

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образо-
вания

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав.кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка Белогорье
Благовещенского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 242об-4 _____ В.П. Ермолаева

Руководитель

профессор, докт. техн. _____ И.В. Наумов
наук

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В.Савина

« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента:

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждена 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: _____

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка содержит страниц 131, формул 131, рисунков 18, таблиц 39, источников 15, листа графической части формата А-1.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТОК КЗ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА.

Проведена реконструкция системы внутреннего электроснабжения поселка Белогорье. Благовещенского района Амурской области. Произведен расчет электрических нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей поселка Белогорье. Произведены выбор трансформаторов, количество и типы трансформаторов на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ, расчет распределительных сетей 10 кВ и 0,4 кВ.

В разделе реконструкция системы внешнего электроснабжения п. Белогорье произведен выбор оборудования подстанции 110/35/10 кВ “Силикатная”, рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки основного электрооборудование: выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений, опорных изоляторов, гибких и жестких шин, рассчитаны заземление и молниезащита подстанции.

В разделе надежность электроснабжения произведен сравнение надежности существующей и реконструируемой системы электроснабжения п. Белогорье.

В организационно-экономической части рассчитана себестоимость передачи одного потребленного кВт/ч электроэнергии после проведения реконструкции системы электроснабжения п. Белогорье.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Общая характеристика реконструируемого района
 - 1.1. Климатическая характеристика района
 - 1.2. Характеристика потребителей поселка Белогорье
2. Реконструкция системы внутреннего электроснабжения
 - 2.1. Расчет электрических нагрузок
 - 2.1.1. Расчет электрических нагрузок жилых зданий и общественно – коммунальных потребителей
 - 2.1.2. Расчет уличного освещения
 - 2.2. Компенсация реактивной мощности на ТП
 - 2.3. Выбор мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ
 - 2.4. Расчет и выбор линий 0,4 кВ
 - 2.4.1. Определение расчетной мощности на участках линий 0,4 кВ
 - 2.4.2. Выбор сечения линий
 - 2.4.3. Конструктивное исполнение сетей 0,4 кВ
 - 2.5. Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП
3. Выбор схемы распределительной сети 10 кВ
 - 3.1. Выбор экономически целесообразной схемы сетей 10 кВ
 - 3.2. Выбор и проверка сечений КЛ – 10 кВ на термическую стойкость
4. Реконструкция внешнего электроснабжения
 - 4.1. Разработка схемы подстанции
 - 4.1.1. Расчет нагрузки потребителей на шинах питающей подстанции "Силикатная"
 - 4.1.2. Выбор силовых трансформаторов
 - 4.2. Выбор рационального напряжения
 - 4.3. Определение сечения питающих линий
5. Расчет токов короткого замыкания
 - 5.1. Исходные данные для расчета токов КЗ

- 5.2. Расчет токов КЗ
- 5.3. Расчет рабочих токов
- 6. Выбор основного электрического оборудования
 - 6.1. Критерии выбора электрооборудования
 - 6.2. Выбор электрооборудования на ОРУ 110 кВ
 - 6.2.1. Выбор выключателей
 - 6.2.2. Выбор разъединителей
 - 6.2.3. Выбор измерительных трансформаторов
 - 6.2.4. Выбор ошиновки на подстанции
 - 6.3. Выбор электрооборудования на ОРУ 35 кВ
 - 6.3.1. Выбор выключателей
 - 6.3.2. Выбор разъединителей
 - 6.3.3. Выбор ошиновки
 - 6.3.4. Выбор измерительных трансформаторов
 - 6.4. Выбор оборудования 10 кВ
 - 6.5. Выбор ТСН
- 7. Выбор оборудования ТП 10/0,4 кВ
 - 7.1. Выбор выключателя нагрузки
 - 7.2. Выбор плавких предохранителей
 - 7.3. Выбор АВ на 0,4 кВ
 - 7.4. Выбор разъединителей
- 8. Выбор источника оперативного тока
 - 8.1. Расчет аккумуляторных батарей.
- 9. Релейная защита
 - 9.1. Виды защиты трансформаторов
 - 9.2. Расчет дифференциальной токовой защиты
 - 9.3. Защита нулевой последовательности трансформатора
 - 9.4. Газовая защита трансформатора
 - 9.5. Защита КЛ 10 кВ от однофазного замыкания на землю
 - 9.6. Автоматическое включение резервного секционного выключателя

10.Выбор и проверка заземления и молниезащиты ПС

10.1. Проверка и выбор заземления ПС

10.2. Расчет и проверка молниезащиты

10.3. Расчет защитного заземления ТП

11. Расчет емкостного тока замыкания на землю

Заключение

Список использованных источников

Приложение 1

ВВЕДЕНИЕ

Повышение технического уровня принимаемых решений при реконструкции систем электроснабжения коммунально – бытовых потребителей достигается за счёт применения надёжных и экономичных схем электроснабжения и питающей ее подстанции; способов канализации электроэнергии сетей напряжением 0,38 и 10 кВ; компенсации реактивной мощности, что способствует снижению максимума нагрузки и уменьшению потерь; выбора рациональных напряжений и др.

В соответствии с Руководящими материалами [1] инструкция по проектированию городских электрических сетей распространяется на реконструируемые электрические сети поселков, к которым относится поселок Белогорье.

В настоящей бакалаврской работе проводится реконструкция электроснабжения поселка Белогорье с учетом повышения нагрузок на перспективу. Необходимость реконструкции возникла в результате увеличения оснащённости бытовой техникой отдельно взятого потребителя. В результате действующие линии не выдерживают всю нагрузку коммунально-бытовых потребителей. Кроме того, целесообразно для определения нагрузок и выбора сечений питающих линий, увеличивать удельные нагрузки квартир (зданий) в 1,5 – 2,0 раза по сравнению с действующими нормативами. Осуществляется выбор оптимальной схемы электроснабжения, рассчитывается сечение кабельных линий распределительных сетей 10 кВ.

Надёжность систем электроснабжения потребителей далеко не достаточна, поэтому необходимо широкое внедрение мероприятий по повышению надёжности СЭС. В работе производится замена недогруженных трансформаторов менее мощными, перегруженных трансформаторов более мощными, замена деревянных опор на железобетонные, так как степень износа более 60%, замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые при равнозначных капиталовложениях обладают повышен-

ной технологичностью строительства, обеспечивают высокую надежность электроснабжения при значительно меньших эксплуатационных затратах и безопасность обслуживающего персонала и населения.

Необходимость реконструкции внешнего электроснабжения п. Белогорье возникла вследствие того, что питание подстанции "Силикатная" осуществляется по одной ВЛ – 110 кВ и в случае ее отказа потребители п. Белогорье останутся без электроэнергии. Для обеспечения нормальной работы сетей, нормируемого уровня напряжения, повышения надежности электроснабжения, а также в целях развития электрических сетей 110 кВ Амурской области настоящей работой предусматривается сооружение дополнительной линии напряжением 110 кВ, питающей подстанцию 110/35/10 кВ "Силикатная" от шин подстанции "Благовещенск", производится оценка и сравнение показателей надежности существующей системы внешнего электроснабжения и системы внешнего электроснабжения после реконструкции. Существующая схема подстанции требует реконструкции и с точки зрения обновления высоковольтного оборудования, в частности замены отделителей (ОД-110 кВ) и короткозамыкателей (КЗ-110 кВ) на выключатели, вентильные разрядники и ограничители перенапряжений.

В работе дается технико-экономическое обоснование проведения реконструкции системы электроснабжения, оценивается экологичность проекта.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

1.1. Климатическая характеристика района

Климатические условия района, в котором находится реконструируемая система электроснабжения п. Белогорье и подстанция "Силикатная", удовлетворяют умеренному климатическому поясу.

Зимой - холодные сухие массы воздуха, преобладающее направление ветров – северо-западное. Зимние типы погоды характеризуются мало снежностью и сильными морозами. Морозы достигают $-35 \div -40$ °С. Среднемесячная температура в январе достигает $-25 \div -32$ °С. Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего $20 \div 40$ см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па).

Лето теплое и влажное. Туманы обильны, особенно в первую половину лета. Летние муссонные дожди возникают обычно в июле и увеличиваются к началу августа. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества. Количество осадков в год примерно 500 – 600 мм. Средняя июльская температура достигает примерно $30 \div 35$ °С.

Осень ясная, теплая, с прозрачным сухим воздухом. Безветренная погода продолжается до октября. В октябре наступают заморозки.

В настоящей бакалаврской работе все расчеты производятся с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий п. Белогорье. Ниже приведены основные характеристики климатических условий п. Белогорье и их расчетная величина:

район по гололеду	3;
нормативная стенка гололеда, мм	10;
район по ветру	3;
низшая температура воздуха	- 50;
среднегодовая температура воздуха	- 1,1;
высшая температура воздуха	+ 40;
число грозных часов в год	45;

высота снежного покрова, макс/средн.,см	45/15;
степень загрязнения атмосферы	1;
температура при гололеде	- 10;
глубина промерзания грунтов, м	3;
сейсмичность района, баллы	6.

1.2. Характеристика потребителей п. Белогорье

Поселок Белогорье расположен в 26 км от г. Благовещенска Амурской области. Население составляет около 3,3 тыс. человек, жилой фонд порядка 1100 тыс.м² общей площади. Основными потребителями электрической энергии являются коммунально-бытовые и промышленные потребители.

Коммунально-бытовые потребители электроэнергии это жилые здания, административные, культурно-массовые, лечебные организации, предприятия торговли и общественного питания. К промышленной нагрузке относится Силикатный завод, расположенный вблизи поселка. В экспликации зданий и сооружений приведены здания и сооружения, которые расположены на территории рассматриваемого района. По бесперебойности питания большую часть потребителей поселка следует отнести ко второй категории (жилые дома с электроплитами, больница, спортивный комплекс, электроприемники установок тепловых сетей, ТП с суммарной нагрузкой от 250 кВА и др.), другие потребители относятся к третьей категории.

2. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА БЕЛОГОРЬЕ

Система внутреннего электроснабжения поселка Белогорье включает распределительные сети напряжением 10 кВ и 0,4 кВ, ТП напряжением 10/0,4 кВ. Важнейшей предпосылкой рационального выбора системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом включает расчет нагрузки на вводе конкретного потребителя, и расчет на этой основе нагрузки отдельных элементов сети.

2.1. Расчет электрических нагрузок

2.1.1 Расчет электрических нагрузок общественно – коммунальных и жилых зданий потребителей

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной.

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

Электропотребление потребителей селитебных зон рассматривается для двух уровней: квартиры с электрическими плитами и газифицированные квартиры. Расход определяется электроосвещением и работой электроприемников повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.). Расчет электрических нагрузок производится методом представленным в [1].

Расчетная нагрузка жилого дома ($P_{р.ж.д.}$) определяется по формуле:

$$P_{к.в.} = P_{к.в.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{к.в.уд}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 2.1.1. содержащейся в [1] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру;

n – количество квартир, присоединенных к линии.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma жд} = P_{\Sigma жд} \cdot tg\varphi \text{ квар.} \quad (2)$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других сантехнических устройств определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса по табл 2.1.3. [1];

$$P_{см.у} = k_c \sum_1^n P_{см.у}, \quad (3)$$

Где k_c – коэффициент спроса силовых электродвигателей, $k_c = 0,9$.

Так, для жилого дома имеющего сто десять квартир расчетная нагрузка определяется с учетом $P_{см.у}$ и коэффициента участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, равному 0,9 (лифтовых установок нет).

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд} \cdot n + 0,9P_{см.у} = 3 \cdot 110 + 0,9 \cdot 1,8 = 330,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma жд} = P_{\Sigma жд} \cdot tg\varphi = 330,8 \cdot 0,203 = 67,15 \text{ квар.}$$

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии табл 2.2.1. [1] удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

Например, расчетная нагрузка школы на 500 учащихся определяется:

$$P_{зд.} = P_{зд.уд} \cdot n = 0,6 \cdot 500 = 300 \text{ кВт},$$

$$Q = P_{зд.} \cdot tg \varphi = 300 \cdot 0,43 = 129 \text{ квар.}$$

где n – количество мест (учащихся) на которое рассчитана школа,

$P_{зд.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка школы.

В табл.1 представлен фонд зданий жилого и коммунально-бытового сектора и прочие сооружения различного типа и их характеристики (количество, этажность, удельная нагрузка и расчетные мощности), а также расчетная активная, реактивная и полная нагрузка.

Таблица 1 - Экспликация зданий и сооружений п. Белогорье

№	Наименование	Кол-во/Эт	Кол-во кв., (мест).	Удельная нагрузка	$P_{р.ж.д.}$, кВт	$tg \varphi$	Q, квар	S, кВА
1	ДК	-	300	0,46	138,06	0,43	59,797	150,45
2	Клуб		100	0,46	47,06	0,43	8,7	47,86
3	Жилой дом	1/5	110	3	330,8	0,203	67,15	337,55
4	Жилой дом	2/4	32	3,75	240	0,203	49,78	245,11
5	Жилой дом	1/4	20	3,45	70,01	0,292	20,15	71,88
6	Жилой дом	5/4	24	3,45	415,1	0,292	121,2	431,37
7	Жилой дом	1/3	30	2,775	84,312	0,292	24,62	87,83
8	Детский сад	-	150	0,46	70,01	0,24	16,81	72
9	Жилой дом	1/3	24	2,7	65,86	0,292	19,23	68,65
10	Жилой дом	1/4	36	1	37,1	0,203	7,53	37,85
11	Жилой дом	1/2	13	1,65	22,512	0,292	6,57	23,45
12	Жилой дом	3/2	12	3,375	527,56	0,292	154,05	549,59
13	Жилой дом	1/1	6	2,3	13,8	0,292	4,03	14,38
14	Детский сад		100	0,46	46	0,25	11,52	47,51
15	Общественно-бытовой комплекс	-	80	1,5	76,1	0,203	15,44	77,65
16	База ГСМ	-	-	-	60	0,62	37,184	70,588
17	Спорткомплекс	-	-	-	100	0,62	62	117,66
18	Бассейн	-	-	-	80	0,62	49,579	94,117
19	Жилой дом	115/1	2	2,6	259,9	0,75	194,9	324,875
20	Деревянный дом	280/1	1	4	1120	0,62	694,4	1317,8
21	Магазин	2/2	200 м ²	0,21	84	0,75	63	105
22	Катедж	2/2	-	14,5	30,06	0,203	6,10	30,67
23	Магазин	1/2	100 м ²	0,21	21	0,75	15,75	26,25
24	Школа	-	500	0,6	300	0,43	129	326,56
25	Школа	-	100	0,6	60	0,43	25,8	60,54
26	Гаражи с эл. отоплением	-	60	3,75	225	0,62	139,442	264,705
27	Баня		30	2,1	63	0,62	39,06	74,13
28	Горэлектросети	-	-	-	100	0,62	62	117,66
29	Бальница	1/2	100	0,36	37,07	0,62	22,32	43,27
30	Административные здания	3/2	150	0,4	180	0,75	135	225
31	Склады	-	-	-	35	0,75	26,25	43,75

32	Стройплощадка	-	-	-	52	0,62	32,24	61,18
33	Овощехранилище	-	12	6	72	0,85	61,2	94,49
34	Детский рлагерь	-	100	0,023	2,3	0,43	1	2,5
ИТОГО					5110,7		2475,01	5675,96

2.1.2.Расчет уличного освещения

Исходными данными для расчета является нормируемая яркость покрытия, типы светильника и лампы, ширина улицы, высота установки светильника, коэффициент использования светильника.

Нормируемая яркость покрытия $L=0.4$ кд/м²[8] – для улиц и дорог местного значения при интенсивности 500 ед/ч и менее (категория В). На улицах категории В, на пешеходных улицах вне общественного центра, на внутридворовых территориях вертикальная освещенность на окнах квартир жилых зданий не должна превышать блк. $E=6лк$ [8].

Для освещения улиц и дорог местного значения принимаем к установке светильники типа РКУ 01-250 с лампами ДРЛ 250 Вт, с однорядной системой установки, на железобетонных опорах ОТЦ, высотой 8м.

Коэффициент использования светильников выбирается исходя из соотношения ширины дороги к высоте установки. Ширина дорог в микрорайоне В = 5 – 7 метров, высота установки светильников $h=7,5м$. $B/h=0,8$.

Коэффициент использования $\eta_i=0,06$ [8].

Коэффициент запаса для ламп ДРЛ принимается равным $k_3=1,5$ [8].

Находим световой поток необходимый для создания заданной яркости покрытия:

$$\Phi = L \cdot k_3 \cdot \pi / \eta_i, \quad (4)$$

где L - нормируемая яркость покрытия, кд/м³.

$$\Phi = 0.4 \cdot 1.5 \cdot 3.14 / 0.06 = 47.1 \text{ Лм/м}^2.$$

Для выбранных ламп $\Phi=12500$ Лм[12].

При однорядном расположении светильников площадь, которую может осветить одна лампа равна: $S_{\text{осв}} = 12500 / 47,1 = 265,4 \text{ м}^2$.

Шаг опор при освещении улиц и дорог местного значения при ширине 6м: $d = S_{\text{осв}} / B = 265,4 / 6 = 44 \text{ м}$

Принимаем равным 40 м.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется исходя из значения 40 – 50 Вт/м² погонной длины проездов по выражению:

$$P_{\text{но}} = 45 \cdot l, \quad (5)$$

где l – погонная длина, м², которую можно определить частным делением длины дороги на ее ширину.

Исходные и расчетные значения сведены в табл.2.

Таблица 2 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Название улицы	Длина/ ширина дороги, м ²	Удельная мощность, Вт/м ²	$P_{\text{но}}, \text{ кВт}$
Заозерная	920/7	45	5,91
Железнодорожная	900/7	45	5,78
Мухина	2700/7	45	17,35
Заводская	600/7	45	3,86
Подгорная	800/7	45	5,14
Релочная	100/5	45	0,9
Новая	1700/5	45	15,3
Итого			54,24

Полная расчетная мощность потребителей с учетом нагрузки уличного освещения рассчитывается как:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.\text{осв}})^2 + (Q_p + Q_{p.\text{осв}})^2}, \quad (6)$$

где P_p и Q_p – соответственно активная и реактивная расчетная нагрузка, принимается по табл.1;

$P_{p.осв}$ и $Q_{p.осв}$ - соответственно активная и реактивная расчетная нагрузка осветительных установок, принимается из табл. 2, с учетом коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,8$.

Таким образом, активная ($P_{p_{\Sigma}}$), реактивная ($Q_{p_{\Sigma}}$) и полная мощность с учетом прогнозируемого роста электрических нагрузок потребителей на 5-10 лет, принимаемого 15%, составляет:

$$P_{p_{\Sigma}} = 5939,69 \text{ кВт}, \quad Q_{p_{\Sigma}} = 2896,16 \text{ квар}, \quad S_p = 6608,15 \text{ кВА}.$$

2.2. Компенсации реактивной мощности на ТП

Передача реактивной мощности из системы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

При выборе числа и мощности трансформаторов на ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ. В соответствии с инструкцией [2] компенсация реактивной мощности для потребителей не предусматривается.

Таблица 3 – Данные для расчета компенсации реактивной мощности на ТП

№ ТП	P_p , кВт	Q_p , квар	$tq\varphi$
ТП 1	228,045	140,9	0,6
ТП 2	395,6	260,83	0,65
ТП 3	532,26	285,56	0,54
ТП 4	644,46	383,709	0,59
ТП 10	1264,032	336,168	0,26
ТП 11	609,753	343,43	0,56
ТП 12	283,24	207,32	0,73
ТП 13	402,96	260,6	0,64
ТП 14	967,69	247,45	0,26
ТП 15	611,65	313,88	0,51

Определение фактического $tq\varphi$ определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой. Данные приводятся в табл.3.

Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условие $tq\varphi > 0,25$.

По данным табл. 3 следует, что расчет компенсации реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств необходимо осуществлять для большинства ТП, кроме ТП 10 и ТП 14, где $tq\varphi$ близок к нормативному, равному 0,25. Мощность компенсирующих устройств рассчитывается по формуле:

$$Q_{к\upsilon} = P_p (tq\varphi_{\phi} - tq\varphi_{\varepsilon}), \quad (7)$$

где $tq\varphi_{\phi}$ и $tq\varphi_{\varepsilon}$ – соответственно фактическое и нормативное значение реактивного коэффициента мощности.

На основании выражения (7) определяется мощность конденсаторных батарей (НБК), расчетные данные и типы выбранных НБК приведены в табл.4.

Таблица 4 – Выбор НБК

№ ТП	P_p , кВт	$tq\varphi$	$Q_{ку}$, квар	Количество и тип НБК
ТП 1	228,045	0,6	79,82	1 × УКН – 0,38 –75УЗ
ТП 2	395,6	0,65	158,24	2 × УКН – 0,38 –75УЗ
ТП 3	532,26	0,54	154,36	2 × УКН – 0,38 –75УЗ
ТП 4	644,46	0,59	219,12	2 × УКТ – 0,38 –108УЗ
ТП 10	1264,032	0,26	12,64	-
ТП 11	609,753	0,56	189,023	2 × УКТ – 0,38 –108УЗ
ТП 12	283,24	0,73	135,96	2 × УКН – 0,38 –75УЗ
ТП 13	402,96	0,64	157,15	2 × УКН – 0,38 –75УЗ
ТП 14	967,69	0,26	9,68	-
ТП 15	611,65	0,51	152,9	2 × УКН – 0,38 –75УЗ

По $Q_{ку}$ выбираются комплектные конденсаторные установки с автоматическим регулированием напряжения типов УКН и УКТ. Так как трансформаторные подстанции, на которых требуется компенсация реактивной мощности – двухтрансформаторные, кроме ТП 1, то на каждую ТП устанавливаются по две НБК (по одной на каждый трансформатор).

2.3. Выбор мощности трансформаторов напряжение м 10/0,4 кВ

В табл.5 сведены электрические нагрузки по каждой ТП с учетом нагрузки уличного освещения и прогнозируемого роста электрических нагрузок потребителей на 5-10 лет, составляющего 15%, в соответствии с которыми выбираются мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{гр} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (8)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов.

