

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

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Электроснабжение временного поселка Талакан

Исполнитель

студент группы 342-зсб2

подпись, дата

О.В. Виниченко

Руководитель

профессор,

д.т.н

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, к.т.н.

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Виниченко Олега Валентиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Электроснабжение временного поселка Талакан

(утверждено приказом от 23.11.16 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия

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.) Выпускная квалификационная работа содержит рисунков, таблицы и листов графической части

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

7. Дата выдачи задания 04 октября 2016 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н. В. профессор д.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016 г
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 151 с., 166 формул, 15 рисунков, 36 таблиц, 21 источник, 1 приложение

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей; выбраны схемы распределительной сети 10 кВ и питающей сети 0,4 кВ, удовлетворяющие требованиям надежности электроснабжения; определен центр электрических нагрузок; произведен расчет для выбора мощности трансформаторов, установленных на ТП; рассчитаны токи короткого замыкания; осуществлен выбор трансформаторов ПС 110/10 кВ и ее силового оборудования; определены потери электроэнергии; а также безопасности и экологии проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	7
Введение	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА ТАЛАКАН	10
1.1 Краткое описание поселка, климатическая характеристика	10
1.2 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии поселка, перспективы развития поселка	11
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА	13
2.1 Источники питания и их анализ	13
2.2 Характеристика схемы электроснабжения поселка, выявление недостатков схемы электроснабжения поселка и путей ее реконструкции	14
3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	16
3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников	16
3.2 Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников	17
4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	21
4.1. Выбор схемы низковольтного электроснабжения коммунально-бытовой нагрузки	21
4.2. Расчет электрической нагрузки сетей 0,4 кВ	23
4.3 Выбор элементов схемы низковольтного электроснабжения коммунально-бытовых потребителей	26
4.4 Расчет электрической нагрузки электростанционной	32
5 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 КВ ПОСЕЛКА	34
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	34
5.2 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	39
5.3 Определение места расположения ТП	41
5.4 Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения и их анализ	44
5.5 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ и выбор кабельных линий и СИП напряжением 10 кВ	46

6. Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	55
6.1 Определение капитальных вложений	55
6.2 Определение эксплуатационных издержек	56
6.3 Определение среднегодовых затрат	59
7. Реконструкция питающих сетей 35/6 кВ	60
7.1 Выбор номинального напряжения питающих линий. Выбор пункта приема электроэнергии при реконструкции	60
7.2 Выбор марки и сечения питающих линий. Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции 110/10 кВ	61
8. Расчет токов короткого замыкания	65
8.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции 110/10 кВ и в распределительной сети 10 кВ	65
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	70
9. Реконструкция подстанции 35/6 кВ	74
9.1 Выбор и проверка оборудования ВН	74
9.2 Выбор и проверка оборудования низкого напряжения	90
9.3 Заземление подстанции 110/10 кВ	93
9.4 Молниезащита подстанции 110/10 кВ	97
10 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ (СИП) И ОБОРУДОВАНИЯ ТП НА ДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ	101
11 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ	103
11.1 Конструктивное исполнение сети выполненной СИП	103
11.2 Конструктивное исполнение сети выполненной кабельной линией	105
12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	107
12.1 Выбор системы оперативного тока	107
12.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС 110/10 кВ	109

12.2.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора	109
12.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора	113
12.2.3 Защита трансформатора от перегрузок. Газовая защита трансформатора	115
12.3 Релейная защита отходящего присоединения	117
12.4 Автоматика	121
13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ	125
13.1 Безопасность и меры безопасности при монтаже линий	125
13.2 Экологичность	130
Заключение	137
Список литературы	138
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчетные электрические нагрузки	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	145
ПРИЛОЖЕНИЕ В	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	147
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	148
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	150
ПРИЛОЖЕНИЕ З	151

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВН – высокое напряжение

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

НН – низкое напряжение

ОРУ – открытое распределительное устройство

РУ – распределительное устройство

СИП – самонесущий изолированный провод

СЭС – система электроснабжения

ТН – трансформатор напряжения

ТП – трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ

ПС – трансформаторная подстанция 35/10 кВ

ТТ – трансформатор тока

ХХ – холостой ход

ЦЭН – цент электрических нагрузок

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

ВВЕДЕНИЕ

Реформа электроэнергетики, проводящаяся в настоящее время, а также сложившаяся в РФ рыночная конъюнктура, поставила перед промышленным и жилищно-коммунальными предприятиями, энергосистемой и потребителем новые задачи в области производства электроэнергии и обеспечения электроэнергией потребителей.

Переход населения поселков и некоторых других населенных пунктов с газифицированного пищевого приготовления на электрический вид пищевого приготовления также привел и приводит к росту электрических нагрузок в системах электроснабжения. Указанный рост электропотребления в городах и сельской местности связан с изменением характера коммунально-бытовой нагрузки: появлением новых электробытовых приборов, компьютерной и организационной техники.

При этом появление новых потребителей первой категории, изменение структуры потребления потребует от энергоснабжающей организации увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения. В результате энергоснабжающие организации вынуждены будут строить новые, а также реконструировать и модернизировать существующие городские, сельские и промышленные электрические сети.

В перспективе развития планируется строительство пяти тридцати квартирных домов и снос семи общежитий коридорного типа. Существующие распределительные сети 6/0,4 кВ эксплуатируются со времени строительства Бурейской ГЭС, имеют в своем составе воздушные ЛЭП с высокой степенью износа оборудования. Кабельные распределительные сети 0,4 кВ имеют значительный износ по срокам службы. Оборудование на подстанции питающей временный поселок

Талакан установленное со дня основания поселка устарело, по сроку службы.

Все это создает предпосылки для создания новой современной системы электроснабжения временного поселка Талакан.

В настоящей выпускной квалификационной работе требуется осуществить реконструкцию, для надежной и экономичной системы электроснабжения временного поселка Талакан Бурейского района Амурской области. Для выполнения этой задачи следует провести: расчет электрических нагрузок всех электроприемников, находящихся на территории поселка; выбрать экономически целесообразное сечение питающих и распределительных линий, а также конфигурацию электрической сети напряжением 10 и 0,4 кВ; выбрать число и мощность трансформаторов на ТП, а также определить их место расположения. Кроме этого, необходимо провести оценку целесообразности компенсации реактивной мощности; осуществить расчет токов короткого замыкания и выбор основного электрооборудования ТП; рассчитать заземления подстанции и ее молниезащиту.

На заключительных этапах проектирования следует провести экономическую оценку эффективности предложенной схемы электроснабжения, а также рассмотреть вопросы обеспечения безопасности и экологичности данного проекта. Использование в проекте СИП (на напряжение 0,4 и 10 кВ), обладающих повышенной технологичностью строительства и механической прочностью, позволяет: обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителей при значительно меньших эксплуатационных затратах; значительно увеличить безопасность обслуживания и эксплуатации ВЛ.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА ТАЛАКАН

1.1 Краткое описание поселка. Климатическая характеристика.

Поселок Талакан входит в состав Бурейского района Амурской области. Является поселком городского типа, год наименования 1981. Находится в 82 км к северо-северо-востоку от п. Новобурейск. Поселок Талакан был спроектирован как временный поселок гидростроителей Бурейской ГЭС и основан в 1976 г. строителями из г. Зея. Название происходит от эвенкийского: тала – солонец-лизень.

