15 Мом;

$$z_{K1}^{(3)} = \sqrt{(1,35 + 0,135 + 0,03 + 0,026 + 15)^2 + (0,44 + 7,17 + 0,075 + 0,021)^2} = 18,24 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,24} = 12,65 \text{ кА};$$

$$z_{K1}^{(1)} = \sqrt{(3r_{TP} + 3r_{AB} + 3r_{КОНТАК} + 2r_{ШКТП} + 10r_{ШКТП} + 3r_{ПЕР})^2 + (2x_C + 3x_{TP} + 3x_{AB} + 8,5x_{ШКТП})^2}; \quad (63)$$

$$z_{K1}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 1,35 + 3 \cdot 0,135 + 3 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,026 + 10 \cdot 0,026 + 3 \cdot 15)^2 + (2 \cdot 0,44 + 3 \cdot 7,17 + 3 \cdot 0,075 + 8,5 \cdot 0,021)^2} = 54,8;$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{K1}};$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{54,8} = 12,64 \text{ кА.}$$

Рассчитаем трехфазное и однофазное КЗ в точке К2:

$$z_{K2}^{(3)} = \sqrt{\left(r_{TP} + r_{AB} + r_{КОНТАК} + r_{ШКТП} + r_{AB} + r_{КОНТАК} + r_{КЛ} + r_{ПЕР} \right)^2 + \left(x_C + x_{TP} + x_{AB} + x_{ШКТП} + x_{AB} + x_{КЛ} \right)^2};$$

(64)

$$z_{K2}^{(3)} = \sqrt{\left(1,345 + 0,14 + 0,03 + 0,026 + 0,135 + 0,03 + 0,0135 + 15 \right)^2 + \left(0,44 + 7,17 + 0,075 + 0,021 + 0,075 + 0,005 \right)^2};$$

$$z_{K2}^{(3)} = 23,1 \text{ мОм};$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,1} = 10 \text{ кА};$$

$$z_{K1}^{(1)} = \sqrt{\left(3r_{TP} + 3r_{AB} + 3r_{КОНТАК} + 2r_{ШКТП} + 10r_{ШКТП} + 3r_{ПЕР} + 3r_{AB} + 3r_{КОНТАК} + 3r_{КЛ} \right)^2 + \left(2x_C + 3x_{TP} + 3x_{AB} + 8,5x_{ШКТП} + 3x_{AB} + 3x_{КЛ} \right)^2};$$

(65)

$$z_{K2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 1,35 + 3 \cdot 0,135 + 3 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,026 + 10 \cdot 0,026 + 3 \cdot 15 + 3 \cdot 0,135 + 3 \cdot 0,03 + 3 \cdot 0,0135 \right)^2 + \left(2 \cdot 0,44 + 3 \cdot 7,17 + 3 \cdot 0,075 + 8,5 \cdot 0,021 + 3 \cdot 0,075 + 3 \cdot 0,005 \right)^2} = 69,41;$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{69,41} = 9,98 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
К1	12,66	12,64
К2	10,01	9,99
К3	10	9,99
К4	10	9,99
К5	13,51	13,49
К6	10,53	10,5
К7	10,49	10,46
К8	10,51	10,48
К9	10,51	10,49

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

При проверке выбранной кабельной линии на воздействие токов КЗ по термической стойкости, необходимо определить минимальное сечение кабеля, которое должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля [5].

Постоянная времени находится по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R}. \quad (66)$$

Тепловой импульс рассчитывается по выражению, приведенному ниже:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right]. \quad (67)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости находится по формуле, приведенной ниже:

$$S_{тер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (68)$$

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

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ТП6-14:

$$B_k = 10,01^2 \cdot (0,1 + 0,0014 \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,0014}})) = 10,16 \text{ кА}^2 \cdot c;$$

$$C_{тер} = \sqrt{\frac{10,16 \cdot 10^3}{94}} = 10,4 \text{ мм}^2.$$

Проверяемый кабель имеет сечение $185 \text{ мм}^2 > 10,14 \text{ мм}^2$, из этого следует, что условие проверки выполняется, выбранный кабель удовлетворяет условиям по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше $10,4 \text{ мм}^2$. Самое маленькое сечение кабелей в данной работе не менее 35 мм^2 .

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по различным параметрам (номинальному току и напряжению, роду установки и т.д.) и осуществляют проверку по динамической и термической стойкости [21].

РП проектируемой СЭС присоединены к существующей подстанции Новой, в ячейках питающих линий которой расположены разъединители типа РВЗ-10/400, вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-10-12,5/630-У2, трансформаторы тока ТЛМ-10-1-У3 класса точности 0,5/10Р.

11.1 Выбор оборудования на РП

11.1.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепи в любых режимах.

На рисунке 7 изображена схема места расположения выключателей РП.

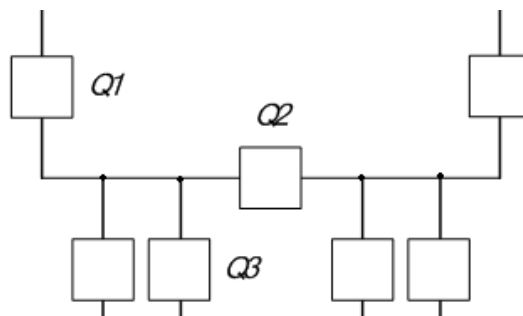


Рисунок 7 – Места расположения выключателей

В качестве примера рассчитаем номинальные значения токов, проходящих через секционный выключатель Q2 на РП1:

$$I_{расчРП1} = \frac{\sqrt{P_{pn1}^2 + Q_{pn1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (69)$$

$$I_{расчРП1} = \frac{\sqrt{4689^2 + 1896^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 292 \text{ А.}$$

Выбираем вакуумные выключатели ВВ.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [10]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (70)$$

$$10 = 10 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} ; \quad (71)$$

$$292 \leq 630 \text{ А.}$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п.0} \leq I_{откл.ном} ; \quad (72)$$

$$7,34 \leq 20 \text{ кА.}$$

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

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{нок1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (73)$$

где $t_{откл}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{откл} = 1,07$ с.

$$B_K = 7,34^2 \cdot (1,07 + 0,002) = 57,8 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ; \quad (74)$$

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

$$B_K \leq B_{к.в} .$$

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.откл}, \quad (75)$$

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА.}$$

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

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \quad (76)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,34 = 10,4 \text{ кА.}$$

Расчетное сравнение параметров приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 292 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 57,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 7,34 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{нт} = 7,34 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 10,4 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП1 и РП2 выбираем в качестве остальных выключателей этот выключатель. Они пройдут проверку, так как ток КЗ в остальных случаях меньше.

11.1.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформатор тока выбирается

на РП1 трансформатор тока ТЛМ-10УЗ, предназначенный для установки в КРУ, с первичным током 150 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021. Это обеспечит повышение точности при снятии показаний с приборов.

Данные приборы подключаются напрямую к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они могут устанавливаться по интерфейсу RS485 и индуцировать значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Помимо функции измерения приборы серии 3021 имеют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5		

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	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:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (81)$$

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 по справочным данным, Ом:

$$Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{5} = 0,007 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (82)$$

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

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2.$$

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

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

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

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,007 + 0,071 + 0,01 = 0,087 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq 52^2 \cdot 0,03 = 81,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{Р}}$
$I_{\text{рmax}} = 146 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_2 = 0,087 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{кр}} = 81,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кН}} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кН}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{уд}} = 10,5 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

По этому же алгоритму выбираем на РП2 трансформатор тока ТЛМ-10УЗ с первичным током 50 А.

Рассчитанная по формуле вторичная нагрузка составляет:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

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

На данном этапе работы выберем трансформаторы напряжения типа НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

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

11.1.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РП применяют ОПН, целью которых, в данном случае, является защита электрооборудования от и коммутационных перенапряжений.

На РП на вводе трансформатора напряжения 10 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп – 10/12/10/500 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	35,5

11.1.5 Выбор и проверка сборных шин

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

Выбор сечений шин производится по длительно допустимому току при их нагреве. При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Для начала найдем максимальный рабочий ток на шинах РП1 [19]:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП1}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (84)$$

$$I_{н/а} = \frac{5041}{\sqrt{3} \cdot 10} = 291 \text{ А.}$$

Принимаем шины АД31Т сечением $q=4 \times 30=120 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 365 А.

Проверка шины на термическую стойкость осуществляется по данным для точки КЗ на шинах РП1:

$$I_{п.о} = 7,34 \text{ кА}; \quad i_y = 10,5 \text{ кА.}$$

Найдем тепловой импульс при воздействии тока КЗ по формуле:

$$W_K = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (85)$$

$$W_K = 7,34^2 \cdot (0,055 + 0,002) = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Дальше определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_K}}{C_T}, \quad (86)$$

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3,1 \cdot 10^3}}{82} = 21,4 \text{ мм}^2$$

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

$$21,4 < 250 \text{ мм}^2.$$

Исходя из выполнения условий проверки, можно сделать вывод о том, что шины термически устойчивы.

После всех вышеописанных манипуляций осуществим проверку сборных шин на механическую прочность.

Рассчитаем частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по формуле, приведенной ниже:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} , \quad (87)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} , \quad (89)$$

где q - поперечное сечение шины:

$$q = b \cdot h ; \quad (90)$$

$$q = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ см}^2 ;$$

$$J = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 0,9 \text{ см}^4 ;$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,9}{1,2}} = 104,2 \text{ Гц}.$$

Исходя из того, что частота собственных колебаний шин не выходит за пределы 200 Гц, можно сделать вывод об отсутствии механического резонанса.