Таблица 5 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

№ ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	I, А	Стр.р, кВА	N, Стр, кВА	Тип ТП
ТП 1	228,045	140,9	268,06	386,9	357,4	1 × 400	К-31-400м4
ТП 2	395,6	260,83	473,84	683,94	315,8	2 × 400	КСК-42-400м4
ТП 3	532,26	343,72	633,59	914,51	396	2 × 400	К-42-400м4
ТП 4	644,46	383,709	750,04	1082,5	500,03	2 × 630	КСК-42-630м4
ТП 10	1264,03	394,32	1324,11	1911,19	827,56	2 × 1000	КСК-42-1000м4
ТП 11	609,753	343,43	699,8	1010,1	466,53	2 × 630	КСК-42-630м4
ТП 12	283,24	207,32	315,01	454,68	234,01	2 × 250	К-42-250м4
ТП 13	402,96	260,6	479,88	692,64	319,92	2 × 400	К-42-400м4
ТП 14	967,69	247,45	998,825	1441,7	665,88	2 × 1000	КСК-42-1000м4
ТП 15	611,65	313,88	687,49	992,3	458,32	2 × 630	КСК-42-630м4
Итого	5963,72	2779,85	6579,78				

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}} \quad (9)$$

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{\text{зф}} = S_{\text{р}} / (S_{\text{нтр}} \cdot N) \leq K_{\text{з}} \quad (10)$$

Нагрузочная способность выбранных трансформаторов проверяется по условиям работы в аварийном режиме и для двухтрансформаторных подстанций определяется:

$$K_{\text{з п/ав}} = S_{\text{р}} / S_{\text{нтр}} \leq 1,4. \quad (11)$$

Результаты расчетов и выбранные мощности и трансформаторы за-

носятся в табл. 6.

Таблица 6 - Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

№ ТП	S,кВА	N тр.	K _з	S _{нтр} ,кВА	K _{зф}	K _{з п/ав}
ТП 1	268,06	1	0,95	400	0,67	-
ТП 2	473,84	2	0,85	400	0,59	1,2
ТП 3	633,59	2	0,85	400	0,7	1,4
ТП 4	750,04	2	0,85	630	0,6	1,2
ТП 10	1324,11	2	0,85	1000	0,7	1,4
ТП 11	699,8	2	0,85	630	0,6	1,2
ТП 12	315,01	2	0,85	250	0,63	1,26
ТП 13	479,88	2	0,85	400	0,6	1,2
ТП 14	998,825	2	0,85	1000	0,499	0,998
ТП 15	687,49	2	0,85	630	0,5	0,96

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки.

Таблица 7 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U _к , %	I _х , %
12	ТМ - 250/10	1,05	3,7	4,5	2,3
1, 3, 2,13	ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
4, 11, 15	ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
10,14	ТМ - 1000/10	3,3	11,6	5,5	3

2.4. Расчет и выбор линий напряжением 0,38 кВ

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. При этом мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях. Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую

часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания. Также, по возможности, необходимо отделять производственных потребителей от коммунально-бытовых, для того, чтобы была возможность адресного воздействия на потребителей, вовремя не расплачивающихся за потребленную электроэнергию.

Расчет и выбор линий напряжением 0,38 кВ производится на примере распределительных сетей, запитанных от ТП 1 и представленные нагрузкой частных домов и Детского лагеря.

2.4.1. Определение расчетных мощностей на участках линий 0,38 кВ

Расчетные мощности на участках линий 0,38 кВ определяются путем суммирования расчетных нагрузок на вводах потребителей. Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здание и сооружения представлены в табл. 1. Суммирование нагрузок производится с учетом коэффициента одновременности работы потребителей. Если суммируемые нагрузки не отличаются по величине друг от друга более чем в четыре раза, то расчетные мощности участка определяются по формулам:

$$P_{\partial} = K_{\partial} \cdot n \cdot P_{уст \ K_{\partial}}, \quad (12)$$

$$P_{в} = K_{\partial} \cdot n \cdot P_{уст \ K_{в}}, \quad (13)$$

где K_{∂} - коэффициент одновременности, зависящий от количества потребителей;

$K_{\partial}, K_{в}$ – коэффициенты дневного и вечернего максимума .

$P_{уст}$ – установленная мощность потребителя, кВт;

Коэффициенты дневного и вечернего максимумов принимаются: для производственных потребителей $K_{\partial} = 1; K_{в} = 0,6$; для бытовых потребителей $K_{\partial} = 0,6; K_{в} = 1$; для смешанной нагрузки $K_{\partial} = K_{в} = 1$.

Суммирование нагрузок участков линий с разнородными потребителями или отличающихся по величине более чем в четыре раза производится

по табл. 1.

Полные расчетные мощности на участке линии определяются по формулам:

$$S_{\partial} = \frac{P_{\partial}}{\cos \varphi_{\partial}}, \quad (14)$$

$$S_{\varepsilon} = \frac{P_{\varepsilon}}{\cos \varphi_{\varepsilon}}. \quad (15)$$

Расчетные реактивные мощности определяются по следующим формулам:

$$Q_{\partial} = P_{\partial} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\partial}, \quad (16)$$

$$Q_{\varepsilon} = P_{\varepsilon} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\varepsilon} \quad (17)$$

Допускается рассчитывать нагрузку для подстанций, питающих производственных потребителей только по дневному режиму, а для подстанций питающих коммунально-бытовую нагрузку только по вечернему режиму. Ниже приведен расчет нагрузок для ТП 1, питающих частные дома и Детский лагерь:

$$\text{Линия 1: } L = 270 \text{ м, } \cos \varphi = 0,8, \quad \operatorname{tg} \varphi = 0,75$$

$$P_p = 48 \cdot 0,85 \cdot 1 = 40,8 \text{ кВт, } Q_p = 40,8 \cdot 0,75 = 30,6 \text{ квар,}$$

$$S_p = 40,8 / 0,8 = 51 \text{ кВА}$$

$$\text{Линия 2: } L = 560 \text{ м, } \cos \varphi = 0,78, \quad \operatorname{tg} \varphi = 0,8$$

$$P_p = 68 \cdot 0,85 = 57,8 \text{ кВт, } Q_p = 57,8 \cdot 0,8 = 46,24 \text{ квар}$$

$$S_p = 57,8 / 0,78 = 74 \text{ кВА}$$

$$\text{Линия 3: } L = 60 \text{ м, } \cos \varphi = 0,8, \quad \operatorname{tg} \varphi = 0,75$$

$$P_p = 22,3 \cdot 0,85 = 18,955 \text{ кВт, } Q_p = 18,955 \cdot 0,75 = 14,21 \text{ квар,}$$

$$S_p = 18,955 / 0,8 = 11,2 \text{ кВА}$$

$$\text{Линия 4: } L = 90 \text{ м, } \cos \varphi = 0,651, \quad \operatorname{tg} \varphi = 1,166$$

$$P_p = 12 \cdot 0,85 = 10,2 \text{ кВт}, \quad Q_p = 10,2 \cdot 1,166 = 11,89 \text{ квар}$$

$$S_p = 10,2 / 0,8 = 12,75 \text{ кВА.}$$

Аналогично рассчитываются нагрузки линий питающиеся от других трансформаторных подстанций. Результаты расчета сведены в табл. 8.

Таблица 8 - Расчетные мощности в линиях ТП1

№ ТП	№ лин.	L, м	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	Cos φ	tg φ
1	1	270	40,8	30,65,9	51	0,8	0,75
	2	560	58,8	46,24	74	0,78	0,8
	3	60	18,96	14,21	11,2	0,8	0,75
	4	90	10,2	11,89	12,75	0,651	1,166
2	1	230	12,75	7,9	15	0,85	0,62
	2	340	32,86	10,8	34,59	0,95	0,33
	3	340	12,75	7,9	15	0,85	0,62
	4	280	86,77	28,52	91,33	0,95	0,33
3	1	270	18,8	6,2	19,8	0,95	0,33
	2	340	26,4	8,68	27,79	0,95	0,33
	3	310	37,37	12,3	39,34	0,95	0,33
4	1	230	42,79	15,53	45,52	0,94	0,36
	2	45	54,35	17,86	57,21	0,95	0,33
	3	140	80,75	47,83	93,9	0,86	0,59
	4	220	164,5	79,66	182,75	0,9	0,48
	5	280	44,8	14,7	47,16	0,95	0,33
	6	60	206,2	87,85	224,14	0,92	0,43
10	1	90	29,75	22,31	37,19	0,8	0,75
	2	130	221,77	258,6	340,7	0,651	1,166
	3	60	171,28	137,42	219,6	0,78	0,8
	4	150	23,1	24,81	33,97	0,683	1,07

№ ТП	№ линии	L, м	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	Cos φ	tg φ
11	1	110	5,95	5,9	8,38	0,71	0,992
	2	14	195,5	141,5	241,5	0,81	0,72
	3	70	52	53,05	74,29	0,7	1,02
12	1	280	12,75	7,9	15	0,85	0,62
	2	320	32,86	10,8	34,6	0,95	0,33
	3	310	67,28	22,12	70,83	0,95	0,33
13	1	110	72,9	23,96	76,74	0,95	0,33
	2	40	37,15	23	43,7	0,85	0,62
	3	370	25,2	8,28	26,53	0,95	0,33
	4	220	50,67	16,65	53,3	0,95	0,33
	5	230	37,6	12,36	39,6	0,95	0,33
	6	270	18,8	6,2	19,8	0,95	0,33
14	1	40	29,75	22,31	37,19	0,8	0,75
	2	240	25,2	8,28	26,53	0,95	0,33
	3	110	72,9	23,96	76,74	0,95	0,33
	4	40	37,15	23	43,7	0,85	0,62
15	1	50	25,2	8,28	26,53	0,95	0,33
	2	100	55,67	18,65	58,71	0,95	0,33
	3	65	72,6	24,36	76,57	0,95	0,33

2.4.2. Выбор сечения линий

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки

проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{p.m.} = \frac{S_{p.l.}}{U_{н} \cdot \sqrt{3}}, \quad (18)$$

где $S_{p.l.}$ - расчетная нагрузка линии из таблицы 8, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение.

По расчетному току определяется сечение линий и проверяется по потере напряжения.

Потерей напряжения называется разность потенциалов в начале и в конце какого-либо участка сети, а отклонением напряжения - разность напряжений на зажимах электроприемника от его номинального значения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 13-109-97 [3] нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (19)$$

где I - рабочий максимальный ток,

L - длина линии в км,

$U_{ном}$ - номинальное напряжение,

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Расчет выполняется на примере линии 1, запитанных от ТП1.

Расчетный ток определяется по формуле (18)

$$I_{p.m.} = \frac{40,8}{0,38\sqrt{3}} = 62,1 \text{ А}$$

На основании ПУ ВЛИ до 1 кВ выбирается самонесущий изолиро-

ванный провод (СИП) «Торсада» сечением фазных проводов 35 мм² и сечением несущего нулевого провода – 25 мм².

Выполняется проверка по потере напряжения по формуле (19)

$$\Delta U = 62,1 \cdot 0,09 \cdot \frac{\sqrt{3}}{380} \cdot (0,5 \cdot 0,8 + 0,03 \cdot 0,6) 100 = 1,47 \%$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 13-109-97.

Аналогично проводится расчет для других линий. Данные расчетов по ТП1 сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 - Отклонение напряжения в линиях 0,38 ТП1

№ ТП	№ линии	L, м	Кол-во и тип	Ираб, А	Марка провода	ΔU %
1	1	270	ВЛ-1	62,1	СИП «Торсада»	1,47
	2	560	ВЛ-1	89,44	СИП «Торсада»	1,52
	3	60	ВЛ-1	28,84	СИП «Торсада»	0,5
	4	90	ВЛ-1	15,52	СИП «Торсада»	0,26

2.4.3. Конструктивное исполнение сетей 0,4 кВ

Конструкция сети 0,38 кВ принимается на базе стоек железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов. В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60⁰ и 45⁰ устанавливаются угловые промежуточные опоры УПЗ и УП4. На прямых участках ВЛИ, при смене сечения провода и на концах ВЛИ устанавливаются концевые (анкерные) опоры КЗ, К4. В местах изменения направления трассы ВЛИ на угол поворота до 90⁰ устанавливаются угловые анкерные опоры УАЗ, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления промежуточная. В местах изменения направления магистрали ВЛИ на угол поворота от 0⁰ до 90⁰ устанавливаются ответвительные угловые опоры ОУЗ. При пересечении ВЛИ с улицами, авто-

мобильными дорогами устанавливаются переходные промежуточные опоры. Пролеты между опорами принимаются 40 - 45 м, а их ответвления к вводам не превышают 10 м. Крепление, соединение СИП и присоединение к СИП производится при помощи специальной линейной арматуры. Крепление несущего нулевого провода на промежуточных и угловых промежуточных опорах – с помощью поддерживающих зажимов. Анкерное (концевое) крепление несущего нулевого провода магистрали ВЛИ на опорах анкерного типа, а также концевое крепление проводов ответвления на опоре ВЛИ и на вводе – с помощью натяжных анкерных зажимов. Расстояние от СИП ВЛИ до поверхности земли проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м. Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Глубина залегания опор в грунт 2 – 2,2 м. Все траверсы заземляются. На опоре предусматривается установка светильников с ртутными лампами РКУ 01 – 250.

2.5. Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП

Особенностью расчета токов КЗ в поселковых сетях 380/220 В является то, что сопротивлением линии 10 кВ можно пренебречь и учитывать только сопротивления трансформатора и проводов линии 380/220 В. Расчет токов КЗ в сетях 380/220 В, как правило, ведут в именованных единицах. Напряжение на шинах высшего напряжения подстанций 10/0,38 кВ считают неизменным в течение всего процесса КЗ.

Токи КЗ рассчитываются по упрощенной расчетной схеме и схеме замещения. Определяются сопротивления элементов цепи до точки К1 шины 0,4 кВ. Расчет выполним на примере ТП –2.

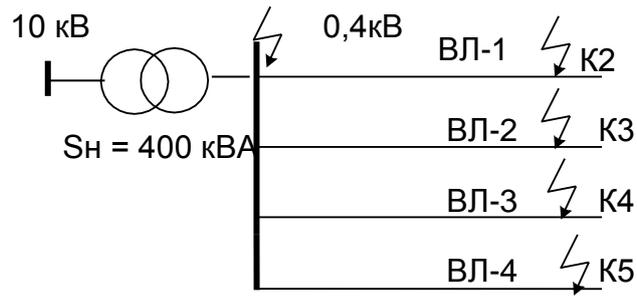


Рисунок 1 Расчетная схема

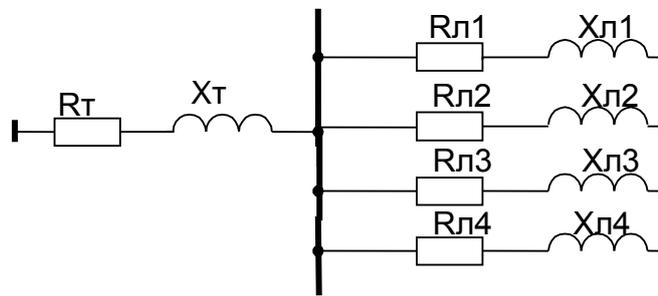


Рисунок 2 - Упрощенная схема замещения

Сопротивления силового трансформатора находятся по формуле:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2}; \quad (20)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение – 0,4 кВ,

$$Z_m = U_k\% \cdot U_{\text{ном}}^2 / 100 \cdot S_{\text{н.т}}, \quad (21)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}. \quad (22)$$

Трехфазный ток КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции 10/0,4 кВ в точке К1 находится по формуле:

$$I_k^{(3)} = U_{\text{НОМ}} / \sqrt{3} (Z_T + Z_a), \quad (23)$$

где Z_a – сопротивление аппаратуры, принимается $Z_a = 15$ мОм.

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \cdot 0,87. \quad (24)$$

Затем определяются сопротивления линии по формулам:

$$X_l = X_0 \cdot L, \quad (25)$$

$$R_l = R_0 \cdot L, \quad (26)$$

где X_0, R_0 - удельные реактивное и активное сопротивления линии

Полное сопротивление линии находится по формуле:

$$Z_l = \sqrt{R_l^2 + X_l^2} \quad (27)$$

Трехфазный ток в точке КЗ-2, в конце линии определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = U_{\text{НОМ}} / \sqrt{3} (Z_T + Z_l) \quad (28)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = U_{\phi} / (Z_{\pi} + Z_{\text{тр}}/3), \quad (29)$$

где U_{ϕ} - фазное среднее напряжение, $U_{\phi} = 230$ В

Z_{π} – сопротивление петли "фаза-нуль",

$$Z_{\pi} = \sqrt{((R_{\text{оф}} + R_{\text{ОН}}) L)^2 + (2 X_0 \cdot L)^2}, \quad (30)$$

где $R_{\text{оф}}$ – удельное активное сопротивление фазного провода до точки КЗ;

$R_{\text{ОН}}$ - удельное активное сопротивление нулевого провода до точки

КЗ;

$Z_{тр}/3 - 1/3$ полного сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ, приведенное к напряжению 0,4 кВ.

Если сечение фазного и нулевого проводов одинаково, то Z_{Π} определяется по формуле:

$$Z_{\Pi} = 2 \cdot Z_{л} \quad (31)$$

Приведем расчет токов КЗ для ТП 2, расчетная схема которой представлена на рисунке (1), а схема замещения на рисунке (2)

$$R_{Г} = (5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3) / 400^2 = 5,5 \text{ мОм}$$

$$Z_{тр} = (4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3) / (100 \cdot 400) = 18 \text{ мОм}$$

$$X_{тр} = \sqrt{18^2 - 5,5^2} = 17,14 \text{ мОм}$$

$$Z_{а} = 15 \text{ мОм}$$

$$I_{к1}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (18 + 15) = 7 \text{ кА}; \quad I_{к1}^{(2)} = 0,87 * 7 = 6,1 \text{ кА}$$

ВЛ-1:

$$X_{л} = 0,3 \cdot 0,27 = 81 \text{ мОм}$$

$$R_{л} = 1,84 \cdot 0,27 = 496,8 \text{ мОм}$$

$$Z_{л} = \sqrt{81^2 + 496,8^2} = 503,4 \text{ мОм}$$

$$I_{к2}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (18 + 503,4) = 0,44 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(2)} = 0,44 \cdot 0,87 = 0,38 \text{ кА}$$

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(57,2 + 113,1)^2 + (2 \cdot 7,8)^2} = 171 \text{ мОм}$$

$$I_{к2}^{(1)} = 230 / (171 + 6) = 1,299 \text{ кА}$$

ВЛ-2:

$$X_{л} = 0,3 \cdot 0,56 = 168 \text{ мОм}$$

$$R_{л} = 1,165 \cdot 0,56 = 625 \text{ мОм}$$

$$Z_{II} = \sqrt{168^2 + 625^2} = 647,18 \text{ МОМ}$$

$$I_{k3}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (18 + 647,18) = 0,34 \text{ кА};$$

$$I_{k3}^{(2)} = 0,34 \cdot 0,87 = 0,3 \text{ кА}$$

$$Z_{II} = \sqrt{(57,2 + 113,1)^2 + (2 \cdot 7,8)^2} = 171 \text{ МОМ}$$

$$I_{k3}^{(1)} = 230 / (171 + 6) = 1,29 \text{ кА}$$

ВЛ-3

$$X_{II} = 0,3 \cdot 0,06 = 18 \text{ МОМ}$$

$$R_{II} = 1,165 \cdot 0,06 = 69,9 \text{ МОМ}$$

$$Z_{II} = \sqrt{18^2 + 69,9^2} = 19,85 \text{ МОМ}$$

$$I_{k4}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (18 + 19,85) = 6,1 \text{ кА};$$

$$I_{k4}^{(2)} = 6,1 \cdot 0,87 = 5,3 \text{ кА}$$

$$Z_{II} = 2 \cdot 19,85 = 39,7 \text{ МОМ}$$

$$I_{k4}^{(1)} = 230 / (39,7 + 6) = 5,03 \text{ кА}$$

ВЛ-4

$$X_{II} = 0,3 \cdot 0,09 = 27 \text{ МОМ}$$

$$R_{II} = 1,165 \cdot 0,09 = 104,85 \text{ МОМ}$$

$$Z_{II} = \sqrt{27^2 + 104,85^2} = 108,27 \text{ МОМ}$$

$$I_{k5}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (18 + 108,27) = 1,83 \text{ кА};$$

$$I_{k5}^{(2)} = 1,83 \cdot 0,87 = 1,59 \text{ кА}$$

$$Z_{II} = 2 \cdot 108,27 = 216,54 \text{ МОМ}$$

$$I_{k5}^{(1)} = 230 / (216,54 + 6) = 1,033 \text{ кА}$$

Расчеты произведены на примере линий, питающихся от ТП 1, с трансформатором мощностью 400 кВА и сводятся в табл.10.

Таблица 10 – Расчет токов КЗ в сетях 0,38 кВ и на шинах ТП 1

Элемент схем	L, м	Удельное со- противлен		Сопротивление, мОм			Токи КЗ, кА		
		$X_0 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$R_0 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	R	X	Z	I_k^3	I_k^2	I_k^1
Трансформатор 400 кВА	-	-	-	5,5	17,4	18	7	6,1	-
ВЛ 1	270	0,3	1,184	496,8	81	503,4	0,44	0,38	1,299
ВЛ 2	560	0,3	1,165	625	168	647	0,34	0,3	1,29
ВЛ 3	60	0,3	1,165	69,9	18	19,85	6,1	5,3	5,03
ВЛ 4	90	0,3	1,165	104,85	27	108,27	1,83	1,59	1,033

3. ВЫБОР СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

Существующая схема распределения электроэнергии требует пересмотра с целью рациональности и обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Задачей развития распределительных сетей 10 кВ является анализ существующих сетей, схем электроснабжения реконструируемого района, анализ электрических нагрузок и т.д.

3.2. Выбор и проверка сечений КЛ – 10 кВ на термическую стойкость

Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяется расчетный ток и по таблицам [13,18] выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току. Во всех случаях выбора сечений жил кабеля необходимо анализировать полученные результаты расчета нагрузок.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P\ max} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (32)$$

Выбирается стандартное сечение по длительно допустимому току. Для кабелей проложенных в земле учитываются следующие поправки в соответствии с ПУЭ [13] и табл. 3.1. [10]:

K_n – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле; K_Q – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.

Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{доп} = I_{доп.\ табл.} \cdot K_n \cdot K_Q. \quad (33)$$

В нормальном режиме наибольший ток определяется как:

$$I_{нб} = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{НОМ} \cos\varphi}, \quad (34)$$

где P_p – активная нагрузка питающего КТП кабеля, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{доп} \geq I_{нб}. \quad (35)$$

Осуществляется проверка по условию работы КЛ в послеаварийном режиме при отключении одного кабеля, с учетом коэффициента аварийной перегрузки $K_{ав} = 1,35$:

$$1,35 \cdot I_{доп} \geq I_{нб \cdot ав}. \quad (36)$$

Произведем расчет на примере КЛ 10 кВ подстанция "Силикатная" – ТП11 по приведенному алгоритму:

$$I_{P \max} = \frac{699,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 40,4 \text{ А.}$$

Выбираем трехжильный кабель с алюминиевыми жилами сечением 35 мм² с длительно допустимым током 106 А.

С учетом поправок и табл.6.56 [9] определяем длительно допустимый ток для КЛ по выражению (33):

$$I_{доп} = 106 \cdot 1 \cdot 1,11 = 117,6 \text{ А};$$

$$I_{нб} = \frac{609,753}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 44 \text{ А}; \quad 117,6 \text{ А} \geq 44 \text{ А.}$$

В нормальном режиме условие $0,8 \cdot 117,6 \text{ А} \geq 44 \text{ А}$ выполняется.

Осуществим проверку по условию в послеаварийном режиме:

$$I_{нб \cdot ав} = \frac{609,753}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,96} = 36,7 \text{ А};$$

$$1,35 \cdot 117,6 \text{ А} \geq 36,7 \text{ А.}$$

Следовательно, выбранный кабель удовлетворяет условию допустимого нагрева в нормальном и послеаварийном режиме.

Исходные данные и результаты расчетов представлены в табл. 11.

Таблица 11 - Расчет для схемы, представленной двумя кольцами (петлями)

Участок сети	L, км	Sp, МВА	I _p , А	I _{доп} , А	I _{нб} , А	I _{нб, ав.} , А	Марка КЛ
П/ст – ТП 11	0,54	0,636	44,4	117,6	44	36,7	ААБл –35
ТП 11–ТП 13	1,27	0,414	24,9	117,6	25,1	20,9	ААБл –35
ТП 13–ТП 2	0,26	0,410	24,68	117,6	35,7	20,71	ААБл –35
ТП 2–ТП 3	0,32	0,601	35	117,6	42	35,5	ААБл –35
ТП 3–ТП 10	1,48	1,275	73,62	117,6	89,25	74,37	ААБл –35
ТП 10–П /ст	0,6	1,3	72,8	117,6	91	75,83	ААБл –35
П/ст – ТП 1	1,34	0,278	14	117,6	17	14,21	ААБл –35
ТП 1–ТП 14	1,06	0,998	55,89	117,6	69,86	58,22	ААБл –35
ТП 14–ТП 15	0,18	0,630	32,4	117,6	43,2	35,9	ААБл –35
ТП 15–ТП 4	1,31	0,662	32,9	117,6	43,8	36,2	ААБл –35
ТП 4–ТП 12	1,24	0,287	13,43	117,6	17,5	14,36	ААБл –35
ТП 12–П /ст	0,4	0,268	12,5	117,6	16,59	13,1	ААБл –35

Таблица 12 – Расчет для схемы, представленной кольцом и магистралью с ответвлениями

Участок сети	L, км	Sp, МА	I _p , А	I _{доп} , А	I _{нб} , А	I _{нб, ав.} , А	Марка КЛ
П/ст – ТП 11	0,54	0,234	35,59	117,6	36	34,3	ААБл –35
ТП 11–ТП 13	1,27	0,409	21,95	117,6	23,2	20,8	ААБл –35
ТП 13–ТП 2	0,26	0,415	21,74	117,6	22,9	19,7	ААБл –35
ТП 2–ТП 1	0,86	0,620	25,82	117,6	28,7	26,4	ААБл –35
ТП 1–П /ст	1,34	0,578	61,72	117,6	73,5	69,8	ААБл –35
П/ст – ТП 10	0,6	0,278	97,8	117,6	102,5	98,6	ААБл –35
ТП 10–ТП 12	0,76	0,998	85,64	117,6	88,2	86,8	ААБл –35
ТП 10–ТП 3	1,48	0,630	101,22	117,6	104,7	98,6	ААБл –35
ТП 3–ТП 4	0,72	0,662	95,84	117,6	99,3	95,4	ААБл –35
ТП 3–ТП 14	0,4	0,287	57,63	117,6	73,6	65,8	ААБл –35
ТП 14–ТП 15	0,18	0,268	42,3	117,6	49,7	44,3	ААБл –35

В соответствии с расчетными данными для прокладки КЛ-10 кВ принимаются кабели с алюминиевыми жилами с пропитанной бумажной изоляцией в алюминиевой оболочке с защитным покровом типа ААБл.

3.2. Выбор экономически целесообразной схемы сетей 10 кВ

Выбор оптимального варианта схемы построения реконструируемой КЛ-10 кВ в данной работе осуществляется с применением пакета прикладных программ на ЭВМ и реализован в программе «KRNET», который базируется на основании технико-экономических показателей для каждого варианта схемы. Для выбора рациональной схемы ЭС в программу «KRNET» вводились данные для следующих схем: схема - два кольца и кольцо - магистраль с ответвлениями (см. ПРИЛОЖЕНИЕ 1).

Сопоставление вариантов схемы сети осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности, экономическим критерием которого является минимум приведенных затрат.

Вариант с наименьшими приведенными затратами называется наивыгоднейшим, или экономически целесообразным

Результаты сводятся в табл. 13 и 14.

Таблица 13 – Расчет схемы, представленной двумя кольцами (петлями)

Участок сети	L , км	I_p , А	S_p , МВА	Z , тыс.руб.
Кольцо 1				
РП – ТП 11	0,54	85,55	0,636	291,88
ТП 11–ТП 13	1,27	48,70	0,414	
ТП 13–ТП 2	0,26	24,68	0,410	
ТП 2–ТП 3	0,32	85,09	0,601	
ТП 3–ТП 10	1,48	33,92	1,275	
ТП 10–РП	0,6	107,62	1,3	
Кольцо 2				
РП – ТП 1	1,34	77,01	0,278	328,11
ТП 1–ТП 14	1,06	60,76	0,998	
ТП 14–ТП 15	0,18	3,08	0,630	
ТП 15–ТП 4	1,31	33,41	0,662	

ТП 4–ТП 12	1,24	71,78	0,287	
ТП 12–РП	0,4	88,44	0,268	
Итого				619,99

Таблица 14 – Расчет схемы, представленной кольцом и магистралью

с ответвлениями

Участок сети	L , км	I_p , А	S_p , МВА	Z , тыс.руб.
Кольцо				
РП – ТП 11	0,54	35,59	0,234	208,25
ТП 11–ТП 13	1,27	21,95	0,409	
ТП 13–ТП 2	0,26	21,74	0,415	
ТП 2–ТП 1	0,4	25,82	0,620	
ТП 1–РП	1,34	61,72	0,578	
Магистраль с ответвлениями				
РП – ТП 10	0,6	218,8	0,278	738,78
ТП 10–ТП 12	1,34	143,64	0,998	
ТП 10–ТП 3	1,48	127,22	0,630	
ТП 3–ТП 4	1,03	95,84	0,662	
ТП 3–ТП 14	1,06	57,63	0,287	
ТП 14–ТП 15	0,18	42,3	0,268	
Итого				

В соответствии с приведенными расчетами для распределительных сетей напряжением 10 кВ принимается схема - два кольца.



Рисунок 3 - Структурная схема распределительной сети (две петли)

4. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Необходимость реконструкции внешнего электроснабжения возникла как в связи с ростом электрических нагрузок у потребителя, так и с целесообразностью перевооружения подстанции "Силикатная". На подстанции установлены два трансформатора типа ТДНТ-10000/110, на стороне ВН установлены отделители типа ОД-110, короткозамкатели типа КЗ – 110, вентильные разрядники типа РВС – 110, на стороне СН подстанции - разрядники типа РВС – 35. Кроме того питание подстанции "Силикатная" осуществляется по одной ВЛ 110 кВ и в случае ее отказа потребители п. Белогорье останутся без электроэнергии, а также прекратится подача электроэнергии потребителям на шинах 35 кВ (на подстанцию "Новотроицкое" и подстанцию "Березовка"). Для обеспечения нормальной работы сетей, нормируемого уровня напряжения, повышения надежности электроснабжения, а также в целях развития электрических сетей 110 кВ Амурской области настоящей работой предусматривается сооружение дополнительной линии напряжением 110 кВ, питающей подстанцию 110/35/10 кВ "Силикатная" от шин подстанции "Благовещенск". Также предполагается замена устаревшего оборудования на современное, в частности отделители и короткозамкатели на высоковольтные выключатели, а разрядники на ОПН.

4.1. Разработка схемы подстанции

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, который следует проводить с учетом таких факторов как: категоричность приемников электроэнергии и их нагрузка, уровень напряжения, значения токов короткого замыкания, число питающих линий и отходящих присоединений, тип подстанции, число и мощность силовых трансформаторов.

4.1.1. Расчет нагрузки потребителей на шинах питающей подстанции "Силикатная"

Для разработки схемы подстанции учитывается нагрузка потребителей, питающихся то шин 10 кВ (см. пункт 2.1.) с учетом нагрузки промышленного предприятия, в частности Силикатного завода, питающегося от подстанции "Силикатная" по двум фидерам (1 и 3), нагрузка сторонних потребителей, а также нагрузка на стороне 35 кВ ("Березовка" и "Новотроицкое"), рассчитанные на основании показаний счетчиков на подстанции за период с марта 2015 г. по март 2016 г. Нагрузки представлены в табл.15.

Таблица 15 - Электрическая нагрузка потребителей

Потребитель	№ фидера	Нагрузка по фидерам		
		P, кВт	Q, квар	S, кВА
Шины 10 кВ, в том числе:		10933,6	5649,5	12306,9
Коммунально-бытовая нагрузка потребителей п. Белогорье	9, 24, 26	5939	2896	6608
Силикатный завод	1	721,3	181,8	743,9
	3	620,9	402,3	739,84
Сторонняя нагрузка по фидерам	11	1023,8	781,2	1287,8
	17	557,33	277,1	622,42
	23	1121,2	419,72	1197,2
	25	395,92	326,85	513,4
	27	555,07	364,55	664,08
Шины 35 кВ, в том числе:		3060,7	1289,37	3321,1
на подстанцию "Новотроицкое"		1850,4	700,7	1978,62
на подстанцию "Березовка"	-	1210,3	588,67	1345,86

4.1.2. Выбор силовых трансформаторов

При выборе числа трансформаторов исходят из соображений надежности электроснабжения, а так как время отключения потребителей первой категории согласно ПУЭ не должно превышать время коммутации, то на подстанции устанавливаем два трансформатора.

Мощности трансформаторов должно хватать на питание потребителей среднего и низкого напряжения, а также трансформаторы при параллельной работе должны иметь одинаковое напряжение, одинаковое U_K , и одинаковые схемы соединения обмоток. Мощность трансформатора определяем следующим образом:

$$S = k(S_{HH} + S_{CH}), \quad (37)$$

где k – коэффициент загрузки, равный 0,75;

S_{HH} , S_{CH} – мощности низкой стороны и высокой стороны соответственно, МВ·А. В соответствии с табл. 14.

$$S = 0,75 \cdot (\sqrt{(10933,6 + 3060,7)^2 + (5646,5 + 1289,37)^2}) = 15618,79 \text{ МВ·А.}$$

Таким образом, принимаем к установке два трансформатора типа ТДТН 10000/110: трансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трёхобмоточный, с системой регулирования напряжения под нагрузкой в нейтрали на стороне ВН и ПБВ на стороне СН, мощностью 10 МВ·А, высшее напряжение 110 кВ. Параметры трансформатора представлены в таблице 16.

Тогда коэффициент загрузки будет равен $k_3 = 10/13,994 = 0,71$, что соответствует требованиям ПУЭ [13].

Таблица 16 – Номинальные параметры трансформатора

Параметр	Единица измерения	Значение
$S_{НОМ}$	МВ·А	10
$U_{ВН}$	КВ	115
$U_{СН}$	КВ	38,5
$U_{НН}$	КВ	11
ΔP_{XX}	КВт	17
ΔP_K	КВт	76
$U_K \text{ ВН-СН}$	%	10,5
$U_K \text{ ВН-НН}$	%	17,5
$U_K \text{ СН-НН}$	%	6,5
I_X	%	1

4.2. Выбор рационального напряжения

Выбор напряжения питающих и распределительных сетей зависит от мощности, потребляемой предприятием или районом, его удаленности от источника питания, напряжения источника питания, количества и единичной мощности электроприемников.

Выбор рационального напряжения производится по формуле Стилла [6]:

$$U_{\text{рац.}} = 4,34\sqrt{l + 16P}, \quad (38)$$

где l – суммарная длина линии;

P – суммарная электрическая нагрузка потребителей на шинах подстанции, которая определяется по табл. 14.

Таким образом, рациональное напряжение равно:

$$U_{\text{рац.}} = 4,34 \sqrt{26 + 16 \cdot 13,994} = 68,6 \text{ кВ.}$$

В соответствии с расчетом принимается стандартное напряжение питающих сетей 110 кВ.

4.3. Определение сечения питающих линий

Сечение линий 110 кВ, питающих подстанцию "Силикатная" выбирается по экономическим токовым интервалам с использованием расчетной токовой нагрузки по следующему алгоритму:

Определяется наибольший ток

$$I_{\text{нб}} = \frac{P}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cos \varphi}, \quad (39)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети;

P – активная мощность, кВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Расчетная токовая нагрузка определяется по формуле:

$$I_p = I_{нб} \alpha_1 \alpha_T, \quad (40)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии принимается равным 1,05;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, равный 1,12, на основании табл. 39.7. [19].

По данному расчетному току в соответствии с табл. 39.4. [19], выбирается сечение провода.

Произведем расчет:

$$I_{нб} = \frac{13994}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 92 \text{ А};$$

$$I_p = 92 \cdot 1,05 \cdot 1,12 = 108 \text{ А}.$$

Таким образом, принимаем сечение линии 150 мм² при линии проложенной на стальных одноцепных опорах, марку провода – АС, принимая установку стальных опор, район по гололеду – 3.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралями дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

5.1. Исходные данные для расчета токов КЗ

Сопротивления на шинах 110 кВ подстанция "Благовещенск" прямой и обратной последовательности:

в максимальном режиме $X_1 = X_2 = 2,9 \text{ Ом}$,

в минимальном режиме $X_1 = X_2 = 4,8 \text{ Ом}$,

Активное и индуктивное сопротивления воздушных линий определяются по формулам:

$$X_L = X_{уд} L \quad , \quad (41)$$

$$R_L = R_{уд} L \quad , \quad (42)$$

где R_L, X_L – активное и индуктивное сопротивления линии, Ом;

L - длина линии, км;

$R_{уд}, X_{уд}$ - удельные активное и индуктивное сопротивления на 1 км линии, Ом.

Расчет представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Сопротивление воздушной линии

Воздушная линия	L , км	Сечение, мм ²	$X_{уд}$, Ом/км	X_L , Ом
"Благовещенск" - "Силикатная"	26	АС-150	0,306	7,96
"Силикатная" - "Березовка"	22	АС-95/16	0,434	9,548
"Силикатная" - "Новотроицкое"	9,34	АС-120/19	0,427	3,988

Расчет параметров элементов схемы замещения осуществляется по следующему алгоритму:

Сопротивление системы X_{C1} определяется так

$$X_{C1} = X_1 + X_{Л1}, \quad (43)$$

где X_1 - сопротивление на шинах 110 кВ ПС "Силикатная" прямой последовательности;

$X_{Л1}$ - сопротивление ВЛ "Благовещенск" - "Силикатная", Ом;

$$X_{C1} = 2,9 + 7,96 = 10,86 \text{ Ом.}$$

Для определения сопротивление системы X_{C2} необходимо привести сопротивление ВЛ "Благовещенск" - "Силикатная" и сопротивление на шинах 110 кВ ПС "Силикатная" прямой последовательности к стороне СН "Силикатная" по формуле

$$X^{\Pi} = X / K_T^2, \quad (44)$$

где X^{Π} - приведенное сопротивление, Ом;

X - приводимое сопротивление, Ом;

K_T - коэффициент трансформации силового трансформатора.

Сопротивление системы X_{C2} находится так

$$X_{C2} = X^{\Pi}_1 + X^{\Pi}_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л3}, \quad (45)$$

где X^{Π}_1 - сопротивление на шинах 110 кВ ПС "Силикатная" прямой последовательности, приведенное к стороне СН ПС "Силикатная", Ом;

$X^{\Pi}_{Л1}$ - сопротивление ВЛ "Благовещенск" - "Силикатная", приведенное к стороне СН ПС "Силикатная", Ом;

$X_{Л2}$ - сопротивление ВЛ "Силикатная" - "Березовка", Ом;

$X_{Л3}$ - сопротивление ВЛ "Силикатная" - "Новотроицкое", Ом;

$$X^{\Pi}_1 = 2,9 \cdot (37/115)^2 = 0,3 \text{ Ом.}$$

$$X^{\Pi}_{Л1} = 7,96 \cdot (37/115)^2 = 0,79 \text{ Ом.}$$

$$X_{C2} = 0,3 + 0,79 + 9,548 + 3,988 = 14,558 \text{ Ом.}$$

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_{TP} = \frac{u_{R\%}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{НОМ}}, \quad (46)$$

где X_{TP} - индуктивное сопротивление силового трансформатора, Ом;

$u_{K\%}$ - напряжение короткого замыкания в процентах от номинального, %;

U – ВН силового трансформатора, кВ;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Для трехобмоточных трансформаторов индуктивное сопротивление каждого луча определяют как:

$$\left. \begin{aligned} u_{К.ВН} &= 0,5(u_{К.В-С} + u_{К.В-Н} - u_{К.С-Н}); \\ u_{К.СН} &= 0,5(u_{К.В-С} + u_{К.С-Н} - u_{К.В-Н}); \\ u_{К.НН} &= 0,5(u_{К.В-Н} + u_{К.С-Н} - u_{К.В-С}), \end{aligned} \right\} \quad (47)$$

где $u_{К.ВН}$, $u_{К.СН}$, $u_{К.НН}$ - напряжение короткого замыкания в процентах от номинального высокой, средней и низкой стороны соответственно, %;

$u_{К.В}$, $u_{К.С}$, $u_{К.Н}$ - напряжение короткого замыкания для пары обмоток высокой, средней, высокой соответственно, %.

Таким образом, напряжение короткого замыкания принимается:

$$u_{К.ВН} = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$u_{К.СН} = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%;$$

$$u_{К.НН} = 0,5(17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

$$X_{ВН} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 142,17 \text{ Ом},$$

$$X_{СН} = 0 \text{ Ом},$$

$$X_{НН} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 89,269 \text{ Ом}$$

Расчет проводится в именованных единицах.

Определение начального значения периодической составляющей трехфазного тока КЗ $I^{(3)}_К$:

$$I^{(3)}_К = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_\Sigma}, \quad (48)$$

где: $I^{(3)}_K$ – начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА;

E – ЭДС энергосистемы, кВ;

X_Σ – результирующее сопротивление цепи КЗ, Ом;

Ударный ток i_y определяется как

$$i_{y-} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I^{(3)}_K, \quad (49)$$

где i_y - ударный ток, кА,

K_y – ударный коэффициент.

Ток двухфазного КЗ $I^{(2)}_K$ определяем по формуле:

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3} \cdot E_\Sigma}{X_1 + X_2}, \quad (50)$$

где: X_1 – результирующее сопротивление прямой последовательности, Ом;
 X_2 - результирующее сопротивление обратной последовательности, Ом.

Для тех элементов цепи, у которых взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, индуктивное, активное и полное сопротивление прямой и обратной последовательности одинаковы. К таким элементам относятся воздушные линии, реакторы и трансформаторы. Принимая эти условия ток двухфазного КЗ будет равен

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_K, \quad (51)$$

Для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема, представленная на рис.4 и схема замещения рис.5.

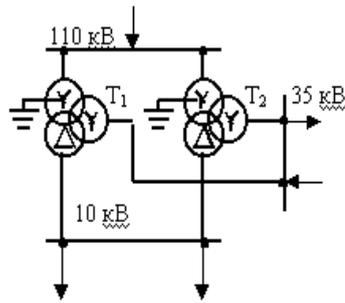


Рисунок 4 - Расчетная схема

От п/ст Благовещенск

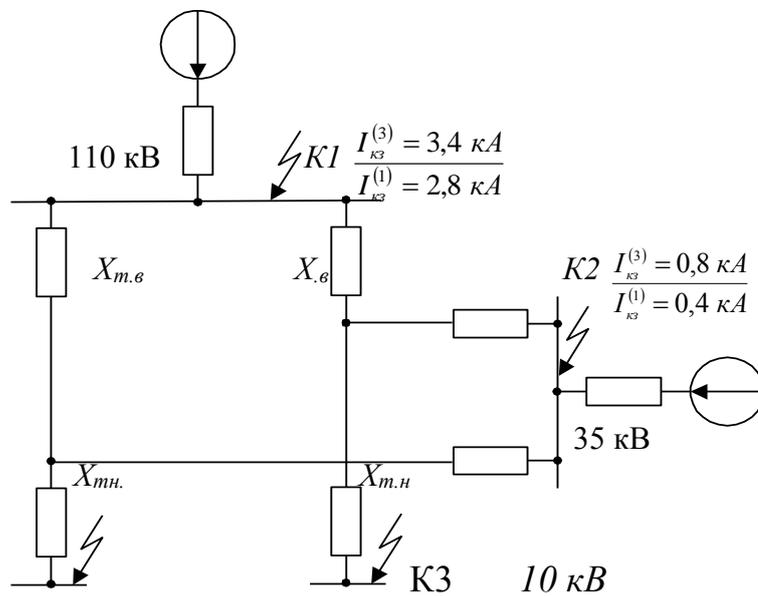


Рисунок 5 - Схема замещения к расчету токов КЗ

5.2. Расчет токов КЗ

Питание осуществляется со стороны 110 кВ. Трансформаторы работают параллельно на нагрузку 35 кВ и отдельно на нагрузку 10 кВ.