В настоящее время численность населения поселка составляет около 2,5 тысячи жителей. Общая площадь поселка составляет – 20 га. Площадь селитебной зоны составляет – 20 га. Размер селитебной зоны составляет 5,4 га/1000человек, что по данным приведенным в [8] соответствует размерам селитебной зоны пятиэтажной застройке первой очереди.

Климатическая характеристика и территориальные особенности

Климатическая характеристика включает в себя информацию:

по температуре, по ветру, по продолжительности грозовой деятельности, по глубине промерзания грунта. Эта информация требуется при реконструкции для расчета заземления, молниезащиты, выбора КТП. Количественная характеристика этих данных приведена в таблице 1.

Таблица 1 –Климатические условия района проектирования

Климатический параметр	Значение
1	2
Район по гололёду (нормативная толщина стенки гололёда)	III (20мм)
Максимальное нормативное ветровое давление, Па	650
Нормативное ветровое давление при гололёде, Па	160
Район по пляске проводов	умеренный
Сейсмичность, баллы	8
Расчетная температура воздуха, °С:	
- максимальная;	плюс 41
- минимальная;	минус 53
- среднегодовая;	минус 4,0
- при гололёде и максимальном ветре;	минус 5
- самой холодной пятидневки	минус 40
Среднегодовая продолжительность гроз, час	60-75

Осадки и снежный покров:	
- годовая норма осадков, мм;	386
- нормативная снеговая нагрузка*, кгс/м ² ;	120
- средняя из максимальных высот снежного покрова на открытом участке, см	60
Нормативная глубина промерзания грунтов, м:	
- глин и суглинков;	245
- супесей и мелких песков (k=1,2)**;	250
- песков крупных и средней крупности;	320
- крупнообломочных грунтов**	360

1.2 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии поселка. Перспективы развития поселка.

Характеристика и анализ потребителей электроэнергии поселка.

В поселке в данное время основную нагрузку составляют бытовые и коммунально-бытовые потребители. Отопление поселка осуществляет электростанция с установленной мощностью 16,9 Гкал/ч. Жилые дома в основном многоквартирные – преимущественно трех и пятиэтажные, но имеются и одноэтажные одноквартирные и двухквартирные дома. Для приготовления пищи используются электрические плиты. Аптека, продовольственные магазины снабжены кондиционерами. Поликлиника в нашем случае относится к II категории потребителей, так как она не имеет оборудования перерыв электроснабжения которого может повлечь за собой опасность для жизни людей. Данные о потребителях занесем в таблицу 2. Подробный ген. план временного поселка Талакан изображен на листе 1.

Таблица 2 – Данные о потребителях поселка

Наименование	Прим.	Кол-во	Σ Площадь,
1	2	3	4
Дом быта (на 10 рабочих мест)		1	
Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	4	
Жилой дом (66-квартирный)	электроплита	1	
Аптека	кондиционер	1	50
Жилой дом (45-квартирный)	электроплита	1	

Столовая (на 50 мест)	электроплита	1	
Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	4	
Секционный жилой дом(80-квартирный)	электроплита	5	
Магазин продовольствен. Товаров	кондиционер	5	312
Детский сад (на 280 мест)	электроплита	1	
Жилой дом (47-квартирный)	электроплита	1	
Здание милиции		1	65
Дом культуры (на 300 мест)		1	
Одноквартирный жилой дом	электроплита	3	
Двухквартирный жилой дом	электроплита	26	
Школа (на 76 учащихся)		1	
Канализационная-насосная станция (на 3200 кВт)		1	
Административное здание	кондиционер	1	165
Минирынок		1	85
Поликлиника (35 коек) на 120 посещений		1	
Общежитие коридорного типа	электроплита	7	

Перспективы развития поселка.

В перспективе развития временного поселка Талакан планируется строительство и снос следующих объектов по программе «Переселения из аварийного жилья»:

- 1) Снос семи общежитий коридорного типа
- 2) Строительство пяти 3-х этажных 30-квартирных домов

В соответствии с перспективами развития при расчете нагрузок в исходные данные введены пять 3-х этажных 30-квартирных домов, а семь общежитий коридорного типа убраны из расчетов в связи с ликвидацией. Вновь вводимые дома показаны на ген. плане под №24 на листе 1.

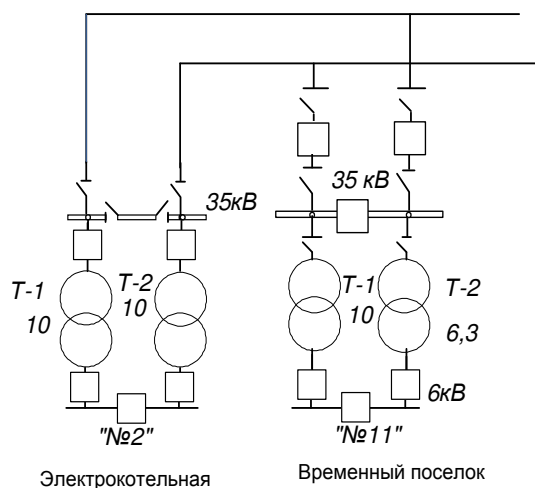
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА

2.1 Источники питания и их анализ. Характеристика схемы электроснабжения поселка

Источники питания и их анализ.

Источниками питания временного поселка Талакан являются ПС №11 – питающая временный поселок и ПС №2 – питающая электрокательную. Электропитание на ПС №2, №11 35/6 кВ поступает от ПС «Талакан» 220/35 кВ расположенной во временном поселке на расстоянии 2 км. ПС №11 имеет распределительное устройство ВН 35 кВ выполненная по схеме два блока трансформатор – линия с автоматизированной ремонтной перемычкой в цепях трансформатора, и по низкой стороне односекционированная система шин с секционным выключателем оборудованным АВР. Оборудование расположенное на стороне ВН и НН установленное в 1985 году, исчерпало свой ресурс и подлежит реконструкции. ПС №2 также имеет распределительное устройство ВН 35 кВ выполненное по схеме два блока трансформатор - линия с не автоматизированной ремонтной перемычкой в цепях линии, и по низкой стороне односекционированная система шин с секционным выключателем оборудованным АВР. Также оборудование установлено в 1985 году и подлежит реконструкции. Структурную схему источников питания приведем на рисунке 1.

Рисунок 1 – Структурная схема источников питания



2.2 Характеристика схемы электроснабжения поселка, выявление недостатков схемы электроснабжения поселка и путей ее реконструкции.

Характеристика схемы электроснабжения поселка.

Схема электроснабжения состоит из:

- воздушной линии 35 кВ, ПС «Талакан» – ПС №2, №11 35/6 кВ;
- одиннадцати трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ;
- распределительной сети 6 кВ, выполненной проводом воздушной ЛЭП, и кабельными вставками 6 кВ;
- распределительной сети 0,4 кВ выполненной кабелем и ВЛЭ.

Электропитание на ПС №2, №11 35/6 кВ поступает от ПС «Талакан» 220/35 кВ расположенной во временном поселке на расстоянии 2 км, далее электропитание поступает по воздушным линиям электропередач и кабельным вставкам на трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ. Электропитание потребителей осуществляется по силовым электрическим кабелям и воздушным линиям электропередач. Класс напряжения 6 кВ выбирался согласно используемому классу напряжения при строительстве Бурейской ГЭС.

Схема распределительной сети 6 кВ – однолучевая. Однолучева схема выполненная проводом ВЛ охватывает четыре ТП, схема выполненная кабелем ААШв охватывает семь ТП.