Максимальное электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании, рассчитывается по выражению:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{W_a} \cdot 10^{-7}, \quad (91)$$

где $W_a = 0,6 \text{ см}^3$ – напряжение в материале шин.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{10490^2}{0,6} \cdot 10^{-7} = 31,8 \text{ Н / м}.$$

Изгибающий момент, который создается равномерно распределенной силой f , определяется по выражению:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (92)$$

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

$$M = \frac{31,8 \cdot 1,2^2}{10} = 4,57 \text{ Н / м}.$$

Напряжения в материале шин, возникающие под воздействием изгибающего момента рассчитывается по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (93)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

$$\sigma_{расч} = \frac{4,57}{0,6} = 7,62 \text{ МПа}.$$

Напряжение в материале шин для однополосных шин находится по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (94)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику составляет:

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

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

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Результаты выбора и проверки шин приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 291 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} = 335 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{min}} = 21,37 \text{ мм}^2$	$q = 120 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 7,62 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

На РП2 выбираем и проверяем шины по тем же условиям. К установке принимаем АДЗ1Т с сечением 15x3 с длительно допустимым током 165 А.

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: $F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}.$

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

Принимаем к установке на шинах РП1 и РП2 изоляторы типа ИО-10-3,75 с $F_{разр} = 3750$ Н.

Результаты выбора и проверки изоляторов представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор изоляторов

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{расч} = 838,62$ Н	$F_{доп} = 2250$ Н	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Изоляторы проходят проверку. Принимаем их на шинах РП1 и РП2.

11.1.6 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП 10 кВ установим КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12Р производства «Таврида Электрик». Оно используется для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты напряжением 10 кВ для систем с заземлённой через дугогасящий реактор или изолированной нейтралью.

Данные комплектные распределительные устройства комплектуется из отдельных шкафов. В каждом из них располагается 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.

Ячейки данного распределительного устройства имеют высокую стойкость к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа. Это делает незначительным ущерб и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги.

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

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

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

11.1.7 Выбор и проверка предохранителей

На каждом РП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 кВ, при условии [10]:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (95)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток находим по выражению:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (96)$$

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

На РП1 выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 800 А.

Выбираем предохранитель марки ППН-41.

После этого осуществляется проверка по параметрам, представленным ниже:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}}. \quad (97)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}. \quad (98)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B. \quad (99)$$

Выбор предохранителей приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор предохранителей

№ ТП	$I_{\text{расч}}, \text{ А}$	$I_{\text{н.пр}}, \text{ А}$	$I_{\text{н.пл.вст}}, \text{ А}$	Марка предохранителя
РП1	355	800	710	ППН-41-800
РП2	140	400	280	ППН-41-400

Для примера проведём проверку для предохранителя ППН-41-800 а РП1.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$280 < 474,6 \text{ А.}$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$12,65 < 50 \text{ кА.}$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$12,62 < 1,2 \text{ А.}$$

Предохранитель прошел проверку. Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, то есть предохранители на РП2 пройдут проверку по всем условиям.

11.2 Выбор и проверка электрических аппаратов на ТП

11.2.1 Выбор и проверка вводных разъединителей

Разъединители выбираются и проверяются подобно выключателям. Однако они не проверяются по отключающей способности, потому что они не предназначены для отключения цепей под напряжением [9].

На вводах трансформаторов выбираем разъединители РВЗ-10/400 1УЗ.

Расчет проведем для самой загруженной трансформаторной подстанции ТП6.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 28.

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 355 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,36 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 113,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 113,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке. Данный разъединитель берем и для остальных вводов ТП. Он пройдет проверку, так как там меньшее электродинамическое и термическое воздействие токов КЗ.

11.2.2 Выбор и проверка выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки служат для отключения и включения токов нагрузки до 400 А в сетях 6–10 кВ, при этом не отключая токи КЗ (поэтому последовательно с ними устанавливаются предохранители).

Выбор выключателя проведем по самой загруженной ТП (на ТП6) и примем его для установки и на всех остальных ТП. Они пройдут проверку, так как токи короткого замыкания у них меньше. Расчет и проверка приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка выключателя нагрузки

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВНПу-10/400 -10зУЗ	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_p = 75,41 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_p$
$i_{уд} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_K = 65,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 7,34 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{нт} = 7,34 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 10,4 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

11.2.3 Выбор и проверка предохранителей

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (100)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;
 $I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (101)$$

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

Выбираем предохранитель марки ПКТ.

После выбора предохранителя необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп}. \quad (102)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}. \quad (103)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B. \quad (104)$$

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

Выбор предохранителей расположен в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор предохранителей

№ ТП	$S_{н.тр,кВА}$	$I_{расч.тр, А}$	$I_{н.пр, А}$	$I_{н.пл.вст, А}$	Марка предохранителя
ТП-1	743,8	60,1	160	125	ПКТ104-12-160-20УЗ
ТП-2	616	49,8	100	100	ПКТ103-12-100-12,5УЗ
ТП-3	684,6	55,3	160	125	ПКТ104-12-160-20УЗ
ТП-4	835,1	67,5	160	160	ПКТ104-12-160-20УЗ
ТП-5	805,1	65,1	160	160	ПКТ104-12-160-20УЗ
ТП-6	933	75,4	160	160	ПКТ104-12-160-20УЗ
ТП-7	683,4	55,2	160	125	ПКТ104-12-160-20УЗ
ТП-8	407,1	32,9	80	80	ПКТ102-12-80-20УЗ
ТП-9	637,1	51,5	160	125	ПКТ104-12-160-20УЗ

Проверку выбора предохранителя проведем для ТП6.

Условие выбора:

1) Проверка по согласованию выбранной вставки с сечением КЛ

$$I_{н.вст.} \leq 3 \cdot I_{дл.доп.};$$

$$160 < 1203 \text{ А.}$$

2) Проверка по разрушающему действию трехфазного тока КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{откл.};$$

$$6,7 < 20 \text{ кА.}$$

3) Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \leq 3 \cdot I_{н.вст.};$$

$$9,5 > 0,48 \text{ кА.}$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, то есть все остальные предохранители пройдут по всем условиям проверки. Принимаем их к установке.

11.3 Выбор и проверка оборудования на низкое напряжение 0,4 кВ

11.3.1 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току [7]:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (105)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расч}}$, А	Марка выключателя
ТП1	743,8	1503	1600	ВА53-43
ТП2	616	1245	1280	ВА53-41
ТП3	684,6	1383	1600	ВА53-43
ТП4	835,1	1688	2000	ВА53-43
ТП5	805,1	1627	2000	ВА53-43
ТП6	933	1885	2000	ВА53-43
ТП7	683,4	1381	1600	ВА53-43
ТП8	407,1	822,6	1000	ВА53-41
ТП9	637,1	1287	1600	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.

11.3.2 Выбор и проверка предохранителей

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номППР} , \quad (106)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номППР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (107)$$

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

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 1000 А.

Выбираем предохранитель марки ППН-41-1000.

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон} . \quad (108)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{no}^{(3)} \leq I_{отк}. \quad (109)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B. \quad (110)$$

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

Выбор предохранителей расположен в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

Номер ТП	И _{норм.расч} , А	И _{н.пр} , А	И _{н.пл.вст} , А	Марка предохранителя
1	2	3	4	5
ТП1-1	440	1000	1000	ППН41-1000
ТП1-9	170	400	355	ПН2-400
ТП1-2	330	800	800	ППН41-800
ТП2-3	330	800	800	ППН41-800
ТП2-10-4	440	1000	1000	ППН41-1000
ТП3-5-6	440	1000	1000	ППН41-1000
ТП3-7-8	330	800	800	ППН41-800
ТП4-12	440	1000	1000	ППН41-1000
ТП4-15-54	440	1000	1000	ППН41-1000
ТП4-16...23	215	630	500	ПН2-630
ТП5-49	270	630	600	ПН2-630
ТП5-13-45	330	800	800	ППН41-800
ТП5-46-51	330	800	800	ППН41-800
ТП6-14	385	800	800	ППН41-800
ТП6-11-53	385	800	800	ППН41-800
ТП6-50-52	385	800	800	ППН41-800
ТП7-24...27	270	630	600	ПН2-630
ТП7-28-30	170	400	355	ПН2-400

1	2	3	4	5
ТП7-47	330	800	800	ППН41-800
ТП7-48	330	800	800	ППН41-800
ТП8-31-33-34-35	270	630	600	ПН2-630
ТП8-29	330	800	800	ППН41-800
ТП8-32-36-39	210	630	500	ПН2-630
ТП9-40-41-43	215	630	500	ПН2-630
ТП9-42	330	800	800	ППН41-800
ТП9-37-38	215	630	500	ПН2-630
ТП9-44	170	400	355	ПН2-400

Для примера проведем проверку выбора предохранителя ППН41-1000 на 0,4 кВ.

Условие выбора:

4) Проверка по согласованию выбранной вставки с сечением КЛ

$$I_{н.вст.} \leq 3 \cdot I_{ол.дон.};$$

$$1000 < 1492 \text{ А.}$$

5) Проверка по разрушающему действию трехфазного тока КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{откл.};$$

$$10 < 50 \text{ кА.}$$

6) Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \leq 3 \cdot I_{н.вст.};$$

$$10 > 2,4 \text{ кА.}$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, то есть все остальные предохранители пройдут по всем условиям проверки. Принимаем их к установке.

12 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

В сетях различного напряжения самыми распространенными повреждениями являются замыкания на землю токоведущих частей электроустановок. В распределительных сетях 6 – 35 кВ эти повреждения составляют большую часть от всех повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) обеспечить надежное дугогашение;
- 2) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений $2,5 - 2,6 U_{\phi}$ при степени расстройки до 5 %;
- 3) ограничить разрушения изоляции путем уменьшения тока через место повреждения;
- 4) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и этим защитит от дальнейшего развития аварии;
- 5) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка;
- 6) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных рабочих режимах;
- 7) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 8) исключить повторное зажигание дуги.

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что два распределительных пункта будут снабжать электроэнергией весь заданный квартал [8]:

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (111)$$

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

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

$$I_{\text{емк.кл1}} = 1,3 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1}{10}\right) = 1,3 \text{ A};$$

$$I_{\text{емк.кл2}} = 1,3 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,06}{10}\right) = 1,38 \text{ A}.$$

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

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах более 20 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ (20 А), то установка дугогасящего реактора не требуется [15].