Токи КЗ в точке K_1 .

Расчет производится следующим образом:

Определяется начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ $I_{кз}^{(3)}$ по формуле (47):

$$I_{K}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10,86} = 6,11 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ $I_{K}^{(2)}$ определяется по формуле (49):

$$I_{K}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,11 = 5,29 \text{ кА};$$

ударный ток определяется по формуле (48):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 6,11 = 15,73 \text{ кА}.$$

Токи КЗ в точке K_2 .

Определяется начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ $I_{K}^{(3)}$:

$$I_{K}^{(3)} = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot (10,86 + 71,085) \cdot 38,5} = 2,42 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ $I_{K}^{(2)}$ определяется:

$$I_{K}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,4 = 2,096 \text{ кА};$$

ударный ток определяется :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,42 = 5,5 \text{ кА}.$$

Токи КЗ в точке K_3 .

Определяется начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ $I_{K}^{(3)}$:

$$I_{K}^{(3)} = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot (10,86 \cdot 71,085 + 89,269) \cdot 11} = 0,81 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ $I_{K}^{(2)}$:

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,81 = 0,698 \text{ кА};$$

ударный ток :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 0,81 = 1,89 \text{ кА}$$

5.3. Расчет рабочих токов

Рабочий ток находится по следующему выражению:

$$I_p = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (52)$$

Где $S_{НАГР}$ – мощность нагрузки, МВ·А;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, кВ;

I_p – рабочий ток, кА.

Для стороны 110 кВ рабочий ток определяется в пункте 4.3. и составляет 108 А.

Для стороны 35 кВ рабочий ток:

$$I_p = \frac{3,06}{\sqrt{3} \cdot 35} = 50,49 \text{ А}.$$

Для стороны 10 кВ рабочий ток:

$$I_p = \frac{12,306}{\sqrt{3} \cdot 10} = 710 \text{ А}.$$

Результаты расчетов рабочих токов и токов КЗ сводятся в таблицу 18.

Таблица 18– Результаты расчета токов КЗ

КЗ	$I_p, \text{кА}$	ТКЗ в максимальном режиме			ТКЗ в минимальном режиме		
		$I^{(3)}_K, \text{кА}$	$I^{(2)}_K, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I^{(3)}_K, \text{кА}$	$I^{(2)}_K, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
К ₁	0,108	6,11	5,29	15,73	5,2	4,5	13,38
К ₂	0,051	2,42	2,096	5,5	2,36	2,04	5,36
К ₃	0,71	0,81	0,698	1,89	0,696	0,603	1,624

6. ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники (ОПН), гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

6.1. Критерии выбора электрооборудования

Выбор выключателей проводится в соответствии с [7,8].

Выключатели выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Для того чтобы проверить выключатель на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (53)$$

где B_k – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

I_k – ток трехфазного короткого замыкания, кА ;

$t_{отк}$ – время отключения, с ;

T_a – постоянная аппериодичности, с .

Время отключения ($t_{отк}$) находим из выражения:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (54)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с ;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с .

Принимают $t_{рз}=0,1 \text{ с}$, для $U_n = (35 \div 750) \text{ кВ}$;

$t_{ов}=0,05 \text{ с}$;

$t_{рз}=1,5 \text{ с}$, для $U_n = (6 \div 10) \text{ кВ}$;

$t_{ов}=0,05 \text{ с}$.

Выбор и проверка разъединителей проводится без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопrotивление нагрузки (Z_2) определяется по формуле

$$Z_2 = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{к}}, \quad (55)$$

где $Z_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0,1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_{\text{н}}^2}, \quad (56)$$

где $\sum S$ – суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_{\text{н}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (57)$$

где $\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм²;

$S = (4, 6, 10)$ мм² – площадь сечения провода;

l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец), м.

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, классу точности и проверяются по вторичной нагрузке.

Для защиты электрооборудования от перенапряжения целесообразно установить ограничители перенапряжений на напряжение 110кВ ОПН – 110 УХЛ1, на напряжение 35 кВ и 10 кВ ОПН – 35 и ОПН – 10 соответственно фирмы «АВВ- УЭТМ».

ВРУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению) и проверяют на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Проверка сечения шины на термическую стойкость к токам КЗ производится по выражению:

$$Q_{\min} = \frac{\sqrt{Вк}}{C}, \quad (58)$$

где C – для алюминиевых шин, $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Проверка по условию короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см, определяемой так:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (60)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (61)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (62)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие:

$$1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0 \quad (63)$$

В некоторых конструкциях ОРУ 35 кВ и выше часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами. Согласно ПУЭ [11] выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{ДОП}}, \quad (64)$$

6.2. Выбор электрооборудования на ОРУ 110кВ

6.2.1. Выбор выключателей

Расчет теплового импульса производится по формулам (53) и (54):

$$W_K = 6,11^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 6,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 19 – Выбор выключателя на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_P = 108 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_P \leq I_{\text{НОМ}}$
$I^{(3)}_K = 6,11 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТК}} = 40 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{\text{ОТК}}$
	$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$i_y = 15,73 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{ДИН}}$
$W_K = 6,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K \leq (I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}})$

На стороне 110 кВ выбираем элегазовые выключатели типа ВЭБ-110-40/2500 У1 с пружинным приводом типа ППрА-2000.

6.2.2. Выбор разъединителей

Таблица 20 – Выбор разъединителей на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_p = 108 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_p \leq I_{НОМ}$
$I^{(3)}_K = 6,11 \text{ кА}$	$I_{ТЕР} = 31,5 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ТЕР}$
$B_K = 6,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq (I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР})$

Выбираем РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 ХЛ1-разъединители наружной установке трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с ручным приводом ПР-90/180ЛП-ХЛ1.

6.2.3. Выбор измерительных трансформаторов

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

На стороне 110 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ – измерение тока в одной из фаз ВЛ.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 21 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка измерительного трансформатора, В·А	
			Тока	Напряжения

Линия				
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-
Трансформатор				
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-

По формулам (55), (56), (57) определяем сопротивление нагрузки: для трансформатора тока на ОРУ 110 кВ принимаем контрольный кабель сечением 4 мм²:

$$Z_2 = \frac{0,5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,636 \text{ Ом.};$$

Для встроенного трансформатора тока принимаем контрольный кабель сечением 4 мм²:

$$Z_2 = \frac{0,5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,636 \text{ Ом,}$$

где $l = 80$ метров для РУ 110 кВ.

Таблица 22 – Проверка выбранных трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
ТРГ-110	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}$	110 кВ	110 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утж}}$	1000 (600) А	108 А
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	212 (126) кА	15,73 кА
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	13872 (2028) кА ² ·с	6,72 кА ² ·с

Учет электроэнергии на ОРУ 110 кВ экономически нецелесообразен, так как потери в силовом трансформаторе можно рассчитать, а установка, двух измерительных трансформаторов напряжения, для подключения счетчиков, приведет к необоснованным расходам денежных средств.

6.2.4. Выбор ошиновки

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 108 А.

Принимаем гибкие шины АС 70/11, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 265$ А, диаметр провода $d = 11.4$ мм и жесткие шины трубчатого сечения с наружным диаметром $D = 16$ мм, внутренним - $d = 13$ мм, $I_{\text{доп}} = 295$ А.

По условию термической стойкости минимальное сечения определяется по формуле (58):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{6,72}}{91} \cdot 10^3 = 28,5 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится.

Проверка на корону: максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля определяется по формуле (59).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,69 \text{ кВ/см};$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению (60):

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,571 \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,57}} = 25,382 \text{ кВ/см};$$

где $D = 200$ см – расстояние между фазными проводами на ОРУ 110 кВ .

Условие (63) выполняется так как:

$$1,07 \cdot 25,82 < 0,9 \cdot 34,69;$$

$$27,63 < 31,22, \text{ т.е. провода коронировать не будут.}$$

6.3. Выбор электрооборудования на ОРУ 35 к В

6.3.1. Выбор выключателей приведен в таблице 22.

Расчет теплового импульса равен:

$$B_K = 2,36^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,02) = 0,993 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 23 – Выбор выключателей на ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_P = 51 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_P \leq I_{НОМ}$
$I^{(3)}_K = 2,36 \text{ кА}$	$I_{ОТК} = 12,5 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ОТК}$
	$I_{ВКЛ} = 35 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ВКЛ}$
$I_y = 5,36 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 35 \text{ кА}$	$I_y \leq i_{ДИН}$
$B_K = 0,993 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq (I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР})$

На стороне 35 кВ выбираем элегазовые выключатели типа ВГБ-35-12,5/1000 У1.

6.3.2. Выбор разъединителей

Таблица 24 – Выбор разъединителей на ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_P = 51 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_P \leq I_{НОМ}$
$I^{(3)}_K = 2,36 \text{ кА}$	$I_{ТЕР} = 31,5 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ТЕР}$
$B_K = 0,993 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq (I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР})$

Выбираем РНДЗ.1-35/1000ХЛ1 и РНДЗ.2-35/1000ХЛ1- разъединители трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с ручным приводом ПР-ХЛ1.

6.3.3. Выбор ошиновки

Наибольший рабочий ток на шинах 35 кВ $I_P = 51 \text{ А}$.

Принимаем гибкие шины АС 35/6,2, допустимый ток которых 175 А, диаметр провода равен 8,4 мм и жесткие шины трубчатого сечения с наружным диаметром $D = 16 \text{ мм}$, внутренним - $d = 13 \text{ мм}$, $I_{ДОП} = 500 \text{ А}$.

По условию термической стойкости минимальное сечения определяем по формуле (58):

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{0,993}}{91} \cdot 10^3 = 10,95 \text{ мм}^2,$$

Проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА, а также проверка на корону проводов 35 кВ не производится.

6.3.4. Выбор измерительных трансформаторов

На стороне 35 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

на шинах - измерения напряжение, вольтметром для измерения междуфазного и вольтметром с переключением для измерения трех фазных напряжений;

на стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощности, технический учет активной и реактивной электроэнергии;

на линии – измерение тока в одной из фаз, технический учет активной электроэнергии;

на секционном выключателе - измерение тока в одной из фаз.

Таблица 25 – Измерительные приборы и приборы учета

Вид оборудования, измерительные приборы	Тип	Класс точности	Нагрузка измерительного трансформатора, В·А	
			Тока	Напряжения
Шины				
Вольтметр	Э-335	1,0	-	2
Трансформатор				
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
Варметр	Д-304	1,5	0,5	2
Ваттметр рег.	Н-395	1,5	10	10

Варметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Итого			21,5	23,5
Линия				
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-
Ваттметр рег.	Н-395	1,5	10	10
Итого			10,5	10
Секционный выключатель				
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-

Определяется сопротивление нагрузки:

Для трансформатора тока, встроенного в силовой трансформатор принимаем контрольный кабель сечением 10 мм²

$$Z_2 = \frac{21,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 75}{10} = 1,17 \text{ Ом};$$

Для трансформатора тока, встроенного в линейный выключатель принимаем контрольный кабель сечением 4 мм²

$$Z_2 = \frac{10,5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 1 \text{ Ом};$$

Для трансформатора тока, встроенного в секционный выключатель принимаем контрольный кабель сечением 4 мм²

$$Z_2 = \frac{0,5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,6 \text{ Ом},$$

где $l = 75$ метров для РУ 35 кВ.

Таблица 26 – Выбор измерительных трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ТРГ-35	ТРГ-35
$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
$I_P = 51 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 150 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 150 \text{ А}$

$B_K = 0,993 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 t_{\text{ТЕР}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 t_{\text{ТЕР}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 1,17 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	-
$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	-	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$
$Z_2 = 0,6 \text{ Ом}$		

Для питания цепей напряжения выбираем трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1. Номинальная мощность в классе точности 1 $S_{\text{НОМ}} = 250 \text{ В} \cdot \text{А}$ что больше $23,5 \cdot 4 = 94 \text{ В} \cdot \text{А}$ (4 ячейки).

6.4. Выбор оборудования 10 кВ

Комплектные распределительные устройства 10 кВ имеют два конструктивных исполнения в зависимости от установки аппаратов ВН: в выкатном исполнении (КРУ, в которых аппарат ВН расположен на выкатной тележке) и в дистанционном исполнении (КСО и КРУН). Достоинствами КРУН являются: возможность быстрой замены аппарата резервным, установленным на тележке, вдвигаемой в ячейку вместо аппарата, подлежащего осмотру или ремонту; компактность устройств.

Расчет теплового импульса:

$$B_K = 0,696^2 \cdot (1,5 + 0,05 + 0,03) = 0,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 27 - Выбор КРУН

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	К-59	
$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{р}} = 710 \text{ А}$	$I_{\text{НОМшин}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{НОМшин}}$
$I_{\text{рфид}} = 585 \text{ А}$	$I_{\text{НОМшкафов}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рфид}} \leq I_{\text{НОМшкафов}}$
$I^{(3)}_{\text{к}} = 0,696 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТК}} = 20 \text{ кА}$	$I^{(3)}_{\text{к}} \leq I_{\text{ОТК}}$
$i_{\text{уд}} = 1,624 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_K = 0,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 t_{\text{ТЕР}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq (I_{\text{ТЕР}}^2 t_{\text{ТЕР}})$

Принимаем выключатели: ВВ/TEL-10-12,5/1000 У2 – вакуумный выключатель.

Выбор ошиновки между трансформатором и КРУН:

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 710 А.

По табл. 7.35 [19] принимаем гибкие шины АС 240, допустимый ток которых 850 А.

По условию термической стойкости минимальное сечения по:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,1}}{91} \cdot 10^3 = 4 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится.

На стороне 10 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии аналогично стороне 35кВ.

6.5. Выбор ТСН

Рассчитаем нагрузку собственных нужд ПС. Исходные и расчетные данные представлены в табл. 28.

Таблица 28 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид Потребителя	Установленная мощность		Cosφ	Нагрузка	
	кВт*п	Всего		Р _{уст,кВ} т	Q _{уст,кВ} АР
Охлаждение ТДТН-10000/110	1×2	2	0.85	2	1.24
Подогрев С-35	5.3×7	37,1	1	37,1	-
Подогрев шкафов РЗА и СН	2×10	20	1	20	
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	-	50	1	50	-
Отопление, освещение, вентиляция УТБ-АБ	-	80	1	80	-

Отопление, освещение, вентиляция УТБ-СВ	-	30	1	30	-
Освещение ОРУ	2×2	4	1	4	-
Освещение коридоров КРУН	-	1	1	1	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	-	23	0.8	23	17.25
Прочие	-	10	1	10	-
Итого				310.3	18.49

Расчетная мощность нагрузки вычисляется как

$$S_{РАСЧ} = \kappa_C \cdot \sqrt{P^2_{УСТ} + Q^2_{УСТ}}, \quad (65)$$

где $S_{РАСЧ}$ - расчетная мощность нагрузки, кВ·А;

$\kappa_C=0,8$ – коэффициент спроса;

$P_{УСТ}$, $Q_{УСТ}$ – установленная активная, реактивная мощность нагрузки СН.

$$S_{РАСЧ} = 0.8 \cdot \sqrt{310.3^2 + 18.49^2} = 248.68 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетную мощность ТСН определяем как:

$$S_P = \frac{S_{РАСЧ}}{K_{\Pi}}, \quad (66)$$

где S_P - расчетная мощность ТСН;

$K_{\Pi} = 1,4$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

$$S_P = \frac{248.68}{1.4} = 178 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ-250/10 кВ·А.

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ТП 10/0,4 КВ

7.1. Выбор выключателей нагрузки

Выбираем выключатель нагрузки ВНР–10/630-10У3 с параметрами:

$$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}; I_{\text{пр.скв}}=25 \text{ кА}; i_{\text{пр.скв}}=45 \text{ кА}; I_{\text{тер}}=20 \text{ кА}; t_{\text{тер}}=3 \text{ с.}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_y=19,4 \leq i_{\text{пр.скв}}=45 \text{ кА.}$$

$$I_y=11,2 \leq I_{\text{пр.скв}}=25 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость действию токов КЗ:

$$B_k=7,14 \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_k=I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}}+T_a)=10,1^2 \cdot (0,06+0,01)=7,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=20^2 \cdot 3=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель нагрузки соответствует всем требованиям.

7.2. Выбор плавких предохранителей

Выбираем плавкий предохранитель ПКЭ108-10-80-12,5У3 (кварцевый для защиты трансформаторов): $U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}; I_{\text{откл.ном}}=12,5 \text{ кА.}$

Ток плавкой вставки определяется отстройкой от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{н.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{ном.тр}}, [25]$$

где $I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{н.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 2 \cdot 36,4 = 72 \text{ А.}$$

Принимаем плавкую вставку на номинальный ток $I_{н.в.}=80$ А.

Проверка по отключающей способности:

$$I_{пт} = 10,1 \leq I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$$

7.3. Выбор автоматических выключателей на 0,4 кВ.

Выбираем автоматические выключатели серии ВА-55 с комбинированными расцепителями (тепловой и электромагнитный расцепители максимального тока). Характеристика защиты трёхступенчатая.

Выбор автоматических выключателей:

1. По условиям нормального режима

$$U_{нв} \geq U_{ср.н.},$$

где $U_{нв}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ.

2. По условию соответствия максимальному рабочему току $I_{раб.мах}$:

$$I_{расц} \geq I_{раб.мах},$$

где $I_{расц}$ – номинальный ток расцепителя.

3. По условию стойкости при КЗ.

$$I_{к\text{ мах}} \geq I_{ном\text{ откл}},$$

где $I_{ном\text{ откл}}$ - номинальный ток отключения аппарата, кА.

$I_{к\text{ мах}}$ – ток короткого замыкания максимальный, кА.

Выключатели выбираются так, чтобы значение ПКС (предельная коммутационная способность) электродинамической и термической стойкости выключателей были не менее соответствующих параметров КЗ в месте их установки.

4. По условию селективности ток срабатывания отсечки автоматических выключателей отходящих линий 0,4 кВ не должен превышать значение:

$$I_{co} \leq I_k^{(1)} / k_{\text{ч}} ;$$

где $I_k^{(1)}$ - ток однофазного КЗ,

$k_{\text{ч}}=3$ - коэффициент чувствительности защиты [25].

Выбираем автоматический выключатель за трансформатором (ТП–3): выключатель выбирается по номинальному току трансформатора, с учетом допустимой послеаварийной перегрузки на 40%.

$$I_{\text{ном.тр.}}=914\text{А(на стороне 0,4кВ)} [25],$$

$$914 \cdot 1,4 = 1274\text{А.}$$

Выбираем выключатель ВА–55–41 с параметрами:

$$I_{\text{н.а.}}=1600\text{ А, } I_{\text{н.р.}}=1600\text{ А, } \frac{I_{\text{с.о.}}}{I_{\text{н.р.}}}=4, \text{ ПКС}=57\text{ кА, } t_{\text{с.п.}}=0,2\text{ с.}$$

Проверка на коммутационную способность:

$$I_{\text{ном.отк}}=57\text{ кА} > I_k^{(3)}=9,8\text{ кА.}$$

Выбор уставок расцепителя:

$$k_p \cdot I_{co} \geq I_{\text{пик}} \cdot k_n$$

где $k_p=0,8$ –коэффициент разброса защитной характеристики [25],

I_{co} –ток срабатывания отсечки, А.

$I_{\text{пик}}$ –пиковый ток, А.

$k_n=1,2$ –коэффициент надёжности [25].

$k_p \cdot I_{co} = 0,8 \cdot 4000 = 3200\text{ А} \geq I_{\text{пик}} \cdot k_n = 1274 \cdot 1,2 = 1528\text{ А}$ –условие выполняется.

$$I_{\text{сп}}=1,25 \cdot I_{\text{н.р.}}=1,25 \cdot 1600=2000\text{А.}$$

$$\frac{I_{\text{с.п.}}}{I_{\text{раб.}}} = \frac{2000}{1274} = 1,6 \geq 1,3 \text{–условие выполняется.}$$

Проверка на чувствительность:

$$\frac{I_k^{(3)}}{I_{нр}} = \frac{9500}{1600} = 5,9 \geq 3 - \text{условие выполняется.}$$

где I_k^3 – ток трехфазного к. з. на шинах низкого напряжения ТПЗ.

Выбранный автомат удовлетворяет всем необходимым условиям.

Выбираем выключатель на отходящих от ТП–3 линиях:

Выбираем выключатель ВА–51–37 с параметрами:

$$I_{н.а.} = 400 \text{ А}, I_{н.р.} = 400 \text{ А}, \frac{I_{с.о.}}{I_{н.р.}} = 6 \text{ А}, \text{ ПКС} = 40 \text{ кА}, t_{с.п.} = 0,2 \text{ с}$$

Условия нормального режима работы:

$$I_{н.р.} = 400 \text{ А} > I_{раб.} = 271 \text{ А}$$

Проверка на коммутационную способность:

$$I_{ном.отк} = 40 \text{ кА} > I_k^{(3)} = 5,7 \text{ кА}$$

Выбор уставок расцепителя:

$$k_p \cdot I_{со} \geq I_{пик} \cdot k_n$$

где $k_p = 0,8$ – коэффициент разброса защитной характеристики,

$I_{со}$ – ток срабатывания отсечки,

$$I_{пик} = 271 \text{ А}$$

$k_n = 1,2$ – коэффициент надёжности.

$$k_p \cdot I_{со} = 0,8 \cdot 6000 = 4800 \text{ А} \geq I_{пик} \cdot k_n = 271 \cdot 1,2 = 325 \text{ А} - \text{условие выполняется.}$$

$$I_{сп} = 1,25 \cdot I_{н.р.} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ А}$$

$$\frac{I_{с.п.}}{I_{раб.}} = \frac{500}{325} = 1,6 \geq 1,3 - \text{условие выполняется.}$$

Проверка на чувствительность к однофазному току к.з.:

$$\frac{I_k^{(1)}}{I_{нр}} = \frac{1203}{400} = 3,1 \geq 3 - \text{условие выполняется.}$$

где I_k^1 – ток однофазного к. з. в конце линии Л1 (в самой удалённой точке).

Выбранный автомат удовлетворяет всем необходимым условиям.

7.4 Выбор разъединителей

Устанавливаем разъединитель РЕ-19-41 – предназначен для нечастых коммутаций без тока электрических цепей до 1кВ.