Схема сети распределительной 0,4 кВ – однолучевая, двухлучевая. Район ТП №7, №8, №10, №11 выполнена проводом ВЛ по однолучевой схеме. Остальные районы ТП схема выполнена кабелем ААШв по двухлучевой схеме. Схема сети распределительной 0,4 кВ до реконструкции изображена на листе 1.

К недостаткам данной схемы можно отнести:

- класс напряжения 6 кВ;
- одноцепность исполнения распределительной сети 6 кВ;
- аварийное состояние опор воздушной ЛЭП;
- устаревшее оборудование ПС №11, №2;
- исчерпавшие ресурс кабельные линии электропередач, питающие потребителя.

Все это снижает надежность схемы электроснабжения временного поселка Талакан.

Для развития системы электроснабжения необходимо осуществить:

- переход на более высокий класс напряжения распределительной сети 6 кВ.
- замену воздушных линий электропередачи на кабельные.
- модернизацию существующих распределительных электрических сетей.
- реконструкцию подстанции №11, №2.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников

При расчете используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира при посемейном заселении домов. Действующие нормированные значения удельной нагрузки при многоэтажной застройке для четырех вариантов электропотребления жилых квартир, определяемого видом плиты для приготовления пищи, с квартирами посемейного заселения общей площадью до 55 м² [18].

Значения нагрузок являются приведенными, т. е. определены с учетом коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир.

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{\text{кв}}$ кВт, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

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

где $P_{\text{кв. уд.}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, кВт/м², кВт/чел[18].

n – количество квартир, метров квадратных, посадочных мест.

Расчетная нагрузка групповых и питающих линий от электроприемников, подключаемых к розеткам в общежитиях коридорного типа определяется по формуле:

$$P_{\text{р.р.}} = P_{\text{р.уд}} \cdot n_{\text{р}} \cdot K, \quad (2)$$

где $P_{\text{р.уд}}$ – удельная мощность на 1 розетку, при числе розеток до 100, принимаемая 0,1 кВт, свыше 100 - 0,06 кВт ;

$n_{\text{р}}$ – число розеток;

$K_{\text{ор}}$ – коэффициент одновременности для сети розеток, определяемый в зависимости от числа розеток.

Расчетная удельная нагрузка дома быта, кВт/раб. место:

$$P_{\text{д/быт}} = P_{\text{уд.д/быт}} \cdot n, \quad (3)$$

где, n – число рабочих мест.

Для того чтобы определить электрические нагрузки, необходимо распределить нагрузки по ТП.

Приведем распределение и расчет нагрузки на примере ТП-1 на основании изложенной методики. Расчетную удельную нагрузку жилых домов с электропищеприготовлением примем по «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» [18].

К ТП-1 подключаем дом быта, один 66 квартирный дом и один 70 квартирный дом.

$$P_{\text{удд}} = 1,5 \text{ кВт/кварт. (для 70 и 66 квартирных домов)}$$

$$P_{\text{д}_66} = 1,5 \cdot 66 = 99 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{д}_70} = 1,5 \cdot 70 = 105 \text{ кВт}$$

Расчетная удельная нагрузка дома быта, кВт/раб. место:

$$P_{\text{уд.д/быт}} = 1,25$$

$$P_{\text{д/быт}} = 1,25 \cdot 10 = 12,5 \text{ кВт}$$

Для остальных ТП расчеты производятся аналогично и заносятся в таблицу 3.

3.2 Расчет электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников

В соответствии с пунктом 1 ожидается ввод вновь вводимых электроприемников, расчет будет производиться аналогично. Расчетную удельную нагрузку жилых домов с электропищеприготовлением примем по

«Инструкции по проектированию городских электрических сетей» [18].

$R_{уд} = 2 \text{ кВт/кварт. (для 30 квартирных домов)}$

$R_{д30} = 2 \cdot 30 = 60 \text{ кВт}$

Результаты расчета так же сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Распределение и расчет нагрузок по ТП

№ ТП	№ отходящей группы	№ элемента на плане	Наименование	Прим.	Ко л-во	Площадь,	Ко л.	Ко л-во	Р _{уд} , кВт	Р, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	11	Дом быта (на 10 рабочих мест)				10		1,25	12,5
		31	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70				1,50	105
		25	Жилой дом (66-квартирный)	электроплита	66				1,50	99
		Итого								
11	1	3	Аптека	кондиционер		50			0,1	5
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30				2	60
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30				2	60
	2	24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30				2	60
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30				2	60
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30				2	60
	Итого									305
2	1	22	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50				2,10	105
		17	Жилой дом (45-квартирный)	электроплита	45				2,10	94,5
		Итого								199,5
	2	21	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50				2,10	105
		6	Столовая (на 50 мест)				50		1,04	52
		(с магазином)							0,25	15,5
Итого									172,5	
3	1	28	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120
		15	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух		112			0,25	28
		Итого								148,00
	2	29	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120,00
		30	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120,00
		Итого								195,00
4	1	2	Детский сад (на 280 мест)				280		0,46	128,8
		16	Жилой дом (47-квартирный)	электроплита	47				2,10	105
		Итого								233,8
	2	8	Здание милиции			65			0,04	2,80

		3	4	5	6	7	8	9	10	11
		33	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70				1,50	105,00
		38	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух		65			0,25	16,25
		Итого								124,05
5	1	4	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух		60			0,25	15
		32	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120
		Итого								135,00
	2	26	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70				1,50	105
		27	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70				1,50	105
Итого								210		
6	1	19	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50				2,10	105
		13	Поликлиника (35 коек)				30		2,20	66
			(120 посещений)				120		0,15	18
		10	Административное здание	с конд. воздух		165			0,05	8,91
	Итого								197,91	
10	1	7	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух		65			0,25	16,25
		5	Минирынок			85			0,23	19,55
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		Итого								95,8
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
	Итого								80	
3	34	Жилой дом (50-квартирный)	35	50	36			37	2,10	105
8	1	35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10
		35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10
		35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
	Итого								110	
	2	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
36		Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	
36		Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	
12	Дом культуры (на 300 мест)					300		0,46	138	
Итого								218		
3	34	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50					2,10	105
7	1	35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20
	Итого								70	
	2	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	10
36		Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	

	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	10	
	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	10	
	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	
	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	
	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	
	Итого								110	
9	1	20	Секционный жилой дом	электроплита	80			1,50	120	
		1	Школа (на 76 учащихся)				76	0,25	19	
		Итого								139
	2	18	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120,00
		9	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух		120			0,25	30,00
		39	Канализационно-насосная станция				3 200		0,01	42,42
Итого								192,42		

4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Выбор схемы низковольтного электроснабжения коммунально-бытовой нагрузки

Задача построения сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием выбора наиболее перспективного варианта является экономическая эффективность сети. Не менее важными требованиями являются надежность схемы электроснабжения.

Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4:

а) двухлучевая (магистральная или радиальная). Применяется в основном для электроснабжения потребителей I категории;

б) петлевая – она применяется преимущественно для электроснабжения потребителей II категории. Для электроснабжения потребителей II категории также используется петлевая схема с питанием от двух независимых источников питания (т.е. линия с двухсторонним питанием).

в) магистральная (в ряде случаев) однолучевая схема питания для электроснабжения потребителей III категории.

При высоте здания более 3-х этажей подключение производится КЛ, остальные подключаются ВЛ.

На примере ТП – 1 выберем схему подключения.