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

13.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{л\sigma} + K_{об\sigma}, \quad (112)$$

где $K_{л\sigma}$ - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб [14];

$K_{об}$ - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб [14].

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 [20]:

$$K_{пит.л.} = \sum(L_{к\lambda} \cdot k_{уд}) + K_{сmp}, \quad (113)$$

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

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

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{пит.л.} = 5263 + 50 = 5313 \text{ тыс.руб.}$$

13.1.2 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 [20]:

$$K_{обор\Sigma} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смп} + K_{пр.} , \quad (114)$$

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. [14].

$$K_{обор\Sigma} = 20220 + 47,9 + 45 + 5 = 202300 \text{ тыс.руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле (112):

$$K_{\Sigma} = 5313 + 202300 = 207600 \text{ тыс.руб.}$$

13.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию [20]:

$$I_A = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}} = \frac{207600}{20} = 10380 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (115)$$

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

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

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 5313 + 0,037 \cdot 202300 = 7506 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (116)$$

где $\Delta W = 1734000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ – потери электроэнергии;

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

$$I_{\Delta W} = 1734000 \cdot 0,064 \cdot 10^{-3} = 110,98 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = 110,98 + 7506 + 10380 = 18000 \text{ тыс.руб.}$$

13.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле [20]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (117)$$

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

$$Z = 0,0825 \cdot 207600 + 18000 = 35120 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (118)$$

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

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{\text{ср.год.}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (119)$$

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

$$W = 6689 \cdot 5000 = 33450000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = 33450 \cdot 1 = 33450 \text{ тыс.руб.} \quad (120)$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{18000 \cdot 10^3}{33450000} = 0,54 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

13.4 Техничко-экономические показатели проекта

Все технико-экономические показатели заносятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Техничко-экономические показатели проекта

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Расчетная мощность всех ТП	$P_{\text{расчТП}}$	кВт	8917
Расчетная мощность всех домов	$P_{\text{расчВРУ}}$	кВт	9489
Полная мощность РП	$S_{\text{расчРП}}$	кВА	6918
Напряжение сети	$U_{\text{ном}}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		44
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$\text{tg}\varphi$	о.е.	0,6
Конструктивное выполнение ТП	Трансформатор – кабель - ВРУ 0,4 кВ		
Капиталовложения в проект	К	руб.	11460
Потери электроэнергии за год	ΔW	кВт·ч.	1734000
Удельная стоимость потерь электроэнергии	$C_{\text{потерь}}$	руб/кВт·ч	0,064
Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб/кВт·ч	0,54
Приведенные затраты	З	руб/год	35120000

14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЛИНИЙ 10 КВ

14.1 Выбор и расчет РЗА для линии 10 кВ

Релейную защиту для кабельной линии 10 кВ выполним на основе блоков микропроцессорной релейной защиты «Сириус-2Л». Данное устройство устанавливается на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления подстанций 10 кВ. Применим его для защиты кабельных линий 10 кВ.

Использование данного устройства обеспечивает высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу

Устройство «Сириус» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Питание цепей релейной защиты и автоматики (РЗА) осуществляется на выпрямленном оперативном токе от блока питания и зарядки.

Защиту кабельных линий выполним при помощи блоков «Сириус-2Л»

На линиях 10 кВ применяется двухступенчатая токовая защита (отсечка и МТЗ) и защита от однофазных токов замыкания на землю (ОЗЗ).

14.1.1 Расчет токовой отсечки

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки выполняются как отсечки мгновенного действия.

Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не действовала при КЗ на смежных участках сети, защита которых имеет выдержку времени, равную или больше, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Зоны действия отсечек можно определить графически, как точки пересечения прямой, соответствующему току срабатывания, с кривыми изменения токов КЗ. Для этого нам необходимо построить кривые спада токов по линиям при трехфазных и двухфазных КЗ (графики в приложении А).

Ток срабатывания отсечки определяем как произведение коэффициента запаса (1,05) на максимальный ток, протекающий через защиту при КЗ на шинах приемной подстанции [1]:

$$I_{\text{ТО}} = k_3 \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = 1,05 \cdot I_{\text{max}}^{(3)}. \quad (121)$$

При установлении ТО от ПС Новая до РП1, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{ТО}}^n = 1,05 \cdot 7,34 = 7,707 \text{ кА}.$$

Кривые спада токов трехфазного и двухфазного КЗ, при протекании их от ПС до РП1, приведены ниже.

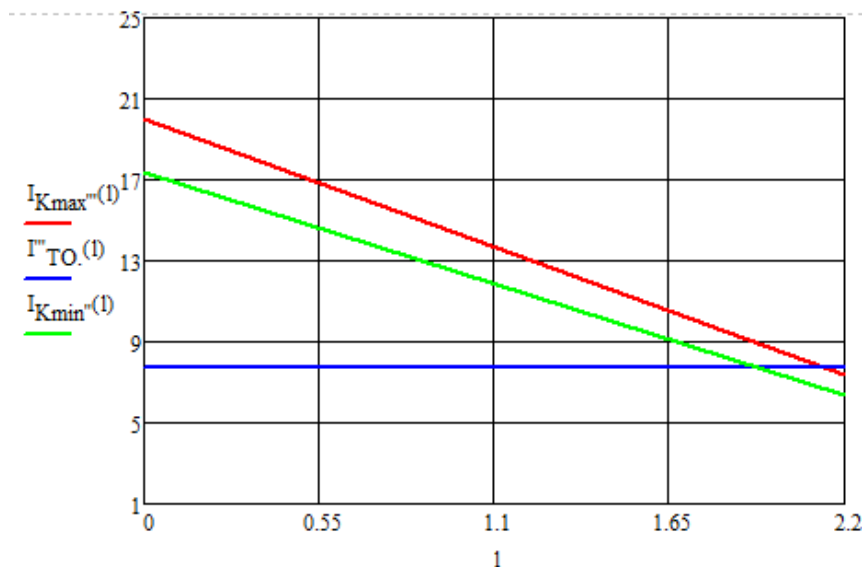


Рисунок 8 – Определение зоны срабатывания ТО от ПС до РП1

Как видно из рисунка 3, зона срабатывания ТО оказалась больше минимально допустимой (20% от длины линии). Значит, данную защиту мы принимаем к установке.

При расчете защиты с ПС до РП2, ток срабатывания получился равным:

$$I''_{TO} = 1,05 \cdot 4,01 = 4,21 \text{ кА.}$$

Берем наши кривые спада тока трехфазного и двухфазного КЗ, при протекании их от ПС до РП2:

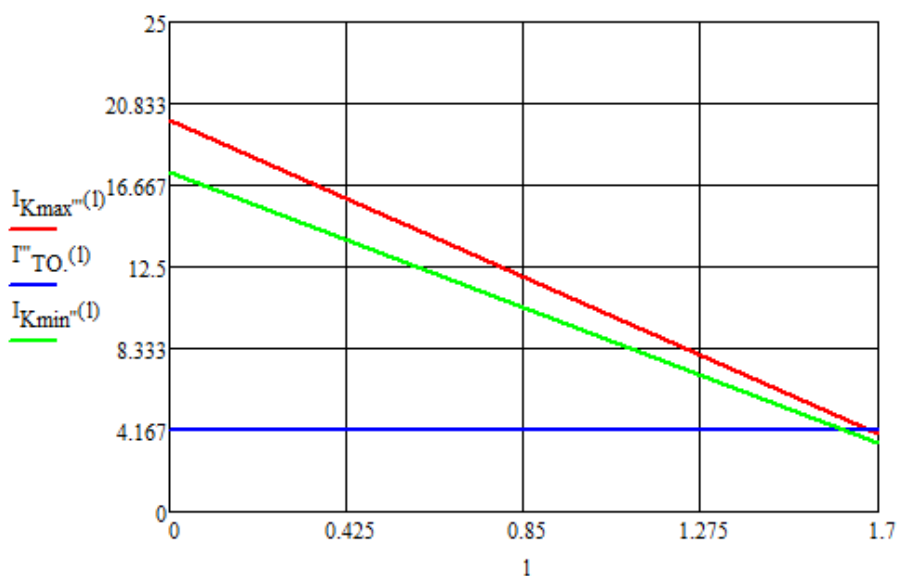


Рисунок 9 – Определение зоны срабатывания ТО с ПС до РП2

Как видно из рисунка 4, зона срабатывания ТО оказалась больше минимально допустимой (20% от длины линии). Значит, данную защиту мы принимаем к установке.

Аналогично строим кривые для определения токов срабатывания то, для правых частей петли от РП1 и РП2 и левых. Они изображены на рисунках 10, 11,12 ,13 приведенных ниже.

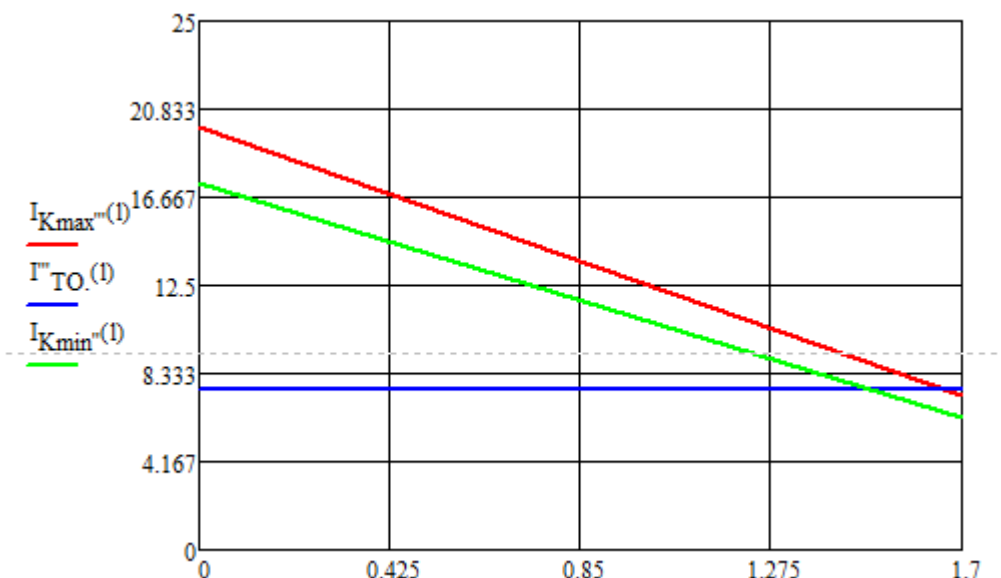


Рисунок 10 – Определение зоны срабатывания ТО с правой стороны петли от РП1.