$U_{ном} = 0,4$ кВ; $I_{ном} = 1000$ А; $I_{пр.скв} = 85$ кА; $I_{тер} = 20$ кА; $t_{тер} = 4$ с.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_y = 19,4 \leq I_{пр.скв} = 85 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость действию токов КЗ:

$$B_k = 7,4 \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 9,8^2 \cdot (0,05 + 0,081) = 7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем необходимым условиям.

8. ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ПОСТОЯННОГО ТОКА

На реконструируемой подстанции "Силикатная" в связи с большим количеством выключателей на сторонах 110 и 35 кВ используем постоянный оперативный ток от одной свинцово-кислотной аккумуляторной батареи типа СК с номинальным напряжением 220 В.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режимах постоянного подзаряда. В этом режиме питание нагрузки осуществляется от выпрямительных подзарядных устройств, которые включены в сеть переменного тока. Аккумуляторная батарея при этом нагрузки не несет, а сама потребляет некоторый ток для компенсации саморазряда. При появлении значительной кратковременной (1—2 с) нагрузки аккумуляторная батарея принимает ее на себя.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается – 0,5 ч.

8.1. Расчет аккумуляторных батарей

Выбор аккумуляторной батареи производим по методике, изложенной в [20].

Определяют расчетные нагрузки на батарею. Аварийная длительная нагрузка $I_{ав. дл}$ складывается из постоянной нагрузки электроприемников системы управления, нагрузки аварийного освещения.

Аварийную кратковременную (толчковую) нагрузку $I_{ав. кр}$ определяют суммированием длительной аварийной нагрузки и токов, потребляемых приводом наиболее мощного выключателя.

Рассчитываем количество элементов батареи:

- основных, присоединяемых в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = U_{ш}/U_{пз}, \quad (67)$$

где $U_{ш} = 230$ В - напряжение на шинах;
 $U_{пз} = 2,15$ В - напряжение на элементе в режиме подзаряда;
 - общее:

$$n_{\Sigma} = U_{ш}/U_p, \quad (68)$$

где $U_p = 1,75$ В - напряжение на элементе в конце аварийного разряда;
 - добавочных

$$n_{доб} = n_{\Sigma} - n_0. \quad (69)$$

Исходя из длительной аварийной нагрузки, определяют емкость батареи:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{ав.дл} / I_{p(N=1)}, \quad (70)$$

где 1,05 - коэффициент запаса;

$I_{ав.дл}$ - длительная аварийная нагрузка, А;

$I_{p(N=1)} = 2$ А - ток разряда аккумулятора первого номера (определен по рис. 8. 16 [20] при температуре электролита $\theta = 10^{\circ}\text{C}$).

Намеченный аккумулятор проверяют по току кратковременной аварийной нагрузки, который не должен превосходить максимально допускаемый (пятисекундный) разрядный ток. Последний в 2,5 раза больше тока одночасового разряда, что для аккумулятора типа СК составит $46N$. Тогда условие проверки по току кратковременного аварийного разряда запишется следующим образом:

$$I_{ав.кр} \leq 46 \cdot N. \quad (71)$$

Выполняют проверку батареи по допускаемому напряжению ($U_{ш. доп}$) в условиях аварийной кратковременной нагрузки. По условию надежной работы приводов выключателей с учетом потерь напряжения в питающем кабеле (до 5 %) $U_{ш. доп} = 85 \% U_{ном}$ (таблица 8. 1 [20]). Для этого значения по

кривой 1 рис. 8. 17 [20] определяем максимально допускаемую (по напряжению) кратковременную аварийную нагрузку ($I_{p(N=1)}=45$ А) и сравнивают ее с расчетной, приведенной к первому номеру:

$$I_{p(N=1)} \geq \frac{I_{ав.кр}}{N}. \quad (72)$$

Подзарядное устройство основных элементов в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку $I_{пост}$ и подзаряжает батарею. Ток подзаряда принимают равным $0,15N$; тогда расчетный ток подзарядного устройства основных элементов батареи будет равен:

$$I_{ПЗУ} = I_{пост} + 0,15N. \quad (73)$$

Расчетное напряжение подзарядного устройства

$$U_{ПЗУ} = U_{пз} \cdot n_0. \quad (74)$$

Добавочные элементы в нормальном режиме нагрузки не несут. Поэтому расчетный ток их подзарядного устройства равен только току подзаряда:

$$I_{ПЗУ. доб} = 0,05N. \quad (75)$$

Расчетное напряжение:

$$U_{ПЗУ. доб} = U_{пз} \cdot n_{доб}. \quad (76)$$

Выбор зарядного устройства выполняют по расчетным значениям тока и напряжения в режиме заряда батареи.

Расчетный ток зарядного устройства:

$$I_{зу} = I_{пост} + 5N; \quad (77)$$

Расчетное напряжение (в конце заряда)

$$U_{зу} = U_3 \cdot n_{\Sigma}. \quad (78)$$

где $U_3 = 2,75$ В - напряжение на элементе в конце заряда.

Расчет нагрузки сведен в таблицу 29. При этом за наиболее мощную толчковую нагрузку принимаем включение наиболее мощного выключателя (привода ШПЭ-38) - С-35-2000-50Б. Нагрузки приемников определены приближенно по [7].

Таблица 29 – Расчетная нагрузка

Приемники	Число	Р _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{расч} , А	I _{пуск} , А	Расчетная аварийная нагрузка, А	
						длительная	кратковременная
Постоянная нагрузка	-	-	-	25	-	25	25
Аварийное освещение	-	-	-	130	-	130	-
Преобразовательный агрегат связи	1	7,2	32	30	100	30	100
Привод ШПЭ-38 выключателя С-35-2000-50Б	1	-	244	-	-	-	244
Расчетные величины						185	369

Количество элементов батареи:

- основных, присоединяемых в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = U_{ш}/U_{пз} = 230/2,15 = 108.$$

общее: $n_{\Sigma} = U_{ш}/U_p = 230/1,75 = 130.$

добавочных: $n_{доб} = n_{\Sigma} - n_0 = 130 - 108 = 22.$

Типовой номер батареи:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{ав.дл} / I_{p(N=1)} = 1,05 \cdot 185 / 21 = 9,25,$$

принимаем ближайший больший типовой номер $N=10$ (СК-10).

Проверяем СК-10 по условию (69):

$$I_{ав.кр} = 369 \text{ A} \leq 46 \cdot N = 46 \cdot 10 = 460 \text{ A}.$$

Проверка батареи по допускаемому напряжению ($U_{ш. доп}$) в условиях аварийной кратковременной нагрузки.

$$I_{p(N=1)} = 45 \text{ A} \geq \frac{I_{ав.кр}}{N} = \frac{369}{10} = 36,9 \text{ A}.$$

Таким образом, окончательно принимаем СК-10.

Расчетный ток подзарядного устройства основных элементов батареи будет равен:

$$I_{ПЗУ} = I_{пост} + 0,15 \cdot N = 25 + 0,15 \cdot 10 = 26,5 \text{ A}.$$

Расчетное напряжение подзарядного устройства:

$$U_{ПЗУ} = U_{пз} \cdot n_0 = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}.$$

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80.

Расчетный ток подзарядного устройства добавочных элементов:

$$I_{ПЗУ. доб} = 0,05N = 0,05 \cdot 10 = 0,5 \text{ A}.$$

Расчетное напряжение:

$$U_{ПЗУ. доб} = U_{пз} \cdot n_{доб} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН-13, которое поставляется комплектно с панелью автоматического регулирования напряжения типа ПЭХ-9045-00А2.

Расчетный ток зарядного устройства:

$$I_{3y} = I_{\text{пост}} + 5N = 25 + 5 \cdot 10 = 75 \text{ А.}$$

Расчетное напряжение (в конце заряда):

$$U_{3y} = U_3 \cdot n_{\Sigma} = 2,75 \cdot 130 = 356 \text{ В.}$$

Выбираем зарядный агрегат, состоящий из генератора постоянного тока типа П-82 ($P_{\text{ном}}=22$ кВт, $U_{\text{ном}}=270$ В, $I_{\text{ном}}=82$ А) и асинхронного двигателя типа ВАО-72-2 ($P_{\text{ном}}=30$ кВт) [7].

Щит постоянного тока собран из комплектных панелей постоянного тока. Шины щита разделены на две (I и II) секции. Подключение электроприемников и источников питания осуществляется через автоматические выключатели серий АЗ733С и АК63. Эти автоматические выключатели выполняют функции коммутационных аппаратов и защищают присоединения ЩПТ от КЗ. Щит оборудован устройствами мигающего света УМС, контроля изоляции УКИ и контроля уровня напряжения УКН.

ВАЗП-380/260-40/80 питается от трехфазной сети собственных нужд напряжением 380/220 В. Его выходные параметры: номинальное выпрямленное напряжение 380 – 260 В, номинальный выпрямленный ток 40 – 80 А. Агрегат собранный на полупроводниковых (кремниевых) элементах, предназначен для питания установок постоянного тока на подстанциях всех категорий и может быть применен для зарядки АБ, а также для формовки отдельных аккумуляторов. Потребляемая агрегатом мощность из сети переменного тока (стабилизация напряжения 260 – 380 В) 17 кВт, в режиме (стабилизация напряжения 220 – 260 В) – 23 кВт. Коэффициент мощности устройства $\cos \varphi$ равен 0,86; КПД – 90%.

9. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

9.1. Виды защиты трансформаторов

При проектировании устройств релейной защиты трансформатора должны быть рассмотрены все возможные виды его повреждений и ненормальных режимов:

многофазные замыкания в обмотках и на выводах;

однофазные замыкания в обмотках (включая витковые) и на выводах;

внешние короткие замыкания;

перегрузка обмоток;

возгорание масла;

понижение уровня масла;

Защитой от всех видов коротких замыканий и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках, является продольная дифференциальная токовая защита.

В защите используются реле типа ДЗТ-11. Реле серии ДЗТ –11 характеризуется наличием тормозной обмотки в НТТ (насыщающегося трансформатора тока) реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте (или от суммарного тока в одной группе комплектов) трансформаторов тока.

Для защиты от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа используется газовая защита.

8.2. Расчет дифференциальной токовой защиты

Определяются номинальные токи обмоток трансформатора, соответствующие его проходной мощности

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.110}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А}$$

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

$U_{\text{В}}$ - номинальное напряжение обмотки ВН

Номинальный ток обмотки СН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.35}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{С}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 150 \text{ А}$$

где $U_{\text{С}}$ - номинальное напряжение обмотки СН

Номинальный ток обмотки НН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.10}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525 \text{ А},$$

где $U_{\text{Н}}$ - номинальное напряжение обмотки НН

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.В}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{СХ}}}{K_{\text{I}}}, \quad (79)$$

где $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

K_{I} – коэффициент трансформации ТТ.

Вторичные токи в плечах защиты определенные по формуле (79):

$$I_{\text{ном.В.110}} = \frac{50,5 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 4,47 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.В.35}} = \frac{155 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 3,97 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.В.10}} = \frac{525 \cdot 1}{800/5} = 3,28 \text{ А}$$

Тормозную обмотку целесообразно включить на сумму токов трансформаторов тока, установленных на сторонах среднего и низшего напряжений, так как при подключении тормозной обмотки только к трансформаторам тока, установленным на одной из сторон (среднего или низшего напряжения) защищаемого трансформатора, определяющим условием для выбора тока срабатывания защиты остается отстройка от внешнего КЗ. Минимальный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{с.з.мин} = 1,5 \cdot I_{ном110}, \quad (80)$$

$$I_{с.з.мин} = 1,5 \cdot 50,2 = 75,31 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле на основной стороне определяется:

$$I_{ср.р.осн.} = \frac{I_{ср.з.мин} \cdot K_{сх}}{K_I} \quad (81)$$

$$I_{ср.р.осн.} = \frac{75,31 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 6,52 \text{ А}$$

Определяются числа витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны 110 кВ (стороны с наибольшим вторичным током в плече защиты) и для других сторон – 35 и 10 кВ, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты. Расчеты производятся по формулам:

$$\omega_{осн.расч.} = \frac{F_{ср.р.}}{I_{ср.р.осн}}, \quad (82)$$

где $F_{ср.р.}$ – магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, по данным за вода $F_{ср.р} = 100 \text{ А}$.

$$\omega_{\text{осн.расч.}} = \frac{100}{6,56} = 15,24$$

Принимается число витков обмотки НТТ реле для основной стороны $\omega_{\text{осн.}} = \omega_{11\text{ур}} = 15$ витков.

Число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 35 кВ:

$$\omega_{\text{Прасч.}} = \omega_{\text{осн.}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.В.110}}}{I_{\text{НОМ.В.35}}} = 15 \cdot \frac{4,47}{3,97} = 18,84$$

Принимается число витков обмотки НТТ реле для стороны 35 кВ

$\omega_{\text{I}} = \omega_{1\text{ур}} = 19$ витков.

Число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 10 кВ:

$$\omega_{\text{Прасч.}} = \omega_{\text{осн.}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.В.110}}}{I_{\text{НОМ.В.10}}} = 15 \cdot \frac{4,47}{3,28} = 18,62$$

Принимается число витков обмотки НТТ реле для стороны 10 кВ

$\omega_{\text{II}} = \omega_{1\text{ур}} = 19$ витков.

Принимаются к использованию следующие числа витков: $\omega_{11\text{ур}} = 15$ витков, что соответствует минимальному току срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.мин}} = (100/15) \cdot ((100/5)/\sqrt{3}) = 76,9 \text{ А,}$$

и $\omega_{1\text{ур}} = 19$ витков.

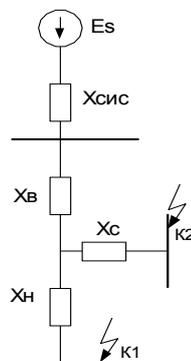


Рисунок 6 - Схема замещения

Первичный максимальный ток (в работе два трансформатора), проходящий через трансформатор при внешнем КЗ (см. п. 5.2.) в точке К1 (схема замещения для расчета тока внешнего КЗ приведена на рис. 6):

$$I_{k.max} = \frac{Es}{\sqrt{3} \cdot (X_{сис} + X_{в} + X_{н})} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (10,86 + 142,17 + 89,269)} = 0,288 \text{ кА}$$

где E_s – ЭДС системы бесконечной мощности, В;

$X_{сис}$ – сопротивление системы;

$X_{в}$ – сопротивление обмотки ВН трансформатора, Ом;

$X_{н}$ – сопротивление обмотки НН трансформатора, Ом;

Определяется максимальный расчетный ток небаланса:

$$I_{нбрас.} = I_{k.max} \cdot \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + (\Delta U_{\alpha} \cdot k_{ток\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot k_{ток\beta}) + \left| \frac{\omega_{1расч} - \omega_1}{\omega_{1расч}} \cdot k_{ток1} + \frac{\omega_{11расч} - \omega_1}{\omega_{11расч}} \cdot k_{ток1} \right. \right) \quad (83)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим для ДЗТ –11 =1;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, $k_{пер}=1$;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока;

ΔU_{α} , ΔU_{β} – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемые равными половине используемого диапазона регулирования на соответствующей стороне;

$k_{ток\alpha}$, $k_{ток\beta}$ - коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где производится регулирование напряжения, к току на стороне, где рассматривается КЗ;

$\omega_{Iрасч}, \omega_{IIрасч}$ – расчетные числа витков обмоток НТТ реле для не основных сторон;

$k_{ток1}, k_{ток11}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где используются соответственно числа витков ω_I, ω_{II} обмоток НТТ реле, к току на стороне где рассматривается КЗ.

$$I_{нб.расч.} = 288 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 0,5 + 0,05 \cdot 0,5 + \left(\frac{15,34 - 15}{15,34} \cdot 0,5 - \frac{15,64 - 16}{15,64} \cdot 1 \right)) = 55,55 \text{ А}$$

Рассчитывается число витков тормозной обмотки НТТ реле:

$$\omega_{расч.торм} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб.расч.} \cdot \omega_{раб.расч.}}{I_{торм} \cdot \text{tg } \alpha}, \quad (84)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k_{отс} = 1,5$:

$I_{торм}$ – результирующий ток в тормозной обмотке, определяется:

$$I_{торм} = I_{торм.нн} - I_{торм.сн} \cdot \frac{I_{сн,в}}{I_{нн,в}}, \quad (85)$$

где $I_{торм.нн}, I_{торм.сн}$ – первичный тормозной ток соответственно на сторонах низшего и среднего напряжений при рассматриваемом внешнем КЗ на стороне низшего напряжения, приведенный к расчетной стороне.

$$I_{торм} = 288 - (288/2) \cdot (3,97/3,28) = 105,42 \text{ А}$$

$$\omega_{расч.торм} = (1,5 \cdot 55,55 \cdot 18,62) / (105,42 \cdot 0,75) = 19,02$$

Принимается $\omega_{расч.торм} = \omega_T = 19$ витков.

Минимальный коэффициент чувствительности при коротком замыкании в зоне защиты (торможение отсутствует) определяем по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{\text{к min}}^{(m)} \cdot K_{сxn}^{(m)}}{I_{сз} \cdot K_{сx}^{(3)}}, \quad (86)$$

где $I_{kmin}^{(m)}$ — минимальное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ рассматриваемого вида (m) в защищаемой зоне, приведенного к стороне основного питания;

$I_{сз}$ — ток срабатывания защиты, приведенного к стороне основного питания;

$K_{сxn}^{(m)}$ — коэффициент схемы, определяется видом повреждения (m), схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне (n) и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора:

$K_{сx}^{(3)}$ — коэффициент схемы для замыкания между тремя фазами.

$$k_{ч.MIN} = \frac{0,87 \cdot 288}{75,31} = 3,32 > 2,$$

То есть защита, выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает необходимый по ПУЭ, коэффициент чувствительности при питании со стороны 110 кВ.

Необходимо проверить коэффициент чувствительности защиты при питании со стороны 35 кВ. Для этого приводим двухфазный ток КЗ на стороне 10 кВ (см.табл.3) к напряжению питания через коэффициент трансформации силового трансформатора:

$$I_{K.MIN}^{(2)} = 2,04 \cdot \frac{11}{38,5} = 582,85 \text{ A.}$$

Определяем минимальный ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{582,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{300} = 16,82 \text{ A.}$$

Определяем минимальный коэффициент чувствительности:

$$k_{ч. MIN} = \frac{I_{C.P.}}{I_{C.P. OCH}} = \frac{16,82}{6,52} = 2,58 > 2,$$

Защита выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает требуемый ПУЭ коэффициент чувствительности при питании со стороны 35 кВ.

Как следует из приведенных расчетов, во всех рассмотренных случаях КЗ в защищаемой зоне как при отсутствии, так и при наличии торможения, защита выполненная с реле серии ДЗТ – 11 обеспечивает допустимый по ПУЭ коэффициент чувствительности.

9.3. Защита нулевой последовательности трансформатора.

Данная защита предусматривается для отключения присоединения при однофазных коротких замыканиях на стороне низкого напряжения и осуществляется путем включения трансформатора тока в нейтраль силового трансформатора. Защита нулевой последовательности представлена на рисунке 7.

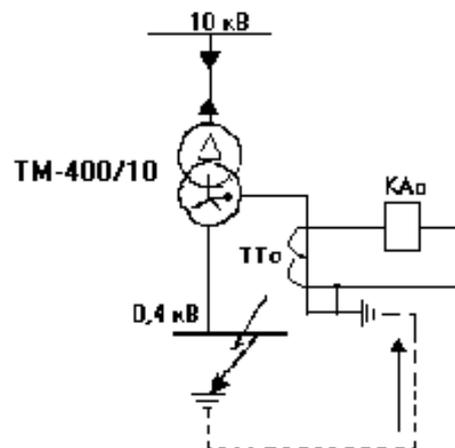


Рисунок 7 - Защита нулевой последовательности

Ток срабатывания реле выбирается по условию надежной отстройки от максимально допустимого тока в заземленной нейтрали обмотки низкого напряжения трансформатора, составляющего при схеме соединения обмоток треугольник - звезда Д / У₀.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СР.З.РАСЧ}} \geq K_{\text{ОТС}} * K_{\text{Д}} * K_{\text{П}} * I_{\text{НОМ.Т}}, \quad (87)$$

где $K_{\text{ОТС}} = (1.1 \div 1.2)$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{Д}} = 0,75$ - кратность допустимого тока в нейтрали [24] ,

$I_{\text{НОМ.Т}} = 910\text{А}$ - номинальный ток обмотки НН трансформатора[25],

$K_{\text{П}} = 1,4$ - коэффициент учитывающий возможную аварийную кратковременную перегрузку трансформатора по ГОСТ [25],

$$I_{\text{СР.З}} = 1.1 \cdot 0.75 \cdot 910 \cdot 1.4 = 1050 \text{ (А)};$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}}{I_{\text{СР.З}}}, \quad (88)$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}$ – минимальное значение тока короткого замыкания на сборных шинах 0.4 кВ подключенных к выводам защищаемого трансформатора, или непосредственно за автоматическим выключателем ввода.

$$I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)} = 5,03 \text{ кА (см. раздел "Расчет токов КЗ")};$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{5030}{1050} = 4,8, \text{ что удовлетворяет требованиям ПУЭ.}$$

$t_{\text{с.з.}} = 0,3-0,4\text{с}$ время срабатывания защиты[24].

8.3. Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или на отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями.

На трансформаторе ТДТН-10000/110 и его устройстве РПН типа РС-4/200 используется газовое реле соответственно типа РГЧЗ-66 и RS-1000.

9.5. Защита кабельной линии 10 кВ от однофазных замыканий на землю.

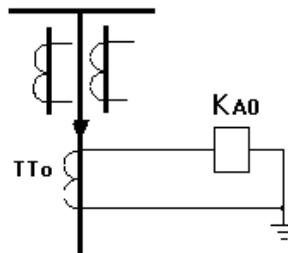


Рисунок 8 - Защита кабельной линии 10 кВ от однофазных замыканий на землю.