К ТП – 1 будут подключены:

- один жилой (70 квартирный) дом, высота дома 5 этажей, II категории
- один жилой (66 квартирный) дом, высота дома 5 этажей, II категории
- дом быта (на 10 рабочих мест), III категории

Исходя из этих данных подключение будем производить КЛ т.к. высота зданий более 3 этажей; по категорийности смешаного вида, преобладают потребители II категории, схема подключения петлевая.

Выбранная схема электроснабжения потребителей на напряжение 0,4 кВ представлена на рисунке 2 и отображена на листе 1.



Рисунок 2 – Схема электроснабжения потребителей 0,4

По аналогии выберем схему подключения для остальных ТП, полученные данные заносим в таблицу 4:

Таблица 4 – Выбор схемы подключения потребителей

№ ТП	Категор ийность	Схема подключения	Вид подключения	№ дома на ген.плане
1	II	петлевая	КЛ	11,25,31
2	II	петлевая	КЛ	6,17,21,22
3	II	петлевая	КЛ	15,28,29,30
4	II	петлевая	КЛ	2,8,16,33,38
5	II	петлевая	КЛ	4,32,26,27
6	II	петлевая	КЛ	10,13,19
7	III	магистральная однолучевая	СИП	11 домов № 36 и 1 дом № 35
8	III	магистральная однолучевая	КЛ, СИП	8 домов № 36 и 3 дома № 35
9	II	петлевая	КЛ	1,20,9,18,39
10	III	магистральная однолучевая	КЛ, СИП	7 домов № 36 и дома № 5,7
11	III	двухлучевая	СИП	3 дома № 24 на один луч и 2 дома № 24, дом № 3

Примечание: Дом №34 на ген. плане относится к потребителю II категории, схема подключения кабелем от ТП №8 с резервированием от ТП №10.

4.2. Расчет электрической нагрузки сетей 0,4 кВ

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (4)$$

где $P_{кв}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9) [17].

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{y_i} P_{зд,i}, \quad (5)$$

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

$P_{зд,i}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{y_i} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников) [17].

Расчетная электрическая нагрузка ввода 0,4 кВ:

$$P_{р.в} = P_{зд.маx} + \sum_m K_{y,i} \cdot P_{зд,i}, \quad (6)$$

где m – число зданий, жилых домов, учреждений и пр.

$P_{зд.маx}$ – максимальная нагрузка здания из числа зданий (жилых домов), питаемых по линии, кВт;

$K_{y,i}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов;

$P_{зд,i}$ – расчетная нагрузка общественного здания или жилого дома.

Расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{р.в} = P_{зд.маx} \cdot tg\varphi + \sum_m K_{y,i} \cdot P_{зд,i} \cdot tg\varphi_i, \quad (7)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Для примера приведем расчет нагрузки ТП-1.

$$P_{р.в} = 105 + 1 \cdot 99 + 0,6 \cdot 12,5 = 211,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.6} = 105 \cdot 0.2 + 1 \cdot 99 \cdot 0.2 + 0,6 \cdot 12,5 \cdot 0.25 = 42,675 \text{ кВар}$$

Для остальных ТП расчеты выполняются аналогично, расчеты занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет активной и реактивной нагрузки

№ ТП	P, кВт	Ky	Pp, кВт	tgφ	Q, кВт
1	12,5	0,6	7,5	0,25	1,875
	105	1	105	0,2	21
	99	1	99	0,2	19,8
11	5	0,8	4	0,48	1,9
	60	1	60	0,2	12
	60	1	60	0,2	12
	60	1	60	0,2	12
	60	1	60	0,2	12
	60	1	60	0,2	12
2	105	1	105	0,2	21
	94,5	1	94,5	0,2	18,9
	105	1	105	0,2	21
	52	0,6	31,2	0,2	6,24
	15,5	0,6	9,3	0,75	6,975
3	120	1	120	0,2	24
	28	0,6	16,8	0,75	12,6
	120,00	1	120,00	0,20	24,00
	120,00	1	120,00	0,20	24,00
4	128,8	1	128,8	0,2	32,2
	105	1	107,079	0,2	21
	2,80	0,6	1,677	0,48	0,80
	105,00	1	105	0,20	21,00
	16,25	0,6	9,75	0,75	7,31
5	15	0,6	9	0,75	6,75
	120	1	120	0,2	24
	105	1	105	0,2	21
	105	1	105	0,2	21
6	105	1	105	0,2	21,0
	66	0,7	46,2	0,43	19,866
	18	0,7	12,6	0,43	5,418
	8,91	0,6	5,346	0,57	3,047
10	16,25	0,6	9,75	0,75	7,31
	19,55	0,8	15,64	0,7	10,948
	20	0,5	10	0,2	2
	20	0,5	10	0,2	2
	20	0,5	10	0,2	2
	20	1	20	0,2	4

№ ТП	P, кВт	Ky	Pp, кВт	tgφ	Q, кВт
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	105	1	105	0,2	21
8	10	1	10	0,2	2
	10	1	10	0,2	2
	10	1	10	0,2	2
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	20	0,9	18	0,2	3,6
	20	0,9	18	0,2	3,6
	20	0,9	18	0,2	3,6
	20	0,9	18	0,2	3,6
	138	1	138	0,43	59,34
7	105	1	105	0,2	21
	10	1	10	0,2	2
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	10	0,9	9	0,2	1,8
	20	1	20	0,2	4
	10	0,9	9	0,2	1,8
	10	0,9	9	0,2	1,8
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
	20	1	20	0,2	4
9	120	1	120	0,2	24
	19	0,4	7,6	0,38	2,888
	120,00	1	120	0,20	24
	30,00	0,6	18	0,75	13,5
	42,42	0,7	29,696	0,75	22,272

Подробные расчеты заносим в ПРИЛОЖЕНИЕ А.

4.3 Выбор элементов схемы низковольтного электроснабжения коммунально-бытовых потребителей

При реконструкции сети 0,4 кВ был выбран кабель ААшВ (для прокладки в земле по петлевой схеме) и СИП (при прокладке ВЛЭ). При сравнении с кабелем из шитого полителена, ААшВ более устойчив к пиковым перегрузкам, хотя потери у него выше. Но так как прокладка осуществляется в земле и доступ для обслуживания ограничен выбираем кабель с повышенной изоляцией.

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с

последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}, \quad \text{А}, \quad (8)$$

где, $S_{\text{р.л}}$ – расчетная нагрузка линии;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, принимается равным 0.4 кВ .

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad \text{А}, \quad (9)$$

где, $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [15, 26]), А;

Следует помнить, что для кабелей ААШВ длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{с.н}} \cdot K_{\text{пер}}, \quad \text{А}, \quad (10)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [15], А;

$K_{\text{с.н}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

$K_{\text{пер}}$ – допустимая перегрузка кабелей с поливинилхлоридной изоляцией принимается по ПУЭ (для нормального режима – 1, для послеаварийного – 1,15, при перегрузке не более 6 ч в сутки в течении 5 суток) [12].

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

Потерей напряжения называют 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. По ПУЭ [12] нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое 10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad \%, \quad (11)$$

где, I - рабочий максимальный ток, А

L - длина линии в км.

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение = 380 В

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

φ - угол нагрузки, определяется в зависимости от $\text{tg } \varphi = Q/P$.

Приведем пример выбора сечения линии 0,4 кВ для ТП 1.