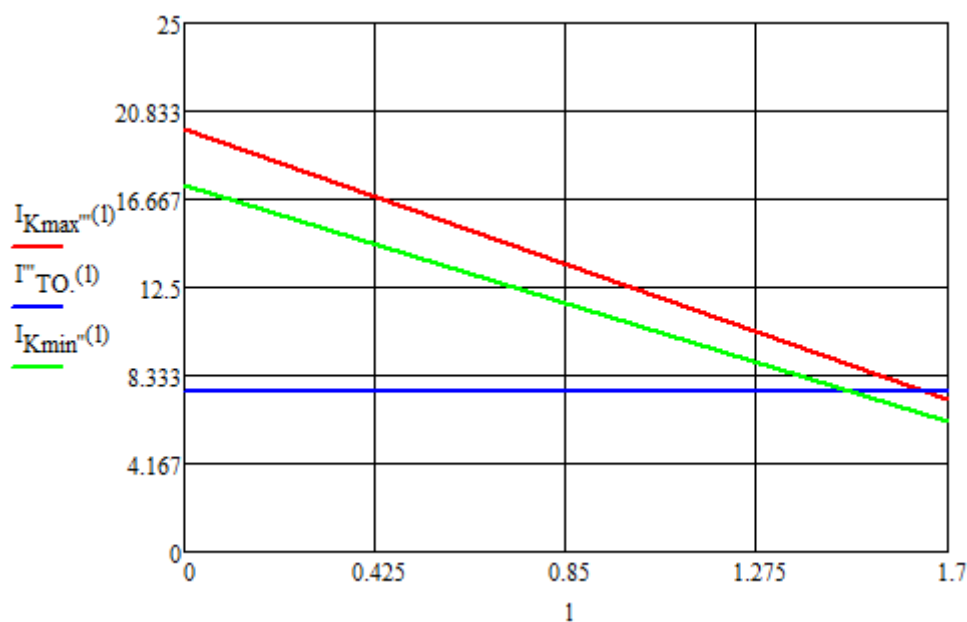


Рисунок 11 – Определение зоны срабатывания ТО с левой стороны петли от РП1.

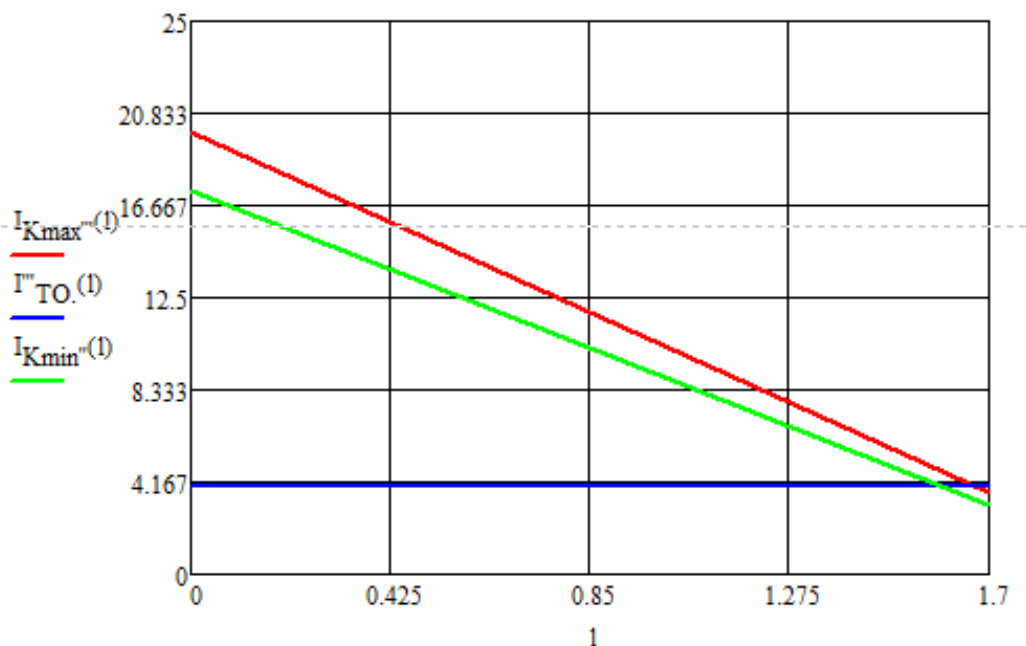


Рисунок 12 – Определение зоны срабатывания ТО с правой стороны петли от РП2.

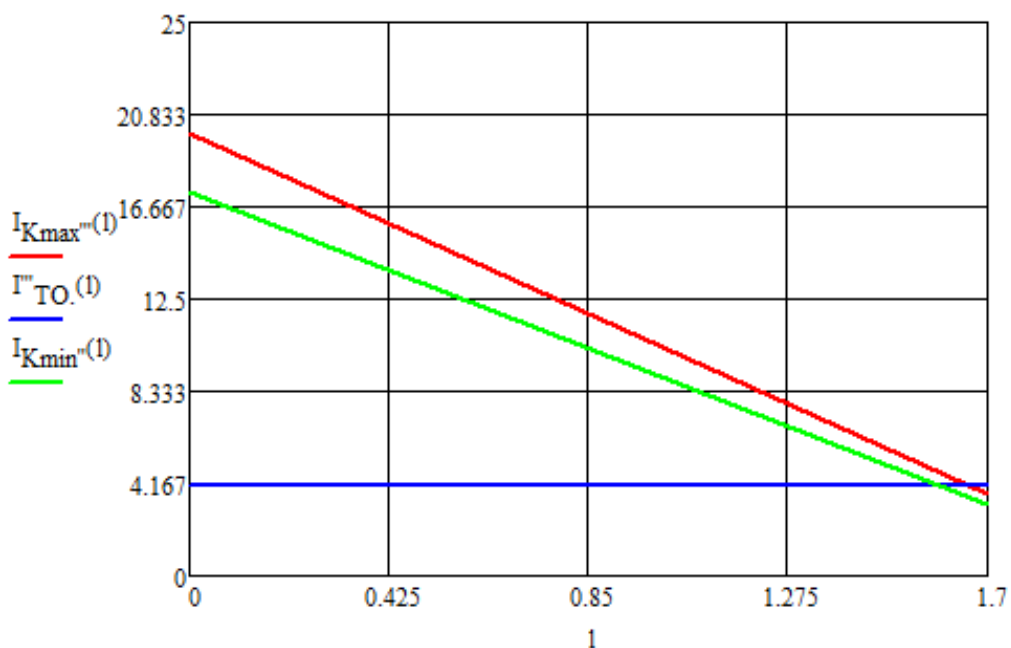


Рисунок 13 – Определение зоны срабатывания ТО с левой стороны петли от РП1.

Проанализировав рисунки, можно сделать вывод о том, что зона срабатывания ТО везде оказалась больше минимально допустимой (20% от длины линии). Значит, данную защиту мы принимаем к установке на всех участках сети.

14.1.2 Расчет МТЗ

МТЗ является быстродействующей селективной дополнительной токовой защитой для кабельных линий 10 кВ.

Для примера проведем расчет МТЗ для защиты питающей кабельной линии на участке п/ст «Новая» - РП1.

Максимальный рабочий ток в линии в нормальном режиме равен:

$$I_{p.\max} = 392,034 \text{ А.}$$

Принимаем к установке трансформаторы тока типа ТПЛ-10-150/5 включенных по схеме «неполная звезда».

Находим ток срабатывания защиты [11]:

$$I_{c.z.} = \frac{K_{зап} \cdot K_{c.z.}}{K_B} \cdot I_{p.\max},$$

(122)

где $K_{зап}$ – коэффициент запаса, учитывающий погрешность реле, $K_{зап}=1,1$;

$K_{c.z.}$ – коэффициент самозапуска, зависит от вида нагрузки, $K_{c.z.}=1,2$;

K_B – коэффициент возврата реле, для Сириус – 2Л $K_B=0,95$.

$$I_{c.z.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 392,034 = 544,7 \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.z.} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}},$$

(123)

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, для схемы «неполная звезда» $K_{сх}=1$;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, $K_{ТТ}=30$.

$$I_{c.p.} = \frac{544,7 \cdot 1}{40} = 13,618 \text{ A.}$$

Выбираем ближайшую уставку тока срабатывания реле – 14 А.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p.\text{min}}}{I_{c.p.}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{c.з.}}; \quad (124)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 7340}{544,7} = 16,5;$$

$$16,5 > 1,5.$$

Чувствительность защиты устраивает.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{втор.}} = \frac{I_{c.p.} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{T}}} \cdot I_{p.\text{max}},$$

(125)

где K_{T} - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{\text{СХ}}$ - коэффициент схемы, $k_{\text{СХ}}=1$.

$$I_{\text{втор.}} = \frac{13,6 \cdot 1}{40} \cdot 392 = 133,5 \text{ A.}$$

Найдём выдержку времени, которая обеспечивает селективность защиты:

$$t_{c.з.} = t_{c.з.\text{пр.}} + \Delta t, \quad (126)$$

где $t_{c.з.\text{пред}}$ – время срабатывания защиты предыдущей ступени. В данном случае это время срабатывания плавких вставок $t_{\text{пл.вст.}}=0,5$ с;

Δt - ступень селективности.

$$t_{c.з.} = 0,5 + 0,2 = 0,7 \text{ с.}$$

Расчеты МТЗ на вводе к РП2 и линий распределительной сети 10 кВ выполняется аналогично. Результаты расчетов занесем в таблицу 34.