Первичный ток срабатывания защиты выбираем из условия несрабатывания защиты от броска собственного емкостного тока линии, при внешнем (за спиной) перемежающемся замыкании на землю:

$$I_{\text{ср.з.расч}} \geq K_{\text{отс}} * K_{\text{б}} * I_{\text{с}}, \quad (89)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки защиты, $K_{\text{отс}} = 1.1 \div 1.2$ [25];

$K_{\text{б}}$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока, $K_{\text{б}} = 2 \div 2.5$ [25];

$I_{\text{с}}$ – собственный емкостный ток линии, включая емкостный ток сети, получающей питание по защищаемой линии. Для кабельной линии:

$$I_C = I_{C0} \cdot m \cdot l, \quad (90)$$

где $I_{C0} = f(U_{НОМ}, F(\text{мм}^2))$ – емкостный ток 1 км кабеля, принимаем $I_{C0} = 0.52$ (А/км) [24].

m – число параллельных кабелей в линии, $m = 1$;

l – длина линии, $l = 1,48$ км;

$$I_C = 0.52 \cdot 1,48 \cdot 1 = 0,76 \text{ А};$$

$$I_{СР.З.РАСЧ.} = 0,69 \cdot 1,2 \cdot 2,5 = 2,3 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности защиты (с учетом 30% разброса):

$$K_{\text{ч}} = \frac{(I_{С.З.Σ\text{МИН}} - I_C - I_L)}{(1,3 * I_{СР.З.РАСЧ.})}; \quad (91)$$

где $I_{С.З.Σ\text{МИН}} = 10\text{А}$ - наименьшее реальное значение суммарного емкостного тока замыкания на землю;

I_L – значение тока, на который настроен дугогасящий реактор, в сети с изолированной нейтралью, $I_L = 0$;

$$K_{\text{ч}} = \frac{10 - 0,69}{1,3 * 2,3} = 3,1 > 2.$$

Так как $K_{\text{ч}} \gg 2$, то рекомендуется перейти на более грубую уставку.

Принимаем $I_{СР.З.} = 3$ (А), тогда

$$K_{\text{ч}} = \frac{10 - 0,69}{3 * 1,3} = 2,3, \text{ что удовлетворяет требованиям ПУЭ.}$$

9.6. Автоматическое включение резервного секционного выключателя.

Устройства АВР применяются в распределительных сетях и на подстанциях, имеющих два или более источника питания, но работающих по схеме одностороннего питания. На данном РП применяется местное АВР, все элементы которого установлены на данной подстанции. Характерной особенностью построения схемы местного АВР является подача команды на

включение выключателя резервного источника питания только с помощью специальных вспомогательных контактов (блок-контактов) выключателя рабочего питания, которые замыкаются при его отключении. Например, секционный выключатель В включится схемой АВР только после отключения рабочего выключателя В1 или В2 (Рисунок 9а).

В схеме (Рисунок 9б) имеется двигатель привода М, отключаемый конечным выключателем ВК. Для питания реле блокировки РБ предусмотрен выпрямитель. Выключатели В1 и В2 включены, В отключен. Готовность устройства АВР сигнализируется лампой ЛГ. Избиратель управления ИУ установлен в положении АВР. Реле минимального напряжения РН1-РН4 и реле блокировки РБ включены. Контакт пружинного привода В_{пр} замкнут.

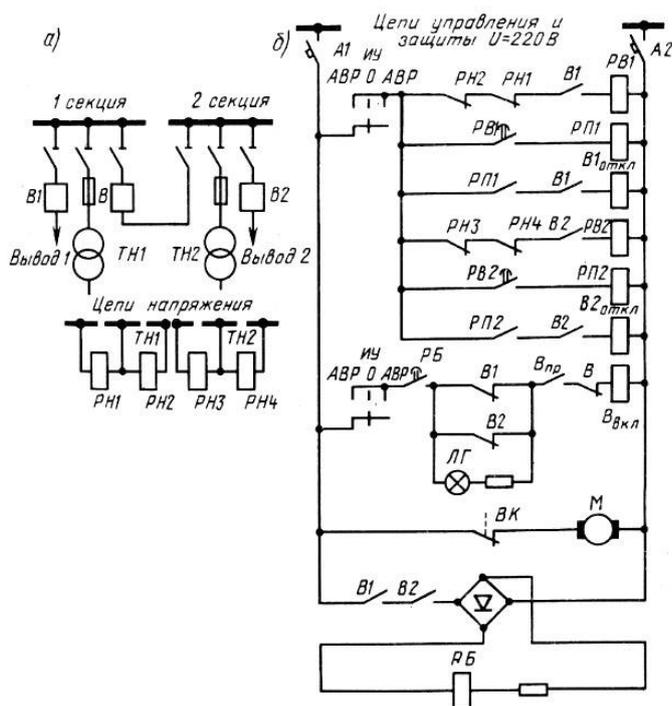


Рисунок 9 - Принципиальная схема АВР секционного выключателя на переменном оперативном токе

При исчезновении напряжения на первой секции срабатывают реле напряжения РН1 и РН2 и включают реле РВ1 от трансформатора напряжения ТН1. Реле РВ1 с выдержкой времени через промежуточное реле РП1 отключает выключатель В1, и его блок-контакт В1 включает электромагнит

включения $V_{вкл}$, чем освобождается пружина привода выключателя V , который, включаясь восстанавливает питание первой секции. Одновременно заводится двигатель M для последующих операций включения. Реле блокировки РБ обеспечивает однократность действия АВР, так как при отключении выключателей $V1$ или $V2$ реле РБ размыкает с выдержкой времени цепь включающего электромагнита $V_{вкл}$. При включении на К.З. секционный выключатель V отключится своей максимальной токовой защитой.

Рекомендуется принимать напряжение срабатывания минимальных реле напряжения: $U_{ср.} = (0,25-0,4)U_{ном.}$

Напряжение срабатывания максимальных реле напряжения определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{ср.} = U_{аб.мин.} (K_n * K_v * n_n), \quad (92)$$

где $K_n = 1.1-1.2$ – коэффициент надежности,[25];

K_v – коэффициент возврата реле,[25].

Пуск схемы местного АВР при снижении напряжения должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах.

Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения АВР должно выбираться:

1. По условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых к.з. могут вызывать снижения напряжения ниже принятого :

$$t_{ср.АВР} \geq t_1 + \Delta t ;$$

$$t_{ср.АВР} \geq t_2 + \Delta t ;$$

где t_1 - наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин ВН подстанций.

t_2 – то же для присоединений шин где установлен АВР.

Δt – степень селективности(0,6с).

2. По условию согласования действия АВР с другими устройствами противоаварийной автоматики узла (АПВ, АВР, делительной автоматики).

Действие АВР должно быть однократным. Однократность АВР обеспечивается использованием энергии предварительно поднятого груза или натянутых пружин в приводах выключателей, или энергии предварительно заряженных конденсаторов.

Для ускорения отключения выключателя резервного источника питания при включении на неустановившееся к.з. должно предусматриваться автоматическое кратковременное ускорение защиты. Выдержка времени ускоряемых защит не должна быть менее 0,5с.

10. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

10.1. Проверка и выбор заземления подстанции

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Продольные магистрали сетки укладываются вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные с переменным шагом ячейки, при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующих значений, м: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20.

Заземляющее устройство подстанции 110/35/10 кВ должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции:

$$S = 90 \cdot 54 = 4860 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле :

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (93)$$

где $I_{\text{к}}^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания ;

t – время протекания тока КЗ , равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя ,с ;

β - коэффициент , для стали равный 21;

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{5000^2 \cdot 0.2}{400 \cdot 21}} = 24,4 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор.} = \pi \cdot \delta_{ср.} \cdot (d_{пр.} + \delta_{ср.}) , \quad (94)$$

где $\delta_{ср.}$ - средняя глубина коррозии, мм, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{ср.} = a_k \cdot \ln^3 \cdot T + b_k \cdot \ln^2 \cdot T + c_k \cdot \ln \cdot T + d_k , \quad (95)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k - коэффициенты, зависящие от грунтовых условий;

$$\delta_{ср.} = 0,005 \cdot \ln^3 \cdot 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 \cdot 240 - 0,041 \cdot \ln \cdot 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм}$$

$$F_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (10 + 0,1) = 3,2 \text{ мм}^2$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$F_{мин.мех.} \leq S_{пр.в.} \geq F_{т.с.} + F_{кор.} ;$$

$$78,5 \leq 78,5 \geq 3,2 + 24,4$$

По результатам проверки подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции.

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей

сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6 * 6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a = 6$ м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. Определяется значение сопротивления одного вертикального заземлителя по формуле:

$$R_{\text{в1}} = \frac{\rho}{2\pi \cdot L} \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (96)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина электрода, м;

d – внешний диаметр электрода, м;

t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

Удельное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_1 = K_c \cdot \rho = 1.2 \cdot 50 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (97)$$

где $K_c = 1,2$ – коэффициент сезонности, учитывающий фактор высыхания грунта после замеров.

Принимаем к установке 20 вертикальных электродов диаметром 10 мм и длиной 5 метров. Определяется сопротивление одного электрода:

$$R_{\text{в1}} = \frac{60}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0.01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2.5 + 5}{4 \cdot 2.5 - 5} \right) = 23,8 \text{ Ом}$$

Сопротивление одного горизонтального электрода определяется по формуле:

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho}{2\pi \cdot L} \cdot \ln \frac{L^2}{d \cdot t}, \quad (98)$$

где d – диаметр проводника, м.

Определяется количество и длина горизонтальных заземлителей - 50 по 25 метров.

$$R_{гор} = \frac{60}{2\pi \cdot 25} \cdot \ln \frac{25^2}{0.01 \cdot 0.8} = 4,3 \text{ Ом}$$

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{стац} = \frac{R_{верт} \cdot R_{гор}}{\eta \cdot (n_{верт} \cdot R_{гор} + n_{гор} \cdot R_{верт})}, \quad (99)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, $\eta = 0,5$

$$R_{стац} = \frac{23.8 \cdot 4.3}{0.5 \cdot (20 \cdot 4.3 + 50 \cdot 23.8)} = 0,16 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{стац}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{стац} \cdot \alpha_{и} \quad (100)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (101)$$

где S - площадь используемая под заземлитель, $S = 4860 \text{ м}^2$.

$I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4860}}{(60 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,6$$

$$R_{\text{и}} = 0,16 \cdot 1,6 = 0,256 \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Результаты расчёта сравниваются с допустимым сопротивлением и делается вывод, что данный заземлитель проходит по сопротивлению растеканию.

6.2. Расчет и проверка молниезащиты подстанции

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита подстанции «Силикатная» от ударов молнии осуществляется тремя молниеотводами установленными на концевых опорах: ВЛ-110 кВ типа У110-4 высотой 29 + 5 метров и ВЛ-35 кВ типа У35-2 высотой 22 + 5 метров.

Так как используются несколько молниеотводов различной высоты, то зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов. Два молниеотвода рассматриваются как совместно действующие, если расстояние между любыми из стержней не превышает $4h$ для зоны A.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150м при расстоянии между молниеотводами, равном L , изображена на рис.10. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной, а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

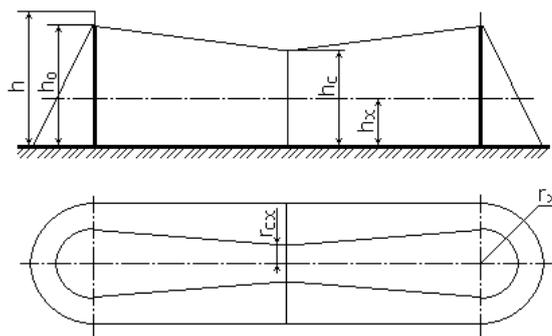


Рисунок 10 – Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

$$h_0 = 0.85 \cdot h, \quad (102)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (103)$$

$$h_c = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h); \quad (104)$$

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right). \quad (105)$$

где h_0 – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м ;

h – фактическая высота молниеотвода, м;

r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м;

h_c - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

L -расстояние между молниеотводами, м;

r_x —радиус зоны защиты на высоте h_x ;

h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

Расчет по формулам (102–105) производится для защиты объектов подстанции «Береговая», находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 11 м для порталов ОРУ 110кВ;
- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования.

Рассматривается зона защиты парных молниеотводов, установленных на опоре ВЛ-110 кВ (34 м) и на опоре ВЛ-35 кВ (27 м). Расстояние L между молниеотводами 80 метров.

Для молниеотвода высотой 34 метра:

$$h_0 = 0.85 \cdot h = 0,85 \cdot 34 = 29 \text{ м}$$

$$r_{01} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 34) \cdot 34 = 35 \text{ м}$$

$$h_{c1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) = 29 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 34) \cdot (80 - 34) = 20,7$$

Определяется r_x для зоны защиты на высоте h_x – 11 м, 8 м, 6 м.:

$$r_{x11} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 35 \left(1 - \frac{11}{29} \right) = 21,7 \text{ м}$$

$$r_{x12} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 35 \left(1 - \frac{8}{29} \right) = 25,34 \text{ м}$$

$$r_{x13} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_c} \right) = 35 \left(1 - \frac{6}{29} \right) = 27,75 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой 27 метра:

$$h_0 = 0.85 \cdot h = 0,85 \cdot 27 = 23 \text{ м}$$

$$r_{02} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 28 \text{ м}$$

$$h_{c1} = h_o - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) = 23 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (80 - 27) = 13.5 \text{ м}$$

Определяется r_x для зоны защиты на высоте h_x – 11 м, 8 м, 6 м.:

$$r_{x21} = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 28 \left(1 - \frac{11}{23} \right) = 14.6 \text{ м}$$

$$r_{x22} = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 28 \left(1 - \frac{8}{23} \right) = 18.2 \text{ м}$$

$$r_{x23} = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 28 \left(1 - \frac{6}{23} \right) = 20.7 \text{ м}$$

Значения h_c и r_{co} определяются как средние между соответствующими параметрами молниеотводов .

$$h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (13.5 + 20.7) / 2 = 17.1 \text{ м}$$

$$r_{co} = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (35 + 28) / 2 = 31.5 \text{ м}$$

Половина ширины зоны защиты r_{cx} на соответствующих уровнях над уровнем земли для молниеотводов различной высоты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{co} \frac{h_c - h_x}{h_c} \quad (106)$$

Для уровней 11; 8; 6 метров r_{cx} соответственно равны:

$$r_{cx11} = 31.5 \cdot (17.1 - 11) / 17.1 = 11.23 \text{ м}$$

$$r_{cx8} = 31.5 \cdot (17.1 - 8) / 17.1 = 16.7 \text{ м}$$

$$r_{cx6}=31,5 \cdot (17,1-6)/17,1 =20,44 \text{ м}$$

Аналогично производится расчет для парных молниеотводов высотами : 27 м – 27 м и высотами 27 м – 34 м и расстояниями - 19 и 80 метров соответственно.

Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 30.

Таблица 30- Габариты зоны защиты парных молниеотводов

Молние- отводы	Рас стояние, м	Ширина половины горизонтального сечения r_{cx} на высоте h_x , м		
		11	8	6
1-2	80,0	11,23	16,7	20,44
1-3	80,0	11,23	16,7	20,44
2-3	19,0	5,18	11,4	15,5

Из результатов расчета видно, что основное условие защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зоне защиты \underline{A} выполняется. Для всех попарно взятых молниеотводов $r_{cx} > 0$.

10.3. Расчет защитного заземления ТП

Заземление подстанций должно выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ. Заземляющее устройство подстанции принято общим для напряжений 10 и 0,4 кВ. Заземлению подлежат нейтрали и корпус трансформатора, а также все другие металлические части, могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции. На корпусе КТП имеются болты "заземления", к которым подключается внешнее заземляющее устройство.

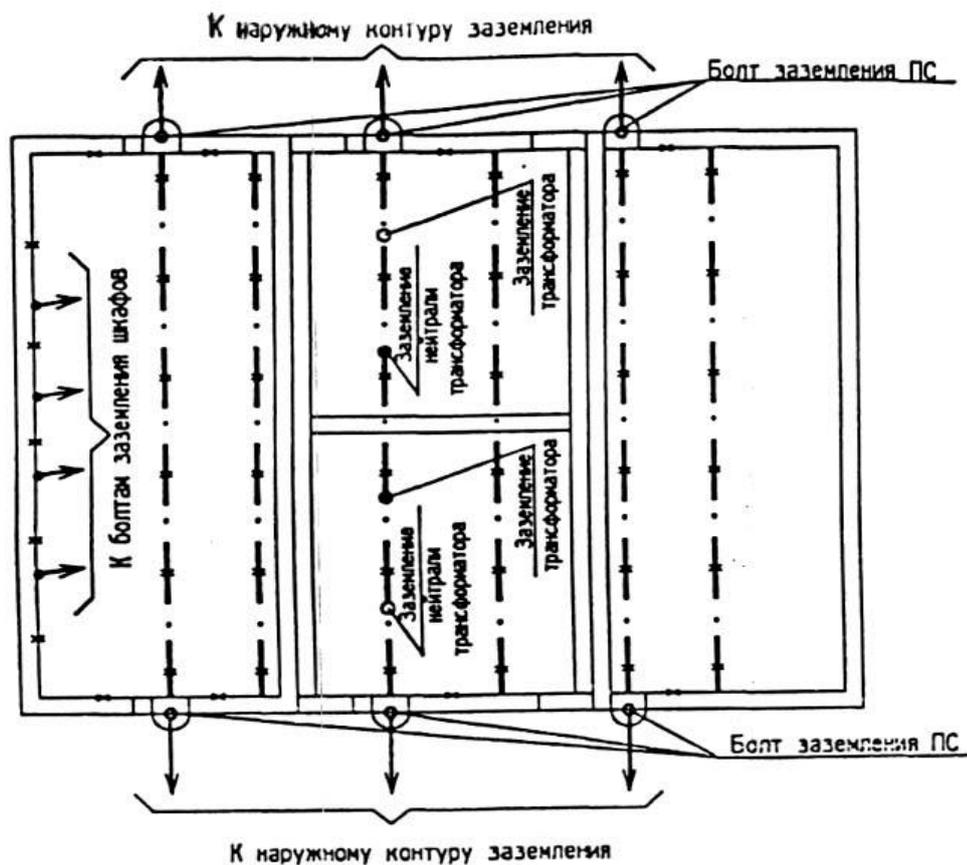
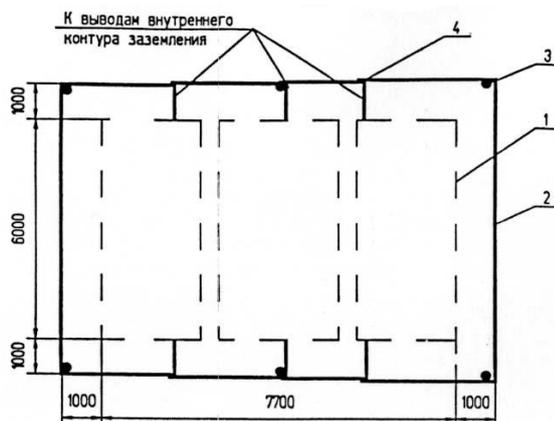


Рисунок 11 – Заземление КТП

Сопротивление заземляющего устройства принимается в соответствии с требованием ПУЭ глава 1.7 и должно быть не более 4 Ом.

Внешнее заземляющее устройство выполняется в виде контура вокруг здания, с применением вертикальных заземлителей. Заземлители выполняются из круглой стали: горизонтальные (контур) диаметром 10 мм, вертикальные - 16мм.



- 1 – КТП 10/0,4 кВ; 2 – горизонтальный заземлитель (сталь D=10мм);
3 - вертикальный заземлитель (сталь D=16мм); 4 – место сварки.

Рисунок 12 – Внешнее заземляющее устройство КТП

Защита электрооборудования от атмосферных перенапряжений осуществляется ОПН (или вентильными разрядниками), установленными на шинах 10 и 0,4 кВ.

Расчёт для трансформаторной подстанции ТП-1:

Ток однофазного замыкания на землю $I_3^{(1)}$ согласно ПУЭ принимаем 20А.

Заземление располагается с внешней стороны подстанции с расположением вертикальных электродов по периметру.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3} = \frac{125}{20} = 6,25 \text{ Ом}, \quad (107)$$

где U_3 – напряжение на заземлителе, согласно ПУЭ $U_3 = 125 \text{ В}$.

В соответствии с ПУЭ сопротивление заземляющего устройства со стороны 0,4кВ должно быть не более 4 Ом. Расчетной величиной является $R_3=4\text{Ом}$.

В качестве вертикальных заземлителей принимаем стальные стержни диаметром 16мм и длиной 3 м. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,6 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

Определяем расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$\rho_{p.g} = \rho_{уд} \cdot K_{п.г} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (108)$$

$$\rho_{p.в} = \rho_{уд} \cdot K_{п.в} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (109)$$

где $\rho_{уд}$ – удельное сопротивление грунта (суглинок) 100 Ом·м[14],

$K_{П.В}$ и $K_{П.Г}$ – повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов[14],

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа определяем по формуле:

$$R_{О.В.Э} = 0,27 \cdot \rho_{Р.В} = 0,27 \cdot 140 = 37,8 \text{ Ом.} \quad (110)$$

Определяем примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{И.В} = 0,64$ [12](отношение расстояния между электродами к их длине равно 1, ориентировочное число вертикальных электродов 12):

$$N = \frac{R_{О.В.Э}}{K_{И.В} \cdot R_{И}} = \frac{37,8}{0,64 \cdot 4} = 14,7 \approx 14. \quad (111)$$

Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов:

$$R_{Р.Г.Э} = \frac{\rho_{Р.Г}}{K_{И.Г} \cdot 2\pi l} \ln \frac{l^2}{dt} = \frac{200}{0,31 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} \ln \frac{50^2}{0,012 \cdot 0,706} = 25,87. \quad (112)$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{В.Э} = \frac{R_{Р.Г.Э} \cdot R_{И}}{R_{Р.Г.Э} - R_{И}} = \frac{25,87 \cdot 4}{25,87 - 4} = 4,73. \quad (113)$$

Определяем число вертикальных электродов при коэффициенте использования $K_{И.В.У} = 0,61$, принятом при $N = 12$ и $a/l = (p/10)/2 = 1,75$, где $p = 35$ м – периметр контура расположения электродов:

$$N = \frac{R_{О.В.Э}}{K_{И.В.У} \cdot R_{В.Э}} = \frac{37,8}{0,62 \cdot 4,73} = 12,8. \quad (114)$$

Окончательно принимаем к установке 12 вертикальных электродов, расположенных по контуру.