Так как сеть питает дома высотой более трех этажей, то выполняем электрическую сеть кабелем. Определяем расчетный ток в линии. Так как сеть выполнена по петлевой схеме (имеются потребители II категории), то максимальная нагрузка будет в послеаварийном режиме, когда включается резервная «перемычка» и питание осуществляется от одной секции шин. В результате расчетный ток по формуле (8) составит:

$$I_{\text{расч}} = \frac{215,76}{\sqrt{3} \cdot 380} = 328,2 \text{ А}$$

Выбираем сечение кабель сечение 150 мм². Определяем длительно допустимый ток по формуле (10):

$$I_{\text{длДоп}} = 308 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,15 = 354,2 \text{ А}$$

328.2 < 354.2 т.е. условие (9) выполняется.

Выполняется проверка по потере напряжения формула (11):

$$\Delta U = \frac{328,2 \cdot 58 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,208 \cdot \cos 11,6^{\circ} + 0,079 \cdot \sin 11,6^{\circ}) \cdot 100\% = 0.02\%$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет требования ПУЭ [12].

Остальные расчеты и выбор кабеля сводим в таблицу 6.

Таблица 6 - Выбор марки и сечений проводов линий 0,4 кВ

№ ТП	номер отходящей группы	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	p , А	$I_{дл.доп}$, А	Марка	L , м	r , Ом/км	x , Ом/км	ΔU , %
1	1	211,50	42,68	215,76	328,21	354,2	ААШВ (4×150)	58	0,208	0,079	0,02
2	1	199,50	39,90	203,45	309,48	354,2	ААШВ (4×185)	63	0,169	0,078	0,02
	2	145,50	34,22	149,47	227,36	270,25	ААШВ (4×95)	49	0,329	0,081	0,02
3	1	136,80	36,60	141,61	215,41	221,95	ААШВ (4×70)	49	0,447	0,082	0,02
	2	195,00	39,00	198,86	302,50	311,65	ААШВ (4×120)	51	0,261	0,08	0,02
4	1	235,88	53,20	241,80	367,82	407,1	ААШВ (4×185)	44	0,169	0,078	0,01
	2	116,43	29,12	120,01	182,56	185,15	ААШВ (4×50)	105	0,625	0,085	0,05
5	1	129,00	30,75	132,61	201,73	221,95	ААШВ (4×70)	55	0,447	0,082	0,02
	2	210,00	42,00	214,16	325,77	354,2	ААШВ (4×150)	32	0,208	0,079	0,01
6	1	169,15	49,33	176,19	268,01	407,1	ААШВ (4×185)	73	0,169	0,078	0,02
8	1	110,00	22,00	112,18	170,64	195	СИП-2 (3×50+1×70)	88	0,641	0,101	0,04
	2	210,00	73,74	222,57	338,56	340	СИП-2 (3×120+1×150)	70	0,254	0,096	0,03
	3	105,00	21,00	107,08	162,88	195	ААШВ (4×50)	14	0,625	0,085	0,01
7	1	70,00	14,00	71,39	108,59	140	СИП-1 (3×50+1×70)	22	0,641	0,101	0,01
	2	107,00	21,40	109,12	165,99	195	СИП-2 (3×50+1×70)	128	0,641	0,101	0,06

№ ТП	номер отходящей группы	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	p , А	$I_{дл.доп}$, А	Марка	L , м	r , Ом/км	x , Ом/км	ΔU , %
9	1	127,60	26,89	130,40	198,36	221,95	ААШВ (4×70)	53	0,447	0,082	0,02
	2	167,70	59,77	178,03	270,81	311,65	ААШВ (4×120)	139	0,261	0,08	0,05
10	1	79,19	30,67	84,92	129,18	140	СИП-1 (3×50+1×70)	37	0,641	0,101	0,01
	2	84,00	17,92	85,89	130,65	140	СИП-1 (3×50+1×70)	76	0,641	0,101	0,03
	3	105,00	21,00	107,08	162,88	195	ААШВ (4×50)	38	0,625	0,085	0,02
11	1	180	36	184,9	282,8	290	СИП-2 (3×95+1×120)	53	0,32	0,097	0,03
	2	124	25,19	122,4	186,2	195	СИП-2 (3×50+1×70)	113	0,641	0,101	0,05

4.4 Расчет электрической нагрузки электростанции

В поселке Талакан для целей теплоснабжения используется электростанция типа КЭВ-63/04.

Электрическая нагрузка сетевых насосов котельной определяется по формуле (кВт) [7].

$$P_{\text{С.К}} = P_{\text{С.УД}} \cdot Q, \quad (1)$$

где Q - расчетная тепловая нагрузка района (Гкал);

$P_{\text{С.УД}}$ - удельная расчетная нагрузка сетевых насосов (кВт/Гкал/ч).

$$P_{\text{С.УД}} = 0,92 \cdot (L + 4,5), \quad (1)$$

где L - длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения

$$P_{\text{О.К}} = P_{\text{О.УД}} \cdot Q, \quad (2)$$

где Q - расчетная тепловая нагрузка района (Гкал);

$P_{\text{О.УД}}$ - удельная расчетная нагрузка остальных электроприемников котельной, (кВт/Гкал/ч).

Электрическая нагрузка, вызванная нагревом теплоносителя (нагрузка электронагревателя) может быть определена по формуле:

$$P_{\text{ТН}} = Q \cdot k_{\text{ТН}}, \quad (3)$$

где $k_{\text{ТН}}$ - максимальная производительности котельной, кВт/ (Гкал · ч);

Определим $k_{\text{ТН}}$, используем для этого данные электростанции КЭВ-63/04, приведенной в справочнике [25]. Мощность электростанции равна 68 кВт, а теплопроизводительность в режиме отопления 0,054 Гкал/ч. Таким образом, коэффициент $k_{\text{ТН}} = 68/0,054 = 1\,259,3$ кВт/ (Гкал · ч).

Полная электрическая нагрузка котельной определяется по формуле:

$$P_{\text{к}} = P_{\text{С.К}} + P_{\text{О.К}} + P_{\text{ТН}}, \quad (4)$$

Определяем удельную расчетную нагрузку сетевых насосов (длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения $L = 0.05$ км):

$$P_{\text{с.уд}} = 0,92 \cdot (0,05 + 4,5) = 4,2 \text{ кВт}/(\text{Гкал}/\text{ч})$$

$$P_{\text{с.к}} = 4,19 \cdot 1,69 = 7,1 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{о.к}} = 8,5 \cdot 16,9 = 143,7 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{тн}} = 19,1 \cdot 1259,3 = 24052,6 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{к}} = 7,1 + 143,7 + 24052,6 = 24203,4 \text{ кВт}$$

Определяем реактивную нагрузку, с учетом что на котельной установлены асинхронные двигатели. Для электродвигателей $\cos\varphi = 0,98$,
 $\text{tg}\varphi = 0.2$

$$Q_{\text{к}} = P_{\text{к}} \cdot \text{tg}\varphi = 24052,6 \cdot 0,2 = 4810,5 \text{ кВар}$$

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 КВ

5.1 Расчет электрических нагрузок ТП

Для расчета электрических нагрузок ТП необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий. Для этого рассчитаем недостающую нагрузку сетей наружного освещения поселка и распределим ее по ТП. Распределение по ТП будем производить согласно прилегающих территорий вокруг ТП.