Таблица 34 – Результаты расчета МТЗ

Место установки защиты		Параметры			
		$I_{pmax}, \text{ A}$	$I_{сз}, \text{ A}$	$I_{ср}, \text{ A}$	$K_{ч}$
Ячейка ввода	От ПС до РП1	392	544,7	13,6	16,5
	От ПС до РП2	109,1	151,6	3,8	32,4
Ячейка отходящей линии	Правая часть петли от РП1	399,87	555,609	13,9	15,9
	Левая часть петли от РП1	399,87	555,609	13,9	15,8
	Правая часть петли от РП2	149,3	207,4	5,2	21,6
	Левая часть петли от РП2	149,3	207,4	5,2	21,8

14.1.3 Защита от однофазных замыканий на землю линий 10 кВ

В электрических сетях 10 кВ изолированной нейтралью значения токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) невелики (не более 20А). Но ОЗЗ представляют большую опасность для оборудования электрических сетей и для находящихся рядом с местом ОЗЗ живых организмов. Поэтому, исходя из правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, в одних случаях необходимо немедленно автоматически отключать ОЗЗ, а в других - быстро приступить к определению присоединения с ОЗЗ и затем отключать его.

Защиту от ОЗЗ так же осуществим на основе устройства Сириус-2Л. В нем предусмотрено две защиты от замыканий на землю:

- защита, реагирующая на высшие гармоники в токе замыкания на землю;
- защита, реагирующая на ток первой гармоники – 50 Гц при замыкании на землю.

Для защиты, реагирующей на высшие гармоники, определяется сумма токов гармоники 3-ей, 5-ой и 7-ой. Данные частоты выделяются цифровым фильтром, при этом происходит полное подавление сигнала основной частоты 50 Гц.

Для защиты, реагирующей на ток первой гармоники с помощью цифрового фильтра выделяется ток основной частоты 50 Гц.

Защиты от ОЗЗ обоих каналов объединяются по схеме «ИЛИ» и имеют одноступенчатую характеристику времени действия с общей выдержкой времени для двух защит.

Защита от ОЗЗ может выполняться с действием на отключение или на сигнал в зависимости от уставки.

Вид защиты также может быть выбран уставкой. Допускается одновременная работа обоих видов защит

Нейтраль сети изолирована, поэтому для защиты от однофазных замыканий на землю используем защиту, реагирующую на ток первой гармоники – 50Гц в токе нулевой последовательности при замыкании на землю. Защита подключается к кабельному мотору тока нулевой последовательности типа ТЗЛ.

В петлевых схемах защиты от ОЗЗ устанавливаются на каждой, отходящей от РП линии.

Расчет защиты от ОЗЗ проводится по алгоритму, расположенному ниже.

Ток срабатывания защиты находится по формуле [13]:

$$I_{сз} = K_{над} \cdot K_{бр} \cdot I_{\dot{m}к.кл}, \quad (127)$$

где $K_{над}$ – коэффициент отстройки ($K_{от} = 1,2$),

$K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока защищаемого присоединения при ОЗЗ ($K_{бр} = 2,5$).

Так как $I_{сзр} < I_{сзр\ min}$ ($I_{сзр\ min} = 7 \text{ А}$), то $I_{сзр} = I_{сзр\ min}$.

Проверка чувствительности защиты осуществляется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{с}\Sigma}}{I_{\text{сз}}}, \quad (128)$$

где $I_{\text{с}\Sigma}$ - сумма токов замыкания на землю всех кабелей (I_{Σ}), кроме расчетного.

$$I_{\text{с}\Sigma} = I_{\Sigma} - I_{\text{ёмк.кл}}, \quad (129)$$

Коэффициент чувствительности должен находиться в пределах от 1,5 до 2.

Расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Результаты расчета защиты от ОЗЗ

Место установки защиты	Параметры		
	$I_{\text{ёмк.кл}}, \text{ А}$	$I_{\text{сз}}, \text{ А}$	$K_{\text{ч}}$
КЛ справа от РП1	0,676	2,028	1,6
КЛ слева от РП1	0,624	1,872	1,75
КЛ справа от РП2	0,78	2,34	1,5
КЛ слева от РП2	0,65	1,95	1,87

Коэффициент чувствительности не выходит за требуемые пределы.

Защита может быть принята к установке.

14.2 Выбор средств автоматики

14.2.2 Расчет АВР

В практических расчётах обычно принимается условие [1]:

$$U_{\text{с.р.1}} = (0,25-0,4)U_{\text{ном}}; \quad (130)$$

$$U_{\text{с.р.1}} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}. \quad (131)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = \hat{t}_{p.z.макс.} + \Delta t; \quad (132)$$

$$t_{1AKQ} = \hat{\hat{t}}_{p.z.макс.} + \Delta t, \quad (133)$$

где $\hat{t}_{p.z.макс.}$ - максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$\hat{\hat{t}}_{p.z.макс.}$ - максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt - ступень селективности, равная 0,675.

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{с.р.2} \geq U_{мин.раб.} / K_n \cdot K_v \cdot n_{TV}, \quad (134)$$

где $K_n = 1,1 \div 1,2$ - коэффициент надежности,

$U_{мин.раб.}$ - минимальное рабочее напряжение,

n_{TV} - коэффициент трансформации ТН.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = \hat{t}_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (135)$$

где $t_{зап.} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса,

$\hat{t}_{вкл.Q}$ - время включения резервного выключателя, равное 0,05.

14.2.3 Устройство АЧР

АЧР – автоматическая частотная разгрузка является устройством релейной защиты и автоматики (РЗА). Используется для защиты электроэнергетической системы от лавинообразного падения и снижения частоты в системе, после появления недостатка активной мощности, влекущее за собой отключение потребителей. По ГОСТ 13109-97 отклонение промышленной частоты от 50 Гц допустимо $\pm 0,05$ Гц.

Устройства АЧР вступает в работу после понижения частоты системы ниже 49 Гц. При этом длительность работы электрической системы составляет не более 40 с. При частоте меньше 47 Гц – 10 с. Падение частоты ниже 46 Гц не

допустимо так, как это вызовет явление «лавины напряжения» (сбрасывание электростанцией нагрузки).

Изменение параметров частоты (ее снижение) может стать негативным следствием:

- неравномерного и неэкономичного распределения нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования;
- механического резонанса проточной части турбины, влекущего за собой механические повреждения лопаток турбины.
- снижения скорости вращения асинхронного двигателя и понижения производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы («лавины частоты»). Это может повлечь за собой появление «лавины напряжения» и т.д.

Устройств АЧР делятся на три категории:

1. АЧР I категории. Данные виды устройств имеют одну уставку по времени и несколько уставок по частоте. Предназначены для предупреждения явления понижения частоты в момент возникновения аварии. Уставка по времени равна 0,5 сек, а по частоте находится в интервале от 48,5 до 46,6 Гц. АЧР делится на очереди (примерно 20), для которых разница в частоте, при которой они срабатывают составляет 0,1 Гц. Между этими очередями равномерно распределена нагрузка. После срабатывания определенного числа очередей, падение частоты фиксируется на значении в пределах от 47 до 47,5 Гц.
2. АЧР II категории. Этот вид автоматики имеет несколько уставок по времени и одну частотную уставку. Она возвращает отклоненное значение частоты в нормированное, обеспечивая нормальную работу энергосистемы. Вслед за ее отработкой уставка по частоте достигает значения 48,6 Гц за время 5 – 69 сек (уставка по времени). Очереди АЧР II отличаются по уставкам по времени на величину в 3 сек. При срабатывании АЧР II, значение частоты выставляется на значение 49 Гц.

3. ЧАПВ (частотное автоматическое повторное включение). Применяется в целях восстановления электроснабжения потребителей электроэнергии, отключенных во время срабатывания АЧР в определенной последовательности (по значениям частоты и исходя из положений уставок по времени и по частоте, а также согласно категории по надежности потребителей электроэнергии).

К АЧР предъявляется ряд требований:

- Мощность, которая входит в АЧР должно иметь достаточное значение, которое ликвидирует недостаток мощности.
- АЧР должна предупредить явления «лавины частоты».
- Необходимо полное соответствие отключаемой нагрузки значению дефицита мощности.
- После срабатывания АЧР значение частоты должно вернуться в прежнее нормативное значение частоты или на величину не менее 49 Гц.
- Кратковременное понижение значения частоты не должно приводить к срабатыванию устройств АЧР.

Кроме АЧР I и II категорий, для случая, когда дефицит активных мощностей достигает слишком высокого значения и обеих мощностей АЧР I и II категорий явно не хватает, применяется дополнительная разгрузка.

15 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Повышенная заинтересованность к проблеме техники безопасности во всех сферах жизнедеятельности человека разъясняется рядом аспектов. Одним из основных направлений обеспечения безопасности жизнедеятельности человека, помимо всех прочих, является предупреждение производственного травматизма в техносфере. Важнейшими условиями, характеризующими улучшение сложившейся системы обеспечения безопасности на производстве, является смена содержания труда и условий его выполнения. Это в свою очередь положительно влияет на характер производственного травматизма.

При эксплуатации электроустановок возможны различные повреждения электроустановок, которые могут повлечь за собой аварии и несчастные случаи с людьми. Методом предупреждения травматизма работники должны строго придерживаться существующих правил и норм безопасности труда.

Энергоснабжающие предприятия очень серьезно относятся к вопросам «Правил безопасной эксплуатации электроустановок потребителей» и «ПУЭ» [14].

15.1 Защитные меры безопасности

Защитные меры в электроустановках направлены на предотвращение несчастных случаев на производстве. Защитные меры включают в себя:

- использование малых напряжений. Применяется для защиты при однофазном прикосновении к токоведущим частям (применение напряжения 12 вольт в производственных переносных электроприемниках);

- защитное разделение сетей. Используется для уменьшения опасности поражения от однофазного прикосновения. В целях защиты единую сеть с значительной емкостью и небольшим сопротивлением изоляции разделяют через разделительные трансформаторы на несколько небольших сетей того же напряжения, имеющие маленькую емкость и большое сопротивление изоляции.