11 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = \frac{U l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \quad (115)$$

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = \left(\frac{10 \cdot 10}{10} \right) = 10 \text{ А.}$$

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

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, а именно 20 А, то установка дугогасящего реактора не требуется.

12. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Первостепенная задача электроснабжения заключается в доведении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого следует добиваться при соблюдении всех требований, правил и норм необходимого качества электроэнергии, а также надежности ее передачи.

12.1. Расчет баланса рабочего времени

Необходимо знать планируемое время работы рабочих, которое определяется по графику сменности или на основе баланса рабочего времени. Рабочее время и время отдыха рабочего регламентируется КЗОТом.

Таблица 31 - Баланс рабочего времени

Наименование показателей	Ремонтник	Дежурный
Календарные числа дн. ($T_{\text{кол}}$)	365	365
Нерабочие дни	104	91
Выходные	10	–
Праздничные	114	91
Итого		
Максимальное число рабочих дней в календарном году	251	274
Планируемые целодневные невыходы		
Очередной, дополнительный отпуск	34	34
Выполнение гос. и общественных обязанностей	0,5	0,5
Невыходы по болезни и декретный отпуск	5	5
Отпуск в связи с учебой	0,5	0,5
Итого	40	40
Количество дней работы в год на одного рабочего	211	234
Действительный фонд рабочего времени $T_{\text{д}}$	1688	1872

12.2. Расчет капиталовложений

Оценка объемов капитальных вложений в ЛЭП и подстанции произ-

водится по укрупненным показателям стоимости элементов ЛЭП и подстанций.

Капиталовложения в линию электропередачи определяется:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{уд}} \cdot \alpha_p [L + (\alpha - 1) \cdot l] + K_{\text{лес}} \cdot l_{\text{лес}} \cdot \alpha_p, \quad (116)$$

где $K_{\text{уд}}$ – удельные капиталовложения в ЛЭП;

α_p – поправочный коэффициент к базовой стоимости ЛЭП для выбранного района строительства;

L – длина воздушной линии, км;

α – поправочный коэффициент на усложняющие условия;

l – участок ЛЭП, на который распространяется усложняющее условие, км;

$K_{\text{лес}}$ – удельная стоимость вырубki просеки;

$l_{\text{лес}}$ – участок ЛЭП, проходящий по лесистой местности.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 12 \cdot 1,3 [48 + (1,5 - 1) \cdot 3] \cdot 14 = 10,810 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 32 - Стоимость оборудования подстанции

Оборудование	Стоимость установки, тыс. руб.	Кол-во, шт.	Капвложения, тыс.руб
Трансформатор	61	2	122
ОРУ- 110 кВ	33	2	66
Ячейка 35 кВ	42	5	210
Ячейка 10кВ	6,4	10	64
Батарей конденсаторов	0,88	2	1,76
Аккумуляторная батарея	15,92	1	15,92
Трансформатор СН	1,5	2	3
Суммарная стоимость установки оборудования			482.68

Капиталовложения в реконструкцию подстанции определяются на ос-

нове данных, представленных в таблице:

$$K_{\text{ПС}} = 482,68 \cdot 1,3 \cdot 14 = 8784,77 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}} = 8784,77 + 10,810 = 8795,58 \text{ тыс.руб.}$$

Для определения заработной платы производственных рабочих используется численность рабочих, средняя заработная плата.

Численность рабочих, осуществляющих оперативное, техническое обслуживание, ремонт устройств РЗ, средств механизации и автотранспорта, испытания изоляции, защиты от перенапряжений, работы в цехе (мастерской) по ремонту оборудования, строительные работы и работы по уборке производственных и служебных помещений должна определяться по соответствующим таблицам.

Таблица 33 -Расчет численности рабочих

Объект обслуживания	Норматив численности, чел/100ед.	Добавка численности, чел.
Оперативное обслуживание РУ – 110кВ	2,6	1,21
Оперативное обслуживание РУ – 35кВ	1,22	0,86
По ремонту силовых трансформаторов	14,44	0,15
Присоединения с выключателями 110 кВ.	5,87	1,12
Присоединения с выключателями 35 кВ.	3,85	1,2
Всего	27,98	4,54

Заработная плата – это часть дохода, которая поступает в личное потребление работников.

Размер заработной платы определяется при помощи форм и систем тарифов, схем должностных окладов и техническими обоснованиями, нормами

затрат труда.

Нормирование труда должно устанавливать количество и объем труда необходимо для выполнения производственных операций и функций.

Основой для начисления заработной платы рабочих является тарифная система, которая включает в себя тарифно-квалификационные справочники, тарифные сетки и тарифные ставки.

Основная заработная плата производственных рабочих равна произведению численности рабочих, среднемесячной заработной платы и 12 месяцев.

$$Зп = 4 \cdot 2 \cdot 12 = 96 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на социальные нужды - 34% от основной заработной платы производственных рабочих.

$$Сн = 96 \cdot 0,34 = 36,48 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные отчисления на амортизацию составляют: для воздушных линий 35-220 кВ на металлических опорах – 2,4%, силовое электротехническое оборудование, распределительные устройства напряжением 220 кВ и выше, трансформаторы и т.д. – 8,4%.

$$А_{л\text{ЭП}} = 10,810 \cdot 0,024 = 0,259 \text{ тыс.руб.}$$

$$А_{пс} = 8784,77 \cdot 0,084 = 1008,16 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные отчисления на амортизацию определяются по формуле:

$$А = А_{л\text{ЭП}} + А_{пс} = 0,259 + 1008,16 = 1008,419 \text{ тыс.руб.}$$

Цеховые расходы определяем из их соотношения с основной заработной платой основных производственных рабочих и отчислениями на производственные нужды. Аналогично определяются общехозяйственные расходы.

Добавка полезного отпуска электроэнергии определяется по формуле:

$$\text{Э} = S_{\text{т.д.}} \cdot \cos \varphi_n \cdot T_m = 7,4 \cdot 0,93 \cdot 3600 = 24775,2 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч,}$$

где $S_{т.д.}$ – добавленная полная мощность автотрансформаторов подстанции, МВА;

$\cos \varphi_n$ – нормированный коэффициент мощности;

T_m – число часов использования максимальной нагрузки.

Себестоимость электроэнергии – это отношение производственной себестоимости к полезному отпуску электроэнергии.

Рассчитанные данные сведены в таблицу 34.

В связи с реконструкцией подстанции сводятся к минимуму перерывы в электроснабжении района, снижается число отключений, повышается надежность передачи и распределения электроэнергии.

Таблица 34 - Калькуляция себестоимости транспорта и распределения электроэнергии по Центральным электрическим сетям с учетом реконструкции подстанции "Силикатная"

Статьи калькуляции	До строительства		Затраты на строительство		После строительства	
	тыс.руб	%	тыс.руб	%	тыс.руб	%
Основная заработная плата произв. рабочих	3504	5,5	96,0	5,2	3600,0	5,5
Отчисления на социальные нужды	1311	2,1	36,5	2,0	1347,5	2,1
Амортизация производственных фондов	13779	22	1008,2	54,3	14787,2	22,5
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	23805	37	583,6	31,4	24388,6	37,2
Цеховые расходы	16898	27	27,5	1,5	16925,5	25,8
Общехозяйственные расходы	4428	6,9	104,8	5,6	4532,8	6,9
Производственная себестоимость	63725	100	185 6,5	100,0	65581,5	100,0
Полезный отпуск, тыс.кВт ч	1298591		21427,2		1320018,2	
Себестоимость, руб/ МВт ч	49,1				49,7	

13. БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И ЧС

13.1. Безопасность проекта

При реконструкции трансформаторных подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей является обеспечение безопасности при их использовании человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ.

В настоящей бакалаврской работе расстояние от потребительских подстанций до зданий и сооружений 1, 2 и 3 степени огнестойкости составляет не менее 3 м, а до зданий и сооружений 4 и 5 степени огнестойкости - не менее 5 м, что соответствует требованиям, указанным в ПУЭ. Расстояние от проводов воздушной линии электропередачи до зданий и строений по горизонтали составляет 5 м и более, что так же удовлетворяет требованиям ПУЭ. При проектировании воздушной ЛЭП расстояние от проводов до поверхности земли 6 м и более, при максимальной стреле провеса, т.е. в условиях наивысшей температуры воздуха или наибольшего гололеда. В местах пересечения улиц с ответвлениями от ЛЭП к вводам в здания и сооружения расстояние от проводов до тротуаров и пешеходных дорожек предполагается 3-5 м, что допустимо ПУЭ. Прохождение проводов воздушной ЛЭП над крышами не допускается. Исключение составляют ответвления от ЛЭП к вводам в здания и сооружения.

13.1.1. Зануление, как защита от поражения электрическим током

Для надежного автоматического отключения участка сети, на котором произошло замыкание, используется зануление электроприемников. Занулением называют соединение металлических корпусов электроприемников с нейтралью питающего трансформатора посредством нулевого провода. Благодаря занулению любое замыкание на корпус превращается в короткое замыкание и поэтому аварийный участок сразу же отключается автоматом. Расчет зануления, т.е. расчетную проверку эффективности его действия, выполняют при проектировании новой системы электроснабжения

или ее реконструкции. Расчетная проверка зануления показывает, обеспечивается ли надежное и достаточно быстрое отключение защитой от однофазных коротких замыканий данного участка проводки, воздушной линии или отдельного электроприемника при металлическом коротком замыкании одной фазы на зануленные части в конце защищаемого участка.

О надежности и скорости срабатывания защиты от однофазных коротких замыканий как составной части защитного мероприятия - зануления, судят по отношению тока металлического короткого замыкания (однофазного) в конце рассматриваемого участка проводки (I_k) к току, характеризующему защиту этого участка, например номинальному току теплового расцепителя автоматического выключателя ($I_{н.т.р.}$). Согласно ПУЭ в обычных помещениях или на открытом воздухе должны быть соблюдены соотношения :

$$I_k^1 / I_{н.т.р.} \geq 3 , \quad (117)$$

где I_k^1 – ток однофазного короткого замыкания вычисляется по формуле

$$I_k^1 = U_{н.ф.} / (Z_{ф.н.} + Z_T^1 / 3), \quad (118)$$

где $U_{н.ф.}$ - номинальное фазное напряжение сети (в сельских условиях 220 вольт);

$Z_{ф.н.}$ - сопротивление цепи проводов “ фаза – нуль “, для проводов из цветного металла :

$$Z_{ф.н.} = \sqrt{[l (R_{ф.у.} + R_{н.у.}) + r_k] + (X_{п.у.} * l)^2} , \quad (119)$$

где l – длина линии , км ;

$R_{ф.у.}$, $R_{н.у.}$ – активные удельные сопротивления фазного нулевого провода, ом/км ;

$X_{п.у.}$ – индуктивное удельное сопротивление петли “фаза – нуль”, ом / км; его можно принимать приближенно равным 0,6 ом/ км для воздушных линий; 0,15 ом/км для кабелей;

R_x - суммарное сопротивление контактов в линии, зависящие от ее длины; для линии длиной до 500 м $R_k = 0,025$ ом;

$Z_T / 3$ – сопротивление фазы питающего трансформатора току однофазного короткого замыкания, которое определяется по таблицам. Для схемы “ звезда – зигзаг с нулем “ $Z_e/3 = 7,5/ S_{н.т.}$,

$S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора.

13.2.Экологичность

Электроэнергетика – это одна из отраслей народного хозяйства, оказывающая значительное влияние на состояние окружающей среды.

Согласно закону Российской Федерации ”об охране окружающей среды” от 1992 года, «при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды и Санэпиднадзора»

В настоящей работе ведется реконструкция и проектирование сетей 10 – 0,4 кВ, подстанций 110/35/10 и 10/0,4 кВ. Согласно СНиП № 29-71-84 «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты», защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий 220 кВ и ниже удовлетворяющих требованиям ПУЭ и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, не требуется. В работе, при проектировании электрических сетей, в состав которых входят воздушные и кабель-

ные линии электропередачи и понижающие подстанции, площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры для линии электропередачи напряжением 0,4 кВ и 10 кВ принята 1м.

Для подстанций напряжением 10/0,4 кВ площадь земельных участков отводится следующая:

- 1) Для комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 100 –250 кВА – 50 м²;
- 2) Для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 250-400 кВА – 100 м²;
- 3) Для мачтовых трансформаторных подстанций с трансформаторами 250 кВА – 50 м²

Все принятые расстояния до трансформаторных подстанций, а также площадь полосы земель вокруг внешнего контура опор соответствуют «Нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38- 500 кВ».

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, которые могут создаваться оборудованием не превышает допустимых.

Акустический шум является одним проявлений интенсивной короны. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. В линиях 10 и 0.4 кВ потери на корону не велики и шумовое давление на них практически отсутствует.

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

При подготовке фундамента под установку трансформаторов нужно предусмотреть варианты приспособлений или сооружений, препятствующие распространению масла при разрушении бака трансформатора.

Трансформаторы, установленные на подстанции оборудованы незаглубленными маслоприемниками.

Незаглубленный маслоприемник должен выполняться в виде бортовых ограждений маслонаполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не менее 0,25 и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

13.3. Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов и электропроводки зданий и сооружений.

Вводом от ВЛ называется электропроводка, соединяющая ответвление от воздушной линии электропередачи с внутренней электропроводкой, считая от изоляторов, установленных на наружной поверхности (стене, крыше) здания или сооружения, до зажимов вводного устройства. Ответвлением от ВЛ к вводу называется участок проводов от опоры ВЛ до ввода. Для обеспечения пожарной безопасности во время монтажа и эксплуатации вводов необходимо выполнять определенные меры. Для ответвлений от ВЛ к вводам допускается применение неизолированных и изолированных проводов определенных сечений и определенной длины ответвлений от ВЛ к вводам. Так при длине ответвления до 25 метров сечение провода должно быть не менее 16 мм² (провод алюминиевый или из его сплавов). В бакалаврской работе для вводов в здания применяются самонесущие изолированные провода типа «Горсада».

По сравнению с традиционным выполнением вводов неизолированными проводами устройство вводов указанными изолированными проводами имеет ряд преимуществ:

- Исключается схлестывание проводов, а следовательно короткие замыкания между ними.
- Повышается безопасность и сокращаются случаи электротравматизма в зоне устройства вводов в здания.

Материал жилы провода – алюминий. Изоляция – атмосферостойкий стабилизированный полиэтилен, не поддерживающий горения, обладающий защитными свойствами от солнечной радиации (ультрафиолетового излучения) и воздействия озона. Обладает влагонепроницаемостью, высокой электрической жесткостью и обеспечивает механическую прочность при температурах от минус 40 до плюс 80 °С.

Вводы в здания выполняются через стены в изоляционных трубах таким образом, чтобы вода не могла скапливаться в проходе и проникать внутрь здания.

Проектирование противопожарной системы на подстанции должно предусматривать вероятность не только самого пожара, но и таких сопутствующих явлений, как взрыв, выбросы масла. Для этого необходимо предусматривать аварийный слив масла, а при наличии нескольких трансформаторов – противопожарные разрывы между ними

14. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность определяется, как «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки».

Надежность электроэнергетических систем - комплексное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

В качестве основных показателей надежности используются следующие:

- время безотказной работы T_i и время восстановления τ_i , измеряемое в часах или годах;
- среднее время безотказной работы T и среднее время восстановления τ , ч или год;
- среднее значение параметра потока отказов ω и средняя интенсивность отказов λ , измеряемые в годах в минус первой степени (год^{-1});
- вероятность отказов $Q(t)$ и вероятность безотказной работы $P(t)$ в заданный промежуток времени: $Q(t) + P(t) = 1$;
- вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном (k_r – коэффициент готовности) или неработоспособном (q – коэффициент простоя) состоянии;
- условный недоотпуск энергии в течении года ΔW , средний ущерб U от нарушения функционирования.

В данной работе оценивается и сравнивается надежность схемы электроснабжения потребителей села Константиновка в нормальном режиме до

и после реконструкции.

Расчетные показатели всех используемых до реконструкции элементов приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Параметры элементов схемы.

Элементы схемы	ω	$T_B, \text{ч}$	μ	$T_p, \text{ч}$	$a_{оп}$	$a_{кз}$	$Q_{эл}$	$P_{эл}$
Выключатели 35 кВ	0,02	25	0,14	9	0,006	0,006	0,000057	0,99994
Выключатели 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,005	0,00002	0,99998
Трансформа- торы 35 кВ	0,007	65	0,25	26	–	–	0,00005	0,99995
Комплектная ТП 10/0,4	0,07	2,7	0,2	4	–	–	0,00002	0,99998
Разъедините- ли 35 кВ	0,01	6	0,166	5,5	–	–	0,000007	0,99999
Разъедините- ли 10 кВ	0,01	7	0,166	3,7	–	–	0,000008	0,999992
Линия 35 кВ	0,13	9	2,1	16	–	–	0,00164	0,99836
Линия 10 кВ	0,61	5	0,17	–	–	–	0,0011	0,9989

14.1. Расчет показателей надежности

Вероятность отказа рассчитывается по формуле:

$$q = \sum \lambda_i * t_{Bi} \quad , \quad (120)$$

где λ - параметр потока отказов

t_B - среднее время восстановления элементов электрических сетей

Параметр потока отказа выключателя:

$$\lambda = \lambda_{CT} + a_{ABT} * \sum_{i=1}^n (1 + A * k_{АПВ}) * \lambda_i , \quad (121)$$

где λ_{CT} - параметр потока отказа выключателя в статическом состоянии;

λ_i - параметр потока отказа смежного элемента;

a_{ABT} - относительная частота отказа при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$k_{АПВ}$ - коэффициент неуспешного действия АПВ;

A - показатель наличия АПВ.

Параметр потока отказа для последовательно соединенных элементов с учетом преднамеренного отключения:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{ПР.НБ} , \quad (122)$$

где $\lambda_{ПР.НБ}$ - наибольшая интенсивность преднамеренного отключения единичного элемента

$$\lambda^* = \lambda - \lambda_{ПР} \quad (123)$$

Параметр потока отказа системы, состоящей из двух параллельно соединенных элементов:

$$\lambda_C = \lambda_I * q_{II} + \lambda_{II} * q_I + \lambda_I^* * q_{ПРИ} + \lambda_{II}^* * q_{ПРИ} \quad (124)$$

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_B = \frac{q}{\lambda - \lambda_{НБ}} \quad (125)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы, состоящей из двух

параллельно соединенных элементов:

$$q_c = q_I * q_{II} + k_{ПPI} * q_{ПPI} * q_{II} + k_{ПPII} * q_{ПPII} * q_I , \quad (126)$$

где $k_{ПPI}$ - коэффициент учитывающий уменьшение вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, из-за запрета наложения ремонта на аварию.

$$k_{ПPI} = 1 - e^{-t_{ПPI}/t_{BI}} , \quad (127)$$

$$k_{ПPII} = 1 - e^{-t_{ПPII}/t_{BI}} \quad (128)$$

Среднее время безотказной работы определяется по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c} , \quad (129)$$

$$T_p = 0,105 * T_c \quad (130)$$

Условная вероятность отказа системы с учетом АВР определяется по формуле полной вероятности:

$$q_{ABP} = q_c * P(A_1) * P(A_2) + 0,5 * P(A_1) * q(A_2) + 0,5 * q(A_1) * P(A_2) + 0,5 * P(A_1) * q(A_2) + 0,5 * q(A_1) * q(A_2) \quad (131)$$

где q_c - вероятность отказа системы без АВР;

$P(A_1), P(A_2)$ - вероятность успешного отключения поврежденного элемента и вероятность успешного включения резервного элемента;

$q(A_1), q(A_2)$ - вероятность отказа в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента;

Расчет для выключателей двух вариантов производится с учетом параметра потока отказов смежных с ними разъединителей. Результаты расче-

тов сводятся в таблицу 36.

Расчетная схема и схема замещения до реконструкции представлена на рисунке 13.

Расчетная схема и схема замещения до реконструкции:

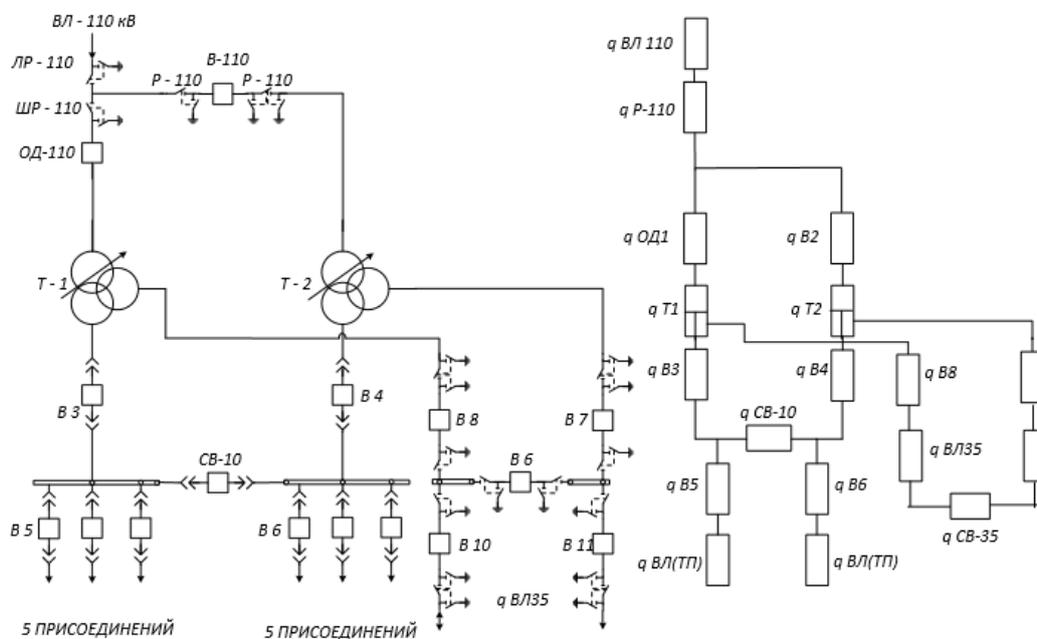


Рисунок 13 - Расчетная схема и схема замещения до реконструкции

Таблица 36 – Параметры потока отказов выключателей для схемы до реконструкции

Номер выключателя	$Q_{стQ}$	$Q_{опQ}$	$Q_{автQ}$	Q_p	Q_Q
В7,8,10,11	0,000057	0,0024	0,000000342	0,000007	0,002464
В3,4,5,6,СВ	0,00002	0,0012	0,0000002	0,000008	0,001228

8.2. Расчет надежности схемы до реконструкции

Оцениваются параметры надежности схемы электроснабжения до реконструкции. Рассчитывается вероятность отказа подстанции отдельно от питающей линии 35 кВ и линейного разъединителя 35 кВ

1. Интенсивность отказа ВЛ-35 кВ и ЛР-35 кВ:

$$\lambda_1 = \lambda_{\text{вл}} + \lambda_{\text{раз}} + \lambda_{\text{нб}} = 0,13 + 0,01 + 0,13 = 0,27;$$

Вероятность отказа ВЛ-35 кВ и ЛР-35 кВ:

$$q_1 = q_{\text{вл}} + q_{\text{раз}} + q_{\text{пр.нб}} = 0,00164 + 0,000007 + 0,0038 = 0,00548;$$

Вероятность безотказной работы:

$$p_1 = 1 - 0,00548 = 0,9945;$$

Рассчитываются показатели надежности для оборудования, установленного на ПС:

Интенсивность отказа цепочки выключателей:

$$\lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_{\text{в1}} + \lambda_{\text{т1}} + \lambda_{\text{в3}} + \lambda_{\text{нб}} = 0,02 + 0,007 + 0,009 + 0,02 = 0,056;$$

Вероятность отказа цепочки:

$$q_2 = q_3 = q_{\text{в1}} + q_{\text{т1}} + q_{\text{в3}} + q_{\text{пр.нб}} = 0,002464 + 0,00005 + 0,001228 + 0,00074 = 0,00448;$$

Вероятность безотказной работы цепочки:

$$p_2 = 1 - 0,00448 = 0,9955;$$

Интенсивность отказа цепочки В5-ВЛ (В6-ВЛ):

$$\lambda_4 = \lambda_5 = \lambda_{\text{в5}} + 5 \cdot (\lambda_{\text{тп}}) + \lambda_{\text{нб}} = 0,61 + 5 \cdot (0,07) + 0,61 = 1,57 ;$$

Вероятность отказа цепочки В5-ВЛ (В6-ВЛ)

$$q_4 = q_5 = 0,0011 + 5 \cdot (0,00002) + 0,00009 = 0,00129;$$

Вероятность безотказной работы:

$$p_4 = p_5 = 1 - 0,00129 = 0,9987;$$

Схема замещения эквивалентруется и представлена на рисунке 14.