Расчетная нагрузка сетей наружного освещения поселка

Электрическое освещение улиц и дорог выполняется следующими различными способами в зависимости от типов применяемых источников света и светильников, геометрического размещения их относительно освещаемой территории и высоты установки, интенсивности движения автотранспорта, светотехнических характеристик дорожных покрытий. В большинстве случаев в городах применяется усовершенствованное покрытие дорог асфальтобетоном. По характеру светоотражения асфальтобетонные дорожные покрытия подразделяются на гладкие (покрытия с пониженным содержанием щебня, имеющие среднюю высоту выступающих частей, менее 0,5 мм). Затраты на обеспечение нормируемых значений яркости во многом определяются принятой схемой расположения светильников относительно освещаемой улицы. В зависимости от ширины проезжей части улицы, могут применяться различные схемы расположения светильников: однорядное ($b < 12$ м), двухрядная шахматная ($b \leq 18$ м), двухрядная прямоугольная ($b < 12$ м в каждом направлении) и т.д., где b – ширина проезжей части.

Для дороги и улиц в нашем случае применяем однорядное расположение светильников (рис. 3)

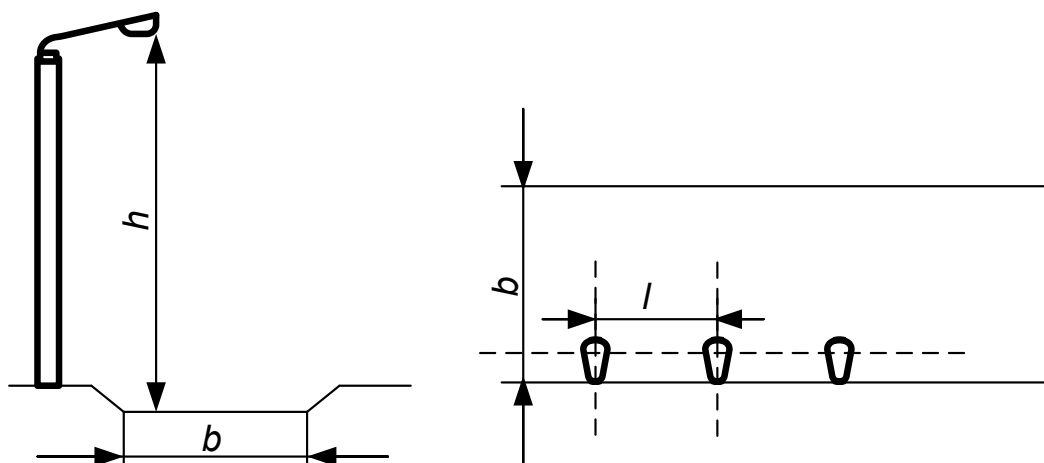


Рисунок 3 - Схема однорядного расположения светильников
наружного освещения

Светильники устанавливаются по концам опор наружного освещения или по трассе. В сетях наружного освещения применяются железобетонные опоры [14]. Задача расчета наружного освещения состоит в определении расстояния между светильниками – шага светильников. Светотехнический расчет ведется методом коэффициента использования светового потока [26]. Исходными данными для расчета являются: нормируемая яркость покрытия, типы светильников и лампы, ширина улицы или дороги, высота установки светильника, коэффициент использования светильников. Независимо от расчетного шага светильников, отношение расстояния между светильниками к высоте их установки и дорог всех категорий должно быть не более 5:1 при односторонней схеме расположения светильников.

Для определения шага светильников предварительно находится световой поток, необходимый для создания заданной яркости покрытия [25]:

$$\Phi = \gamma \cdot K_3 \cdot \pi / \eta, \quad \text{лм/м}^2, \quad (5)$$

где γ – нормируемая яркость покрытия, кд/м²;

K_3 – коэффициент запаса;

η – коэффициент использования светового потока;

По найденному световому потоку и световому потоку лампы, которую предполагается установить, определяется расстояние между светильниками.

Для наружного освещения дороги, улиц и площадей рекомендуется применять высокоэкономичные источники света – натриевые лампы высокого давления. В нашем проекте используем зеркальные дуговые лампы высокого давления серии ДНаЗ/Reflux Н 220, они могут применяться для прямой замены ртутных ламп ДРЛ и ДРЛФ без замены пускорегулирующей аппаратуры, и не требует дополнительного зажигающего устройства.

Коэффициент запаса для вышеуказанных ламп принимается равным 1,1, так как КПД оптической системы этих ламп практически не меняется с течением срока службы.

Для расчета выбираем следующие параметры:

$b = 10$ м; высота подвеса светильников: $h = 9$ м; $\gamma = 0,5$ кд/м²; выбираем светильник типа РКУ 01-250, при этом применяем однорядное расположение светильников. Коэффициент использования светильников определяем в зависимости от соотношения $b/h = 10/9 = 1,1$:

$$\Phi = 0,5 \cdot 1,1 \cdot 3,14 / 0,072 = 24 \text{ лм/м}^2$$

Лампа ДНаЗ/Reflux Н 220 имеет световой поток $\Phi_{\text{л}} = 18000$ лм

С учетом изложенного выше площадь, которую могут осветить эти лампы равна:

$$S_{\text{л}} = \Phi_{\text{л}} / \Phi = 18000 / 24 = 750 \text{ м}^2.$$

При ширине улицы в 10 м шаг светильников:

$$l = S_{\text{л}} / b = 750 / 10 = 75 \text{ м}.$$

В результате светотехнического расчёта устанавливается удельная мощность наружного освещения, относимая к 1 м² освещаемой поверхности рассматриваемой территории:

$$P_{\text{ос.дор}} = \frac{P_{\text{л}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot L}{l}, \quad \text{кВт}, \quad (6)$$

где $P_{\text{л}}$ – номинальная мощность лампы (в нашем случае 0,22 кВт), кВт;

$K_{\text{ПРА}}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в ПРА (для газоразрядных ламп равен 1,1), Вт;

L – протяженность улиц, м;

$$Q_{\text{ос.дор}} = P_{\text{ос.дор}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad \text{квар}, \quad (7)$$

где $\text{tg} \varphi$ – коэффициент мощности, для газоразрядных ламп равен 0,75.

Определяем расчетную осветительную нагрузку ТП1

Определяем для остальных ТП расчетную осветительную нагрузку и сводим расчеты в табл. 7.

Для оценки расчетной осветительной нагрузки территории микрорайона используют следующую формулу:

$$P_{\text{ос.ул}} = P_{\text{уд}} \cdot S_{\text{мк}}, \quad \text{кВт}, \quad (8)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельная расчетная осветительная нагрузка на 1 м² территории микрорайона, кВт/м²;

$S_{\text{мк}}$ – площадь территории микрорайона, м².

$P_{\text{уд}} = 0,3-0,4$ Вт/м² согласно справочника [25].