- защита от перехода напряжения с высшей стороны на низшую. В связи с замыканием между обмотками силового трансформатора сеть низшего напряжения может попасть под напряжение выше 1 кВ, на которое изоляция сети и используемого электрооборудования не рассчитано. В целях предотвращения данной проблемы нейтраль с низшей стороны заземляют или соединяют с землей через пробивной предохранитель;

- контроль изоляции. В процессе этого производится измерение активного или омического сопротивления изоляции для выявления дефектов и предупреждения замыкания на землю и КЗ. Непрерывный контроль изоляции производится вольтметрами в распределительном устройстве. Эти приборы включаются во вторичную обмотку НАМТ. Так же используются указательные реле РУ включенные в разомкнутый треугольник. Периодический контроль проводится с применением мегаомметра;

- компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю. Она реализуется использованием индуктивного сопротивления путем подключения катушки индуктивности между нейтралью трансформатора и землей. Данный метод используется в сетях выше 1 кВ в целях гашения движущейся электрической дуги при замыкании на землю, уменьшения перенапряжений и тока замыкания на землю. Компенсация необходима, если ток замыкания на землю превышает в сетях напряжением 10кВ превышает 20 А. По причине этого в данной ВКР компенсировать ток замыкания на землю нет необходимости.

- защитное отключение при замыкании на землю на стороне 0,4 кВ. Оно осуществляется с помощью использования МТЗ, тепловых реле, установленных на автоматических выключателях или плавких вставок предохранителей.. Другим видом защиты является обеспечение недоступности с помощью ограждения, блокировок или расположения токоведущих частей на недоступной высоте или в недоступном месте. Для защиты от прикосновения к частям нормально или случайно находящимися под напряжением применяется двойная изоляция. Разъединители и масляные выключатели имеют

электромагнитную и механическую блокировки;

- зануление. Оно осуществляется путем зануления на стороне 0,4 кВ металлических корпусов электрооборудования;

- технические и организационные мероприятия при допуске к ремонту электроустановок. В ходе эксплуатации электроустановок производятся планово-предупредительные ремонты, испытания изоляции и т.д. До того, как проводить ремонтные и наладочные работы необходимо провести ряд технических и организационных мероприятий, для обеспечения безопасности работ в электроустановках.

Технические мероприятия включают в себя:

а) Отключение электроэнергии на участке, выделенном для проведения работ, принятие мер против ошибочного включения;

б) установка временных ограждений и вывешивание предупредительных плакатов типа «Не включать – работают люди»;

в) присоединение к земле переносных заземлителей, проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены;

г) наложение заземления (после проверки отсутствия напряжения);

д) ограждение рабочего места и вывешивание плакатов типа «Работать здесь».

Организационные мероприятия включают в себя:

а) назначение лиц ответственных за безопасное ведение работ;

б) оформление работы нарядом или распоряжением;

в) оформление допуска к работе;

г) надзор за работающими во время выполнения работы;

д) оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место;

е) оформление окончания работы.

- пожарные меры, средства и мероприятия. Им уделяется огромное внимание на энергетических объектах.

Мерой, препятствующей распространению пожара, является использование общих или местных противопожарных преград, которые выполнены из негорючих материалов.

Помещения с электрооборудованием укомплектованы противопожарным оборудованием и приспособлениями, такими как:

- а) углекислотные огнетушители ОУ-5 – 4 шт.;
- б) ящики с песком – 2 комплекта;
- в) щит, укомплектованный оборудованием для тушения пожара – 1 шт.

- заземление. В целях обеспечения безопасности при работе обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением нужно заземлять все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под ним в результате повреждения изоляции.

Заземляющее устройство общепринято для напряжения 10 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не больше 4 Ом независимо от времени года. Заземляющее устройство выполнено углубленными заземлителями из полосовой стали, укладываемой в траншею глубиной 0,7 м по периметру распределительного пункта, и вертикальными электродами. Заземляющий контур связан с магистральным заземлением в двух местах. Магистраль заземления выполнены из полосовой стали. В качестве ответвлений от магистралей используются нулевые жилы кабелей и специально прокладываемые стальные полосы.

15.2 Расчет защитного заземления

Рассчитаем защитное заземления на ТП 10 кВ с двумя трансформаторами 10/0,4 кВ. Из вышесказанного следует принять необходимое сопротивление заземляющего устройства $R_3 \leq 4$ Ом. Найдем расчетные удельные сопротивления грунта с учетом повышающих коэффициентов, которые учитывают высыхание почвы летом и промерзание ее зимой. Удельное сопротивление грунта ρ составляет 80 Ом/м (для глинистой почвы) [4].

Мощность трансформатора, питающего электрическую сеть, равна W кВА. Нейтраль трансформатора изолирована.

При расчете нужно учесть, что наряду с искусственным заземлением, рекомендуется использовать естественный заземлитель. Электрическое сопротивление естественного заземлителя равно $\Gamma_{\text{ез}} = 20$ Ом. Для искусственных заземлителей рекомендуется использовать трубы длиной l , диаметром d и полосовую сталь шириной $h = 40$ мм и толщиной $t_{\text{п}} = 4$ мм. Рекомендуемая глубина заложения искусственного заземлителя равна $h_{\text{п}} = 0,8$ м.

Исходные данные для расчета приведем в таблице 36.

Таблица 36 – Исходные данные для расчета заземления

Параметры	Значения параметров
1. Грунт	Глинистая почва
2. Климатическая зона	II
3. Мощность силового трансформатора (W), кВА	1000
4. Длина труб (l), м (вертикальный электрод)	3,25
5. Диаметр труб (d), см (вертикальный электрод)	5

Сопротивление естественного заземлителя составляет:

$$\Gamma_{\text{ез}} = 20 \text{ Ом.}$$

Допускаемое сопротивление заземлителя защитного заземления при мощности источника питания > 100 кВА $r'_3 = 4$ Ом.

Так как $\Gamma_{\text{ез}} = 20 \text{ Ом} > r'_3 = 4 \text{ Ом}$, то требуется установка дополнительного искусственного заземлителя.

Определим сопротивление искусственного заземлителя.

Оно определяется по формуле:

$$r_3 = \frac{r'_3 \Gamma_{\text{ез}}}{\Gamma_{\text{ез}} - r'_3}; \quad (136)$$

$$r_3 = \frac{4 \cdot 20}{20 - 4} = 5 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление одного электрода.

Оно определяется по формуле:

$$r_3 = \frac{0,366r K_B \rho}{l_3} \lg \frac{2l_3}{d_3} + 0,51 \rho \frac{4h_3 + l_3}{4h_3 - l_3} \lg \frac{4h_3 + l_3}{4h_3 - l_3} \quad (137)$$

где K_B - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для вертикальных электродов ($K_B = 1,5$);

ρ – удельное сопротивление грунта, Ом*м ($\rho = 80 \text{ Ом*м}$);

l_3 - длина вертикального электрода, м;

d_3 - диаметр вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения вертикального электрода, м.

Глубина заложения рассчитывается по формуле:

$$h_3 = h_n + 0,5l_3, \quad (138)$$

где h_n - глубина заложения горизонтального электрода, м.

$$h_3 = 0,8 + 0,5 \cdot 3,25 = 2,425 \text{ м,}$$

$$r_3 = \frac{0,366 \cdot 1,5 \cdot 80}{3,5} \lg \frac{2 \cdot 3,25}{0,05} + 0,51 \cdot 80 \frac{4 \cdot 2,425 + 3,25}{4 \cdot 2,425 - 3,25} \lg \frac{4 \cdot 2,425 + 3,25}{4 \cdot 2,425 - 3,25} = 30,613 \text{ Ом.}$$

Определим предварительное количество электродов.

Оно определяется по формуле:

$$n' = \frac{r_2}{r_3}; \quad (139)$$

$$n' = \frac{30,613}{5} = 6,123.$$

Определим коэффициент использования электродов.

Для соотношения $a/l_3 = 3$ электродов в ряд, принимаем коэффициент использования, при электродах, расположенных в ряд, равный $\eta_3 = 0,88$.

Определим окончательное потребное число электродов.

Оно определяется по форме:

$$n = \frac{r_3}{r_3 h_3}; \quad (140)$$

$$n = \frac{30,613}{5 \cdot 0,88} = 6,957 \gg 7.$$

Определим длину соединительной полосы.

Для электродов, расположенных в ряд длина горизонтального электрода (соединительной полосы) рассчитывается по формуле:

$$l_n = a \cdot \sqrt{n-1}, \quad (141)$$

$$l_n = 3,25 \cdot \sqrt{7-1} = 19,5 \text{ м.}$$

Определим сопротивление соединительной полосы.

Определяется по формуле:

$$r_n = \frac{0,366r K_g}{l_n} \lg \frac{2l_n^2}{h_n b}, \quad (142)$$

где K_g - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для горизонтальных электродов ($K_g = 3.5$);

b - ширина горизонтального электрода (соединительной полосы), м.

$$r_n = \frac{0,366 \cdot 3,5 \cdot 19,5}{19,5} \lg \frac{2 \cdot 19,5^2}{0,8 \cdot 0,04} = 22,997 \text{ Ом.}$$

Определим общее сопротивление заземлителя.

Оно определяется по формуле:

$$r_s = \frac{r_3 r_n}{r_3 h_n + r_n h_3 n}, \quad (143)$$

где $\eta_{\text{п}}$ - коэффициент использования горизонтального электрода ($\eta_{\text{п}} = 0,77$).

$$r_s = \frac{30,6 \sqrt{2,997}}{30,6 \sqrt{0,82} + 22,997 \sqrt{0,84}} = 4,22 \text{ Ом.}$$

Условие $r_3' < r_s \wedge r_3$ ($4 < 4,22 < 5$) соблюдается, расчет выполнен верно.