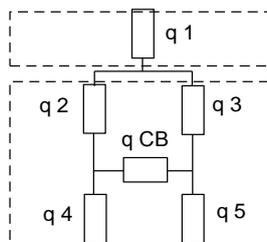


Рисунок 14 - Эквивалентированная схема замещения

Определяются показатели надежности:

$$\lambda_{\text{ЭКВ1}} = \lambda_{\text{ЭКВ2}} = \lambda_2(\lambda_3) + \lambda_4(\lambda_5)$$

$$\lambda_{\text{ЭКВ1}} = \lambda_{\text{ЭКВ2}} = 0,0056 + 1,57 = 1,626$$

$$q_{\text{ЭКВ1}} = q_{\text{ЭКВ2}} = q_2(q_3) + q_4(q_5)$$

$$q_{\text{ЭКВ1}} = q_{\text{ЭКВ2}} = 0,00448 + 0,00129 = 0,00577$$

$$P_{\text{ЭКВ1}} = P_{\text{ЭКВ2}} = 1 - 0,00577 = 0,9942$$

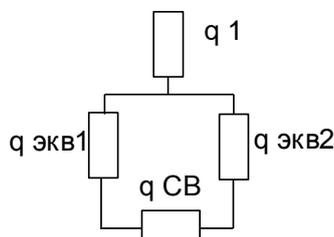


Рисунок 15 - Интенсивность отказа подстанции без учета АВР:

$$\lambda_{\text{ПС}} = \lambda_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{ЭКВ2}} + \lambda_{\text{ЭКВ2}} \cdot q_{\text{ЭКВ1}} + \lambda_{\text{ЭКВ2}}^* q_{\text{пр.1}} + \lambda_{\text{ЭКВ1}}^* q_{\text{пр.2}} = 0,0001856 \cdot 0,00448 + 0,0001856 \cdot 0,00448 + 0,000116 \cdot 0,00074 + 0,000116 \cdot 0,00074 = 0,00000183$$

5

Определяется вероятность отказа подстанции. Для этого находится $K_{\text{пр1}}$ и $K_{\text{пр2}}$ по формулам 127 и 128:

$$k_{\text{пр1}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

$$k_{\text{ИР2}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

$$q_{\text{ПС}} = 0,00577$$

$$0,00577 + 0,000037 \cdot 0,0018 \cdot 0,0018 + 0,0000037 \cdot 0,0018 \cdot 0,0018 = 0,000035$$

Интенсивность отказа и вероятность отказа всей системы без учета АВР:

$$\lambda_c = \lambda_{\text{ПС}} + \lambda_1 + \lambda_{\text{НБ}} = 0,000063$$

$$q_c = q_{\text{ПС}} + q_1 = 0,000035 + 0,00548 = 0,005515$$

Вероятность безотказной работы системы без учета АВР:

$$p_c = 1 - 0,005515 = 0,99448$$

Определяем среднее время восстановления системы:

$$t_B = \frac{q}{\lambda - \lambda_{\text{НБ}}} = \frac{0,005515}{(0,000063 - 0,0000148)} = 11,8 \text{ час}$$

Среднее время безотказной работы определяется:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{0,00006326} = 15873 \text{ час} = 1,8 \text{ лет}$$

Расчетное время безотказной работы определяется по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot T_c = 0,105 \cdot 1,8 = 0,189 \text{ лет}$$

2. Рассчитывается вероятность отказа подстанции с учетом АВР:

$$q_{\text{ПС(АВР)}} = q_c \cdot p_{\text{ЭКВ1}} \cdot p_{\text{СВ}} + 0,5 \cdot p_{\text{ЭКВ1}} \cdot p_{\text{СВ}} + 0,5 \cdot q_{\text{ЭКВ1}} \cdot p_{\text{СВ}} + 0,5 \cdot q_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{СВ}}$$

$$q_{\text{ПС(АВР)}} = 0,0055 \cdot (1 - 0,00577) \cdot (1 - 0,001228) + 0,5 \cdot (1 - 0,00577) \cdot$$

$$\cdot 0,001228 + 0,5 \cdot 0,00577 \cdot (1 - 0,001228) + 0,5 \cdot 0,00577 \cdot 0,001228 = 0,014$$

Вероятность отказа всей системы с учетом АВР:

$$q_c = q_{\text{пс(АВР)}} + q_1 = 0,014 + 0,00548 = 0,0189$$

Вероятность безотказной работы системы с учетом АВР:

$$p_c = 1 - 0,0189 = 0,981$$

14.3. Расчет надежности схемы после реконструкции

Расчетные показатели всех используемых после реконструкции элементов приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Параметры элементов схемы.

Элементы схемы	ω	$T_{в}, \text{ч}$	μ	$T_{р}, \text{ч}$	$a_{оп}$	$a_{кз}$	$q_{эл}$	$p_{эл}$
Выключатели 110 кВ	0,05	20	0,14	30	0,006	0,013	0,00011	0,9998
Выключатели 35 кВ	0,02	25	0,14	9	0,006	0,006	0,000057	0,99994
Выключатели 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,005	0,00002	0,99998
Трансформаторы 110 кВ	0,014	70	0,75	28	–	–	0,00011	0,99988
Комплектная ТП10/0,4	0,07	2,7	0,2	4	–	–	0,00002	0,99998
Разъединители 110 кВ	0,01	11	0,166	8,15	–	–	0,00001	0,99999
Разъединители 35 кВ	0,01	6	0,166	5,5	–	–	0,000007	0,99999
Линия 110кВ	0,25	11	1,6	15,5	–	–	0,0036	0,9964
Линия 35 кВ	0,13	9	0,8	16	–	–	0,00164	0,9984

Линия 10 кВ	0,61	5	0,17	—	—	—	0,0011	0,9989
-------------	------	---	------	---	---	---	--------	--------

Таблица 38 – Параметры потока отказов выключателей для схемы после реконструкции

Номер выключателя	$Q_{стQ}$	$Q_{опQ}$	$Q_{автQ}$	Q_p	Q_Q
В1,2	0,00011	0,0024	0,000000342	0,00001	0,00253
В7,8,9,10,11	0,000057	0,0024	0,000000342	0,000007	0,002464
В3,4,5,6,СВ	0,00002	0,0012	0,0000002	0,000008	0,001228

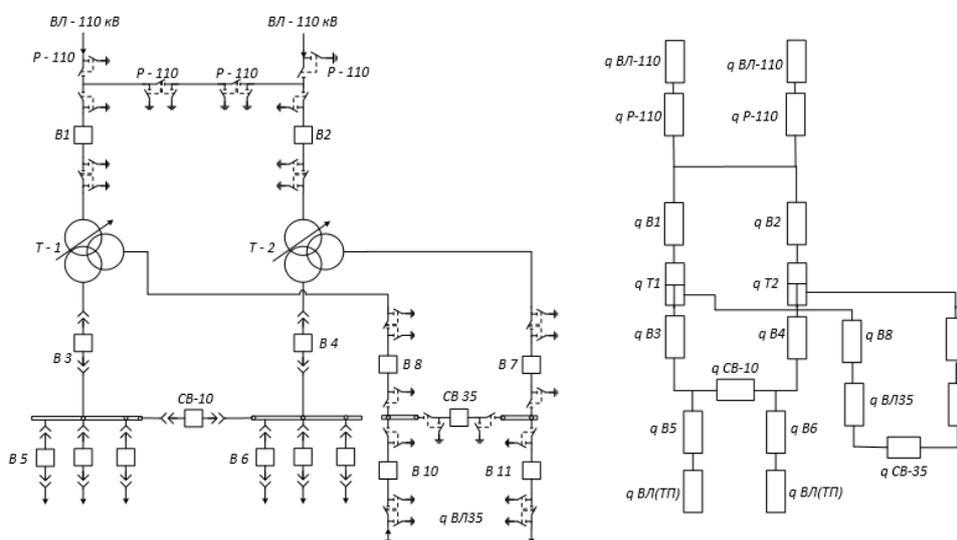


Рисунок 16 - Расчетная схема и схема замещения после реконструкции

Схема замещения, эквивалентруется и приводится к виду:

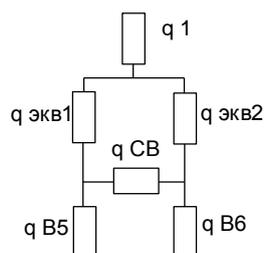


Рисунок 17 - Схема замещения

Интенсивность отказа ВЛ-110 кВ и Р-110 кВ:

$$\lambda_1 = \lambda_{\text{ВЛ}} + \lambda_{\text{раз}} + \lambda_{\text{нб}} = 0,25 + 0,01 + 0,25 = 0,51;$$

Вероятность отказа ВЛ-110 кВ и Р-110 кВ:

$$q_1 = q_{\text{ВЛ}} + q_{\text{раз}} = 0,00031 + 0,0000125 = 0,00032;$$

Вероятность безотказной работы:

$$p_1 = 1 - 0,00032 = 0,99968;$$

Интенсивность отказа ВЛ-35 кВ , В-10, В-8:

$$\lambda_{11} = \lambda_{\text{ВЛ}} + \lambda_{\text{В10}} + \lambda_{\text{В8}} + \lambda_{\text{р}} + \lambda_{\text{нб}} = 0,13 + 0,02 + 0,02 + 0,04 + 0,13 = 0,34;$$

Вероятность отказа ВЛ-35 кВ , В-10, В-8:

$$q_{11} = 0,00164 + 0,002464 + 0,000028 + 0,002464 = 0,006596;$$

Вероятность безотказной работы:

$$P_{11} = 1 - 0,006596 = 0,993404;$$

Интенсивность отказа цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$\lambda_3 = \lambda_{\text{В1}} + \lambda_{\text{Т1}} + \lambda_{\text{В3}} + \lambda_{\text{нб}} = 0,05 + 0,014 + 0,009 + 0,05 = 0,123;$$

Вероятность отказа цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$q_3 = q_{\text{В2}} + q_{\text{Т2}} + q_{\text{В4}} = 0,00253 + 0,00011 + 0,001228 = 0,003869;$$

Вероятность безотказной работы цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$p_3 = 1 - 0,003869 = 0,996131;$$

Интенсивность отказа цепочки В5-ВЛ (В6-ВЛ):

$$\lambda_4 = \lambda_5 = \lambda_{\text{В5}} + 5 \cdot (\lambda_{\text{ПЛ}}) + \lambda_{\text{нб}} = 0,61 + 5 \cdot (0,07) + 0,61 = 1,57;$$

Вероятность отказа цепочки В5-ВЛ (В6-ВЛ):

$$q_4 = q_5 = 0,0011 + 5 \cdot (0,00002) = 0,0012;$$

Вероятность безотказной работы:

$$p_4 = p_5 = 1 - 0,0012 = 0,9988;$$

Определяются показатели надежности для параллельных элементов:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{ЭКВ}} &= \lambda_{\text{В1}} \cdot q_2 + \lambda_{11} \cdot q_{\text{В1}} + \lambda_{11}^* \cdot q_{\text{пр.В1}} + \lambda_{\text{В1}}^* \cdot q_{\text{пр.2}} = \\ &= 0,9 \cdot 0,0065 + 0,51 \cdot 0,00253 + 0,17 \cdot 0,00048 + 0,09 \cdot 0,0003 = 0,0072 \end{aligned}$$

Определяется вероятность отказа подстанции по формуле. Для этого находится $K_{\text{пр1}}$ и $K_{\text{пр2}}$ по формулам 127 и 128:

$$k_{\text{пр1}} = 1 - e^{-30/25} = 0,3$$

$$k_{\text{пр2}} = 1 - e^{-16/65} = 0,55$$

$$\begin{aligned} q_{\text{ЭКВ}} &= \\ &= 0,0065 \cdot 0,00253 + 0,000034 \cdot 0,00048 \cdot 0,0065 + 0,000063 \cdot 0,00146 \cdot 0,00253 = \\ &= 0,000016 \end{aligned}$$

$$\lambda_{\text{ЭКВ1}} = \lambda_3 + \lambda_{\text{ЭКВ}} + \lambda_{\text{НБ}} + \lambda_4 = 0,123 + 0,072 + 0,13 + 1,57 = 1,89$$

$$\begin{aligned} q_{\text{ЭКВ1}} &= q_{\text{ЭКВ}} + q_{\text{T1}} + q_{\text{В3}} + q_4 = 0,000016 + 0,00011 + 0,001228 + \\ &+ 0,0012 = 0,00255 \end{aligned}$$

$$\lambda_{\text{ЭКВ2}} = \lambda_3 + \lambda_5 = 0,123 + 1,57 = 1,69$$

$$q_{\text{ЭКВ2}} = q_3 + q_5 = 0,00384 + 0,0012 = 0,00504$$

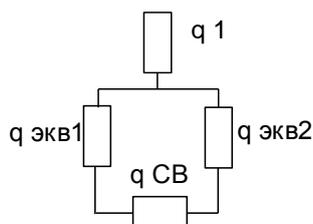


Рисунок 18 - Интенсивность отказа подстанции без учета АВР

$$\lambda_{\text{пс}} = \lambda_{\text{эКВ1}} \cdot q_{\text{эКВ2}} + \lambda_{\text{эКВ2}} \cdot q_{\text{эКВ1}} + \lambda_{\text{эКВ2}}^* \cdot q_{\text{пр.1}} + \lambda_{\text{эКВ1}}^* \cdot q_{\text{пр.2}} =$$

$$0,000215 \cdot 0,00504 + 0,00019 \cdot 0,00255 + 0,0001145 \cdot 0,00239 + 0,0001145 \cdot 0,00239 =$$

$$= 0,00000216$$

Определяется вероятность отказа подстанции:

$$k_{\text{ПР1}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

$$k_{\text{ПР2}} = 1 - e^{-26/65} = 0,000037$$

$$q_{\text{пс}} = 0,00504$$

$$0,00255 + 0,000037 \cdot 0,0023 \cdot 0,0023 + 0,0000037 \cdot 0,0023 \cdot 0,0023 = 0,0000128$$

Интенсивность отказа и вероятность отказа всей системы без учета АВР:

$$\lambda_c = \lambda_{\text{пс}} + \lambda_1 + \lambda_{\text{нб}} = 0,000063$$

$$q_c = q_{\text{пс}} + q_1 = 0,0000128 + 0,000032 = 0,0000448$$

Вероятность безотказной работы системы без учета АВР:

$$p_c = 1 - 0,0000448 = 0,99995$$

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_B = \frac{q}{\lambda - \lambda_{\text{нб}}} = \frac{0,0000448}{0,000063 - 0,000005} = 0,77 \text{ час}$$

Среднее время безотказной работы определяется по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{0,000063} = 15873 \text{ час} = 1,83 \text{ лет}$$

Расчетное время безотказной работы определяется по формуле:

$$T_p = 0,105 * T_c = 0,105 \cdot 1,83 = 0,193 \text{ лет}$$

Рассчитывается вероятность отказа подстанции с учетом АВР:

$$q_{\text{пс(АВР)}} = q_c \cdot p_{\text{экв1}} \cdot p_{\text{св}} + 0,5 \cdot p_{\text{экв1}} \cdot p_{\text{св}} + 0,5 \cdot q_{\text{экв1}} \cdot p_{\text{св}} + 0,5 \cdot q_{\text{экв1}} \cdot q_{\text{св}}$$

$$q_{\text{пс(АВР)}} = 0,0000448 \cdot (1 - 0,00255) \cdot (1 - 0,001228) + 0,5 \cdot (1 - 0,00255) \cdot 0,001228 + 0,5 \cdot 0,00255 \cdot (1 - 0,001228) + 0,5 \cdot 0,00255 \cdot 0,001228 = 0,0019$$

Вероятность отказа всей системы с учетом АВР:

$$q_c = q_{\text{пс(АВР)}} + q_1 = 0,0019 + 0,00032 = 0,00225$$

Вероятность безотказной работы системы с учетом АВР:

$$p_c = 1 - 0,00225 = 0,9977$$

Очевидно, что надежность электроснабжения после реконструкции увеличилась. Все рассчитанные показатели надежности схем до и после реконструкции представлены в графической части дипломного проекта.

Показатели надежности двух схем заносятся в таблицу 39.

Таблица 39 – Показатели надежности схем

Показатели надежности	Схема до реконструкции	Схема после реконструкции
$P_c(\text{АВР})$	0,981	0,9977
P_c	0,99448	0,99995
$q_c(\text{АВР})$	0,0189	0,00225
q_c	0,005515	0,0000448
t_B	11,8	0,77
T_c	1,8	1,83
T_p	0,189	0,183

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе произведен расчет варианта реконструкции системы внутреннего и внешнего электроснабжения поселка Белогорье Благовещенского района Амурской области при увеличении коммунально-бытовой нагрузки потребителей. Дана характеристика проектируемого района электрических сетей и реконструируемой подстанции. При реконструкции системы внутреннего электроснабжения произведены расчеты электрических нагрузок потребителей с учетом уличного освещения, компенсации реактивной мощности и замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые обеспечивают высокую надежность электроснабжения и безопасность обслуживающего персонала и населения, выбраны мощность и тип ТП 10/0,4 кВ.

Осуществлено сравнение вариантов при проектировании распределительных сетей 10 кВ и выбран оптимальный по минимуму приведенных затрат на основании расчета с применением пакета прикладных программ KRNET, также осуществлены выбор и проверка на термическую стойкость сечений КЛ – 10 кВ.

При реконструкции системы внешнего электроснабжения была разработана схема подстанции, по показаниям приборов учета рассчитаны нагрузки потребителей на шинах 35 кВ с учетом проведенных расчетов нагрузки на шинах 10 кВ питающей подстанции "Силикатная" для выбора силовых трансформаторов, рационального напряжения, определение сечения питающих линий. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования подстанции; выбрано и проверено основное электрооборудование: силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, произведена замена отделителей (ОД-

110 кВ) и короткозамыкателей (КЗ-110 кВ) на выключатели, вентильные разрядники на ограничители перенапряжений.

При оценке надежности электроснабжения рассчитаны надежность схемы до реконструкции и схемы после реконструкции подстанции с введением дополнительной питающей ВЛ – 110 кВ. В результате расчета проведенная реконструкция СЭС показала свою целесообразность, так как существенно снизился ущерб от перерыва электроснабжения, увеличилось время безотказной работы системы электроснабжения. Это доказывает и расчет экономической эффективности, где по произведенным расчетам калькуляционной себестоимости транспорта и распределения электроэнергии по сетям ЦЭС с учетом реконструкции себестоимость снизилась на 7,3 %, а полезный отпуск электроэнергии после реконструкции увеличился на 9,79 % что обуславливает целесообразность и экономическую эффективность производимой реконструкции.

Для защиты ПС от прямых ударов молнии осуществлен расчет молниезащиты, установлены молниеотводы на плане ПС, рассмотрены вопросы заземления подстанции в виде сетки, а также безопасность при монтаже и эксплуатации ПС и экологичность проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. М, 2001.
2. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий, М.: Энергоатомиздат, 2003.
3. Барыбин Ю.Г. «Справочник по проектированию электроснабжения», М.: «Энергоатомиздат», 1990.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: энергоатомиздат, 1989. – 592 с.:ил.
6. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. Пособие для вузов /Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр.отд-ние, 1985. – 312 с., ил.
7. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
8. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов, 2 изд., перераб. и доп. / В. М. Блок. – М.: высш, шк., 1990. – 383 с.: ил.
9. Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. «Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования», М.: «Энергоатомиздат», 1987.
10. Методические рекомендации по определению потерь электрической энергии в городских сетях напряжением 10(6) – 0,4 кВ. М.: Госэнергонадзор Минэнерго России, 2001.
11. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах общего назначения. Минск, 2010.

12. ПУЭ / Минэнерго России. – 7 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 640с.
13. Электротехнический справочник т. 3 кн. 1 под ред. Герасимова В.Г., М.: «Энергоатомиздат», 1988.
14. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977. – 286 с.
15. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Госстандарт, 2007.