Активная и реактивная нагрузка системы освещения дорог и улиц поселка определяются по формулам:

$$P_{\text{ос}} = P_{\text{ос.дор}} + P_{\text{ос.ул}}, \quad \text{кВт}, \quad (9)$$

$$Q_{\text{ос}} = Q_{\text{ос.дор}} + Q_{\text{ос.ул}}, \quad \text{кВар}, \quad (10)$$

Приведем пример расчета для района ТП1:

Протяженность дорог $L = 350$ м, площадь $S_{\text{МК}} = 1400$ м²

По формулам приведенные в пункте 5.1 проводим расчеты:

$$P_{\text{ос.дор}} = \frac{0,22 \cdot 1,1 \cdot 350}{75} = 1,13 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ос.дор}} = 1,13 \cdot 0,75 = 0,85 \text{ квар}$$

$$P_{\text{ос.ул}} = 0,3 \cdot 10^{-3} \cdot 1400 = 0,42 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ос.ул}} = 0,85 \cdot 0,75 = 0,32 \text{ квар}$$

$$P_{\text{ос}} = 1,13 + 0,42 = 1,55 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ос}} = 0,85 + 0,32 = 1,16 \text{ квар}$$

Все остальные расчеты по ТП сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Определения расчетной нагрузки освещения дорог и улиц поселка

Район	L , м	$P_{\text{ос.дор}}$, кВт	$Q_{\text{ос.дор}}$, квар	S , м ²	$P_{\text{ос.ул}}$, кВт	$Q_{\text{ос.ул}}$, квар	$P_{\text{ос}}$, кВт	$Q_{\text{ос}}$, квар
ТП1	350	1,13	0,85	1400	0,42	0,32	1,55	1,16
ТП2	400	1,29	0,97	2800	0,84	0,63	2,13	1,60
ТП3	560	1,81	1,36	6944	2,08	1,56	3,89	2,92
ТП4	580	1,87	1,40	7656	2,30	1,72	4,17	3,13
ТП5	350	1,13	0,85	1400	0,42	0,32	1,55	1,16
ТП6	300	0,97	0,73	1200	0,36	0,27	1,33	1,00
ТП7	420	1,36	1,02	3276	0,98	0,74	2,34	1,75
ТП8	500	1,61	1,21	5000	1,50	1,13	3,11	2,34
ТП9	510	1,65	1,23	5304	1,59	1,19	3,24	2,43
ТП10	390	1,26	0,94	2574	0,77	0,58	2,03	1,52
ТП11	600	1,94	1,45	8400	2,52	1,89	4,46	3,34

Полную нагрузку по ТП произведем по формуле :

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{oc})^2 + (Q_p + Q_{oc})^2}, \quad \text{кВт}, \quad (11)$$

где P_p и Q_p – расчетные нагрузки линий из таблицы (2)

P_{oc} и Q_{oc} – расчетная нагрузка освещения из таблицы (7)

Для примера приведем расчет полной нагрузки ТП 1.

$$S_p = \sqrt{(211,5 + 1,55)^2 + (42,68 + 1,16)^2} = 217,51 \text{ кВА}$$

Остальные расчеты ТП сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчеты полной нагрузки по ТП

ТП	P_p , кВт	Q_p , квар	P_{oc} , кВт	Q_{oc} , квар	$P_{доп}$, кВт	$Q_{доп}$, квар	S_p , кВА
ТП1	211,50	42,68	1,55	1,16			217,51
ТП11	304	61,9	4,46	3,34			315,3
ТП2	345,00	74,12	2,13	1,60			355,29
ТП3	331,80	75,60	3,89	2,92			344,75
ТП4	352,31	82,32	4,17	3,13			366,57
ТП5	339,00	72,75	1,55	1,16			348,48
ТП6	169,15	49,33	1,33	1,00			177,75
ТП10	268,19	69,59	2,03	1,52	105,00	21,00	386,36
ТП8	425,00	116,74	3,11	2,34			444,36
ТП7	177,00	35,40	2,34	1,75			183,45
ТП9	295,30	86,66	3,24	2,43			311,54

Примечание: В таблице $R_{доп}$ и $Q_{доп}$ – дополнительная нагрузка ТП вызванная необходимостью резервировать часть потребителей II категории (дом №34).

Подробный расчет занесен в ПРИЛОЖЕНИЕ А.

5.2 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Номинальная мощность трансформатора на ТП определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad \text{кВА}, \quad (12)$$

где S_p – расчетная максимальная мощность элемента СЭС;

N – число трансформаторов на ТП;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,8-0,85 при преобладании нагрузки III категории на однострансформаторных ТП, и 0,7 при преобладании нагрузки I и II категории на двухтрансформаторных ТП[14].

Проверка числа трансформаторов ТП определяем по коэффициенту загрузки, в нормальном и послеаварийном режиме.

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{\text{ном}}} ; \quad K_{n/a} = \frac{S_p}{S_{\text{ном}}} \quad (24)$$

Приведем пример расчета и выбора количества трансформаторов для ТП 1

Так как нагрузка ТП преимущественно II категории, то по формуле (23):

$$S_{\text{ном.т.}} = \frac{217,51}{2 \cdot 0,7} = 155,37 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора типа ТМ-160/10/0,4

Произведем проверку по коэффициенту загрузки, в нормальном и послеаварийном режиме по формуле (24).

$$K_3 = \frac{217,51}{2 \cdot 160} = 0,68; \quad K_{n/a} = \frac{217,51}{160} = 1,36$$

Остальные расчеты ТП заносим в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет и выбор трансформаторов ТП 10/0,4 кВ

ТП	S_p , кВА	$S_{p.т.}$, кВА	Тип	$n_{\text{тр.п.}}$	K_3	$K_{3.ав}$	$Q_{p\text{ТП}}$, кВА
ТП1	217,51	155,37	ТМ-160	2	0,68	1,36	43,84
ТП11	315,3	225,3	ТМ-250	2	0,63	1,26	37,64
ТП2	355,29	253,78	ТМ-250	2	0,70	1,40	35,71

ТП	S_p , кВА	$S_{p.т.}$, кВА	Тип	$n_{тр.р.}$	K_3	$K_{3.ав}$	$Q_{pТП}$, кВА
ТП3	344,75	246,25	ТМ-250	2	0,69	1,38	78,52
ТП4	366,57	261,84	ТМ-400	2	0,46	0,92	85,44
ТП5	348,48	248,91	ТМ-250	2	0,70	1,39	73,91
ТП6	177,75	126,96	ТМ-160	2	0,56	1,11	50,33
ТП10	386,36	349,28	ТМ-630	1	0,61	0,61	71,11
ТП8	444,36	555,46	ТМ-630	1	0,71	0,71	119,08
ТП7	183,45	228,93	ТМ-250	1	0,75	0,75	37,15
ТП9	311,54	222,53	ТМ-250	2	0,62	1,25	89,09

5.3 Определение места расположения ТП.

Для построения рациональной СЭС важное значение имеет правильное размещение трансформаторных подстанций, т.е. подстанции всех мощностей, напряжения и токи должны быть максимально приближены к центрам подключенных к ним нагрузок т.е. центру электрических нагрузок (ЦЭН). Это обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели СЭС по расходу электроэнергии и дефицитных проводниковых материалов, т.е. минимум приведенных затрат.

ЦЭН позволяет определить место расположение трансформаторных подстанций и ПС. Для нахождения координат ЦЭН используют следующие формулы:

$$X = \frac{\sum P_{p,i} \cdot X_i}{\sum P_{p,i}}, \quad \text{м}, \quad (25)$$

$$Y = \frac{\sum P_{p,i} \cdot Y_i}{\sum P_{p,i}}, \quad \text{м}, \quad (26)$$

где, X_i и Y_i – соответственно абсцисса и ордината приложения i -го электроприемника, м;

$P_{p,i}$ – расчетная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

Для примера осуществим расчет ЦЭН для ТП 1 по формулам (25), (26).

$$X = \frac{12,5 \cdot 97,5 + 105 \cdot 91,05 + 99 \cdot 86,75}{12,5 + 105 + 99} = 100,3 \text{ м}$$

$$Y = \frac{12,5 \cdot 24,5 + 105 \cdot 37 + 99 \cdot 4}{12,5 + 105 + 99} = 21,19 \text{ м}$$

Результаты расчетов по определению ЦЭН сводим в таблицу 10.