Ниже, на рисунке 14, приведен эскиз заземлителя.

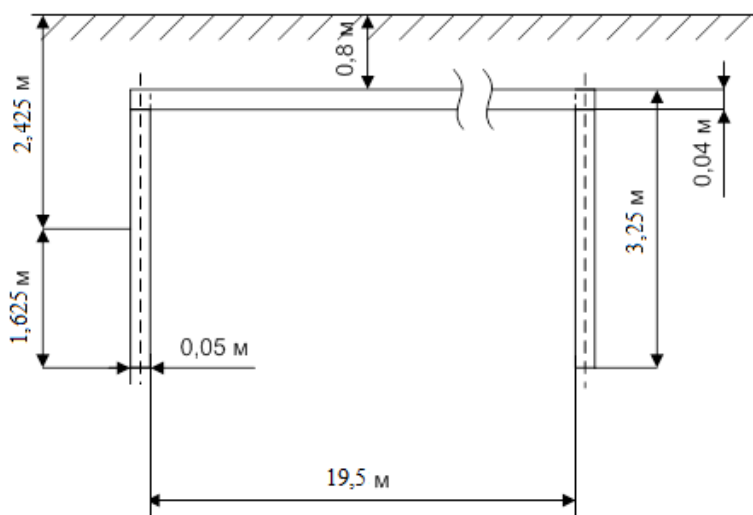


Рисунок 14 – Эскиз заземлителя

16 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ

В данной работе рассчитаем надежность системы электроснабжения, используя аналитический метод. Данный метод дает возможность количественно оценить надежность электрической схемы различных конфигураций. В основе выбранного метода лежит композиция системного анализа и теории вероятностей [17].

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

Для расчета приводим схему РП на рисунке 15, расположенном ниже.

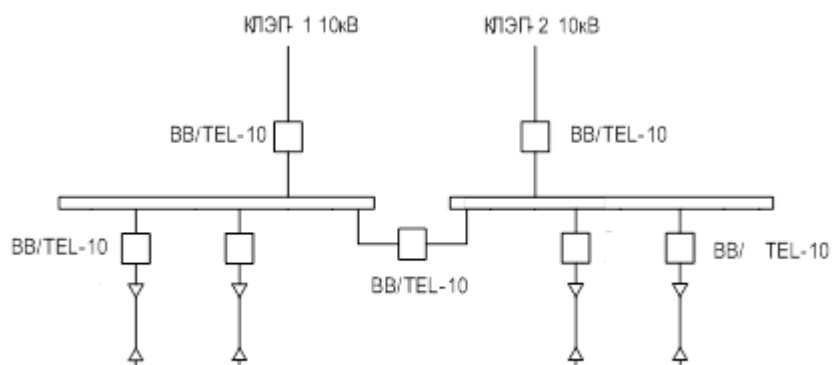


Рисунок 15 - Электрическая схема РП

Схема замещения рассматриваемой системы приведена на рисунке 16.

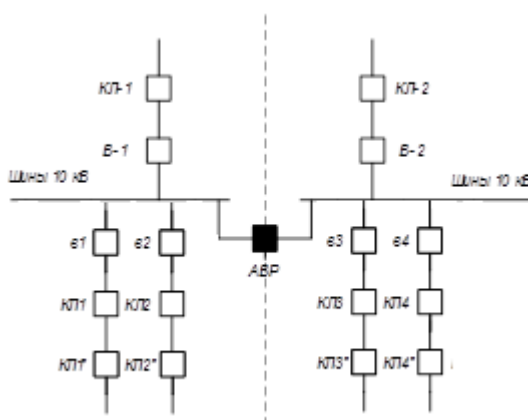


Рисунок 16 – Схема замещения рассматриваемой системы

После этого разрежем схему на две части «пополам», через АВР. После осуществления этого действия, получим две расчетные схемы – цепочки, представленные на рисунках 17 и 18.

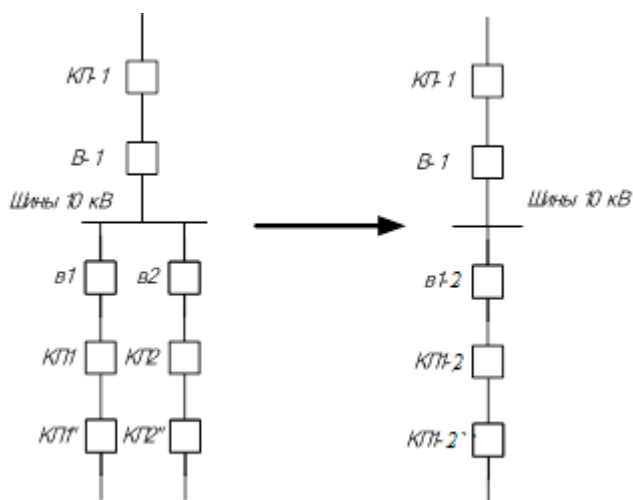


Рисунок 17 – Первая цепочка

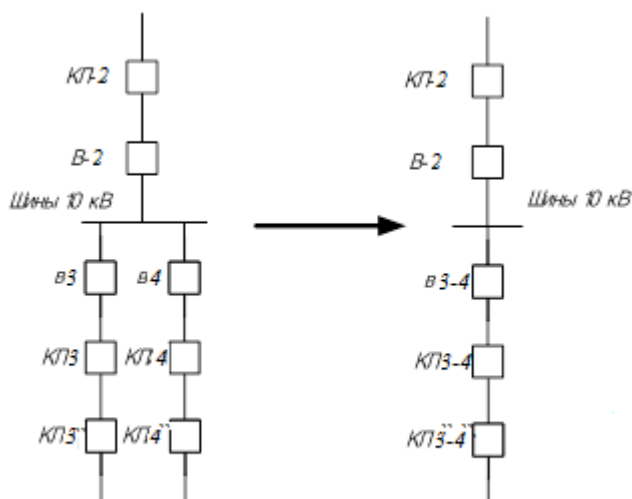


Рисунок 18 – Вторая цепочка

После этого по справочным данным определим показатели надежности для каждого элемента двух цепочек.

Для кабельных линий при определении исходной информации необходимо учитывать устойчивое и неустойчивое короткое замыкание, т.е. [18]:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{уст} + \lambda_{неуст}, \quad (144)$$

$$\lambda_{неуст} = \alpha \cdot \lambda_{уст}, \quad (145)$$

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

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

α - параметр для ЛЭП 10 кВ принимаем равным 2.

Параметр потокоотказа выключателя представим моделью в следующем виде:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{выкл} + 2 \cdot \lambda_{раз}, \quad (146)$$

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

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

Таким образом:

$$\lambda_{\Sigma} = 0,009 + 2 \cdot 0,01 = 0,029.$$

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

Для второй цепочки расчет данных элементов проводится по аналогии.

Расчет выполним в нормальном режиме работы системы.

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

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб}, \quad (147)$$

Определим параметры потока отказов для первой цепочки:

$$\lambda_{c1} = \lambda_{KЛ-1} + \lambda_{B-1} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KЛ1} + \lambda_{KЛ2} + \lambda_{KЛ1''} + \lambda_{KЛ2''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}, \quad (148)$$

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

$$\lambda_{c1} = 0,168 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,013 + 0,013 + 0,033 + 0,033 + 1,2 \cdot 1;$$

$$\lambda_{c1} = 1,556 \text{ 1/год.}$$

Теперь найдем параметры потока отказов для второй цепочки:

$$\lambda_{c2} = \lambda_{KЛ-2} + \lambda_{B-2} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KЛ3} + \lambda_{KЛ4} + \lambda_{KЛ3''} + \lambda_{KЛ4''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}; \quad (149)$$

$$\lambda_{c2} = 0,033 + 0,168 + 0,009 + 2 \cdot 0,029 + 0,0046 + 0,0046 + 0,011 + 0,011 + 1,2 \cdot 1;$$

$$\lambda_{c2} = 1,497 \text{ 1/год.}$$

Далее рассчитаем вероятность отказов каждой цепочки по формуле:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi}. \quad (150)$$

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

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}. \quad (152)$$

Вероятность отказа цепочки №1:

$$q_1 = \lambda_{KЛ-1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ-1} + \lambda_{B-1} \cdot \bar{t}_{B.B-1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{B.Ш} + 6 \cdot \lambda_{\epsilon} \cdot \bar{t}_{B.B10} + \lambda_{KЛ1} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1} + \lambda_{KЛ2} \cdot \bar{t}_{B.KЛ2} + \lambda_{KЛ1''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ1''} + \lambda_{KЛ2''} \cdot \bar{t}_{B.KЛ2''}; \quad (150)$$

$$q_1 = 0,168 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\ + 0,013 \cdot \frac{16}{8760} + 0,013 \cdot \frac{16}{8760} + 0,033 \cdot \frac{16}{8760} + 0,033 \cdot \frac{16}{8760} = 0,00065.$$

Вероятность отказа цепочки №2:

$$q_2 = \lambda_{\text{КЛ}2} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}2} + \lambda_{\text{В}2} \cdot \bar{t}_{\text{В.В}2} + \lambda_{\text{Ш}} \cdot \bar{t}_{\text{В.Ш}} + 2 \cdot \lambda_g \cdot \bar{t}_{\text{В.В}10} + \lambda_{\text{КЛ}3} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}3} + \\ + \lambda_{\text{КЛ}4} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}4} + \lambda_{\text{КЛ}3''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}3''} + \lambda_{\text{КЛ}4''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}4''};$$

(153)

$$q_2 = 0,168 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\ + 0,0046 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0046 \cdot \frac{16}{8760} + 0,011 \cdot \frac{16}{8760} + 0,011 \cdot \frac{16}{8760} = 0,00054.$$

Найдем среднее время восстановления каждой цепочки:

$$\bar{t}_{\text{Вс}} = \frac{q_c}{\lambda_c};$$

(154)

$$\bar{t}_{\text{В}1} = \frac{q_1}{\lambda_1^*} = \frac{q_1}{\lambda_{c1} - \lambda_{\text{пр.ВЛ}}};$$

$$\bar{t}_{\text{В}1} = \frac{0,65 \cdot 10^{-3}}{1,556 - 1} \cdot 8760 = 10,244 \text{ ч};$$

$$\bar{t}_{\text{В}2} = \frac{q_2}{\lambda_2^*} = \frac{q_2}{\lambda_{c2} - \lambda_{\text{пр.ВЛ}}};$$

$$\bar{t}_{\text{В}2} = \frac{0,54 \cdot 10^{-3}}{1,497 - 1} \cdot 8760 = 9,56 \text{ ч.}$$

Определим параметр потока отказов всей системы по формуле:

$$\lambda_C = \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{\text{пр.наиб}}) \cdot \lambda_{\text{пр.наиб}} \cdot t_{\text{пр.наиб}}}{8760} +$$

$$+\lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760},$$

(155)

где $t_{np.наиб}$ - наибольшее время планового простоя, $t_{np.наиб} = 10$ [18].

$$\lambda_c = 1,556 \cdot 0,54 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,556 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} +$$

$$+ 1,497 \cdot 0,65 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,497 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} = 3,022 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

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

(156)

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

После этого, с учетом преднамеренных отключений, рассчитаем коэффициент простоя системы по следующему алгоритму:

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

(157)

$$k_{ПП1} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_{B2}}} = 1 - e^{-\frac{10}{9,563}} = 0,65;$$

$$k_{ПП2} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_{B1}}} = 1 - e^{-\frac{10}{10,224}} = 0,62;$$

$$K_{П.С.} = q_1 \cdot q_2 + k_{ПП1} \cdot \lambda_{np1} \cdot \bar{t}_{np1} \cdot q_2 + k_{ПП2} \cdot \lambda_{np2} \cdot \bar{t}_{np2} \cdot q_1;$$

(158)

$$K_{ПС} = 0,65 \cdot 10^{-3} \cdot 0,54 \cdot 10^{-3} + \\ + \frac{(0,65 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,65 \cdot 10^{-3} + 0,62 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,54 \cdot 10^{-3})}{8760} = 1,22 \cdot 10^{-6}.$$

Найдем среднее время безотказной работы системы по формуле:

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

(159)

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{3,022 \cdot 10^{-3}} = 330,87 \text{ лет.}$$

Определим расчетное время безотказной работы при $\alpha=0,1$ по формуле, приведенной ниже:

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

(160)

$$\bar{T}_p = 34,86 \text{ лет.}$$

Рассчитаем среднее время восстановления системы:

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

(161)

$$t_{BC} = \frac{1,22 \cdot 10^{-6}}{3,022 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 3,54 \text{ ч.}$$

После этого найдем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

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

(162)

$$W_{нед} = 1,22 \cdot 10^{-6} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 0,121 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Теперь проведем оценку надежности системы электроснабжения с учетом АВР.

Процесс, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов, называется резервированием замещением.

Оно определяется по формуле полной вероятности с учетом устройства автоматического ввода резерва [17]:

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

(163)

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;

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

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

Условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры:

$$q(S / A_1 A_2) = K_{ПС} = 1,22 \cdot 10^{-6}.$$

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:

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

(164)

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{0,009 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 2,85 \cdot 10^{-5}.$$

Вероятность отсутствия отказа:

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

(165)

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - 2,854 \cdot 10^{-5} = 0,99997.$$

Формула полной вероятности имеет следующий вид:

$$q_c(t) = 1,095 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99997 \cdot 0,99997 + 0,5 \cdot 2,854 \cdot 10^{-5} \cdot 0,99997 + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 2,854 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 = 0,5.$$

Далее произведем расчет в аварийном режиме работы системы.

В данном режиме одна из питающих линий выйдет из работы, и питание будет осуществляться через устройство АВР.

Схему замещения электрической сети представлена на рисунке 14.

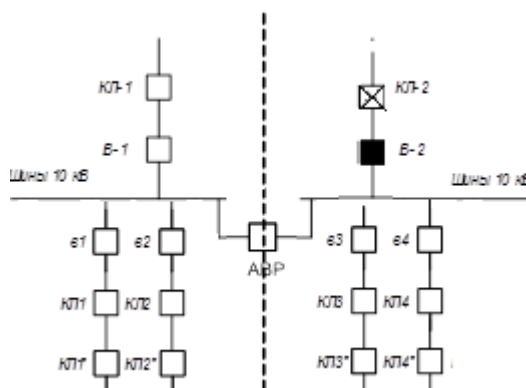


Рисунок 14 - Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим эквивалентную схему замещения в аварийном режиме. Схема изображена на рисунке 19.

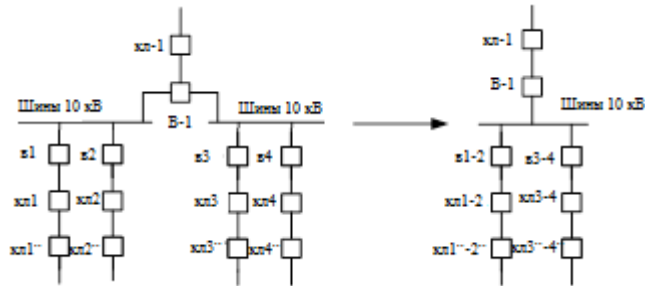


Рисунок 19 – Эквивалентная схема замещения в аварийном режиме

Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\lambda_{сAB} = \lambda_{КЛ1-1} + \lambda_{В-1} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛ1''} + \lambda_{КЛ2''} + \lambda_{КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}; \quad (166)$$

$$\lambda_{сAB} = 0,168 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,013 + 0,013 + 0,033 + 0,033 + 0,0046 + 0,0046 + 0,011 + 0,011 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 1,2 \cdot 1 = 1,596 \text{ 1/год.}$$

Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$q_{AB} = \lambda_{КЛ1-1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1-1} + \lambda_{В-1} \cdot \bar{t}_{В.В-1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{В.Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} \cdot \bar{t}_{В.В10} + \lambda_{КЛ1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1} + \lambda_{КЛ2} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2} + \lambda_{КЛ3} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3} + \lambda_{КЛ4} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4} + \lambda_{КЛ1''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1''} + \lambda_{КЛ2''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2''} + \lambda_{КЛ3''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4''} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{В.Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} \cdot \bar{t}_{В.В10}; \quad (167)$$

$$q_{AB} = 5,067 \cdot 10^{-3}.$$

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

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}. \quad (168)$$

Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме:

$$\bar{t}_{B.AB} = \frac{q_{AB}}{\lambda_1^*} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB} - \lambda_{np.BЛ}} = \frac{5,067 \cdot 10^{-3}}{1,596 - 1} \cdot 8760 = 74,411 \text{ ч.}$$

Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

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

(169)

$$\lambda_c = 1,596.$$

Рассчитаем среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{П.С.} = q_{AB} = 5,067 \cdot 10^{-3}.$$

Находим среднее время безотказной работы системы при аварийном режиме:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{1,536} = 0,626 \text{ лет.}$$

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

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T} = 0,066 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{П.С.}}{\lambda_c} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB}} = \frac{5,067 \cdot 10^{-3}}{1,596} \cdot 8760 = 27,801 \text{ ч.}$$

Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = K_{П.С.} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г};$$

(170)

$$W_{нед} = 5,067 \cdot 10^{-3} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 503,26 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Результаты расчета режимов разместим в таблице 37.

Таблица 37 - Результаты расчета надежности РП

Параметры	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, λ_c	$3,022 \cdot 10^{-3}$	1,596
Средняя вероятность состояния отказа системы	$1,221 \cdot 10^{-6}$	$5,067 \cdot 10^{-3}$
Среднее время безотказной работы, лет	330,874	0,626
Рабочее время безотказной работы, лет	34,861	0,066
Время восстановления системы, ч	3,54	27,8
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0,121	503,264

После проделанных манипуляций можно проанализировать полученные данные. В ходе работы была определена 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 по причине возникновения аварии.

Проанализировав полученные данные, можно сделать вывод о том, что в послеаварийном режиме система склонна к большему числу отказов, нежели в нормальном. В свою очередь, наблюдается увеличение времени восстановления системы. А это ведет к большим убыткам от недоотпуска в результате аварий в системе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проектирования системы электроснабжения городской распределительной сети мною были осознаны задачи которые, ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами в эксплуатации.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы мною был спроектирован наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант системы электроснабжения квартала №30003 города Благовещенска, ограниченного улицами Промышленная – Студенческая – Игнатьевское шоссе – Василенко.

В процессе проектирования мною были выполнены задачи, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе варианта сети 0,4 кВ, при выборе оборудования как на РП, так и на ТП, а также при проектировании релейной защиты и автоматики. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта, расчет токов короткого замыкания, выбор устройств РЗА, рассчитана и проанализирована надежность системы электроснабжения.

Не смотря на это, выполненный мною проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций. Это является следствием ограниченности опыта проектирования и эксплуатации в системах электроснабжения. Но выполнение данной работы дало мне возможность подкрепить и упорядочить имеющиеся знания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения/В.А. Андреев – М.: Высш. шк., 2011.-639с.
- 2 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М. : Высш.шк., 2005. – 430с.
- 3 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: том 3, книга1/ В.Г. Герасимова – М.: ЭНЕРГОИЗДАТ,1982.
- 5 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 6 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.
- 7 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 8 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 9 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 608 с.
- 11 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2006. – 31с.
- 12 Постановление администрации г. Благовещенска № 5555 от 31.10.2013.-10 с.

13 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов/Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2005. – 132 с.

14 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2011 № 238.

15 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

16 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

17 Савина, Н.В. Применение теории вероятностей и методов оптимизации в системах электроснабжения: учебное пособие/Н.В. Савина – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2011.-268с.

18 Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие/Н.В. Савина – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2007.-271с.

19 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения /Ю. Г. Барыбин – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.

20 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.

21 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.