Таблица 10 - Расчет ЦЭН

№ потребителя на генплане	Потребитель	P _p , кВА	Координата X, м	Координата Y, м
1	2	3	4	5
3	Аптека	5	20,5	4
24	Жилой дом(30-квартирный)	30	66	67
24	Жилой дом(30-квартирный)	30	51	65,75
24	Жилой дом(30-квартирный)	30	66,5	53,75
24	Жилой дом(30-квартирный)	30	52	66,75
24	Жилой дом(30-квартирный)	30	53,5	38,75
ТП 11			55,08	35,6
11	Дом быта (на 10 рабочих мест)	12,5	97,5	24,5
31	Жилой дом (70-квартирный)	105	91,05	37
25	Жилой дом (66-квартирный)	99	86,75	4
ТП 1			100,3	21,19
6	Столовая (на 50 мест)	52	119,75	22,25
	(с магазином)	15,5	119,75	22,25
17	Жилой дом (45-квартирный)	94,5	122	49
21	Жилой дом (50-квартирный)	105	118,75	38,25
22	Жилой дом (50-квартирный)	105	85,75	52
ТП 2			123,36	41,96
15	Магазин продовольствен. товаров	28	108	73,5
28	Секционный жилой дом	120	99	63
29	Секционный жилой дом	120	115,5	37
30	Секционный жилой дом	120	131,5	70,5
ТП 3			114,8	58,04
2	Детский сад (на 280 мест)	128,8	138,5	47,75
8	Здание милиции	2,795	162,5	75,5
33	Жилой дом (70-квартирный)	105	168,8	39,5
38	Магазин продовольствен. товаров	16,25	183,25	70,75
16	Жилой дом (47-квартирный)	98,7	151,5	48
ТП 4			153,46	46,64
4	Магазин продовольствен. товаров	15	147,5	19

1	2	3	4	5
32	Секционный жилой дом	120	125,5	1
26	Жилой дом (70-квартирный)	105	176,5	12,25
27	Жилой дом (70-квартирный)	105	155	5,5
ТП 5			150,96	6,58
10	Административное здание	8,91	207,5	27
13	Поликлиника (35 коек)	66	193,5	46
	(120 посещений)	18	193,5	46
19	Жилой дом (50-квартирный)	105	180,5	28,25
ТП 6			187,23	35,73
35	Одноквартирный жилой дом	10	210	105
35	Одноквартирный жилой дом	10	204,25	61,75
35	Одноквартирный жилой дом	10	224,25	60,5
35	Одноквартирный жилой дом	10	231,25	58
36	Двухквартирный жилой дом	20	206,75	119
36	Двухквартирный жилой дом	20	199	89,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	214,5	91,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	204	76,25
36	Двухквартирный жилой дом	20	218,75	77,75
36	Двухквартирный жилой дом	20	215,5	64,25
36	Двухквартирный жилой дом	20	216,5	52
ТП 7			212,21	79,21
5	Минирынок	19,55	248	66,8
7	Магазин продовольствен. товаров	15	246,5	97,8
12	Дом культуры (на 300 мест)	138	238,5	40
34	Жилой дом (50-квартирный)	105	256,25	46,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	219	122,75
36	Двухквартирный жилой дом	20	224,5	105,25
36	Двухквартирный жилой дом	20	228,5	123,75
36	Двухквартирный жилой дом	20	236,5	110,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	228,5	91,25
ТП 10			241,31	64,22
36	Двухквартирный жилой дом	20	232,75	78
36	Двухквартирный жилой дом	20	250	127
36	Двухквартирный жилой дом	20	265	132
36	Двухквартирный жилой дом	20	255	115
36	Двухквартирный жилой дом	20	270	121
36	Двухквартирный жилой дом	20	262	98,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	277,5	103,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	262,5	86
36	Двухквартирный жилой дом	20	279	91
36	Двухквартирный жилой дом	20	268,5	70,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	285	76
36	Двухквартирный жилой дом	20	274,5	57,5
36	Двухквартирный жилой дом	20	287,5	66

1	2	3	4	5
ТП 8			266,87	94
20	Секционный жилой дом	120	142	73,5
1	Школа (на 76 учащихся)	19	146,5	106
18	Секционный жилой дом	120	145	130
9	Магазин продовольствен. товаров	30	174,5	96
39	Канализационно-насосная станция	42,42	182	130
ТП 9			151,41	105,09

5.4 Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения и их анализ

К распределительной сети предъявляются следующие требования:

- сеть должна обеспечивать нормируемый уровень надежности электроснабжения потребителей приведенные затраты на сооружение сети и эксплуатационные расходы должны быть по возможности минимальными;

- во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество электрической энергии; сеть должна высокие эксплуатационные характеристики и быть безопасной для обслуживающего персонала.

- согласно [24] для электроприемников первой категории рекомендуется применять двухлучевую схему распределительной сети с двухсторонним питанием. При условии подключения взаиморезервирующих линий к разным источникам питания и использованием АВР.

Разработаны два варианта схем распределительной сети предоставлены на рисунке 4, 5 и отображены на листе 2.

1 вариант (рис.4):

В первом варианте применяется смешанная схема, которая включает в себя двухлучевую, лучевую и петлевую схему:

- в двухлучевой объединены четыре подстанций, питание прокладывается кабельной линией.

- двумя лучами запитаны, три и одна подстанции, питание прокладывается воздушной линией(СИП).

- петель подключены три подстанции, питание прокладывается кабельной линией.

2 вариант (рис.5):

Во втором варианте применяется смешанная схема, которая включает в себя петлевую и лучевую схему:

- в двух петлях объединены по четыре и три подстанций, питание прокладывается кабельной линией.

- двумя лучами запитаны три и одна подстанция, питание прокладывается воздушной линией(СИП).



Рисунок 4 – Схема электроснабжения 1 вариант



Рисунок 5 – Схема электроснабжения 2 вариант

5.5 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ

Выполним упрощенный расчет потокораспределения без учета потерь в линиях от конца к началу, рассчитаем потери в трансформаторах.

Таблица 11 - Справочные данные трансформаторов[14]

Тип	$S_{НОМ}$, кВА	U_k %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	ΔQ_k , кВар
ТМ 160/10	160	4,5	3,0	0,5	3,8
ТМ 250/10	250	4,5	4,0	1,05	9,2
ТМ 400/10	400	4,5	5,5	1,0	12,0
ТМ 630/10	630	5,5	12,2	1,68	18,9

Мощность приведенная к высокой стороне трансформатора складывается из мощности нагрузок и потерь в трансформаторе.

$$\underline{S} = \underline{S}_H + \underline{\Delta S}_m \quad (28)$$

$$\underline{S} = (P_H + \Delta P_m) + j(Q_H + \Delta Q_m) \quad (29)$$

где, ΔP_m - активные потери в трансформаторе;

ΔQ_m - реактивные потери в трансформаторе.

$$\Delta P_m = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S_p}{S_{НОМ}} \right)^2 \quad (30)$$

$$\Delta Q_m = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{U_k \%}{100} \right) \cdot \frac{S_p^2}{S_{НОМ}} \quad (31)$$

где, n - число трансформаторов на подстанции;

S_p – расчетная мощность трансформатора;

$S_{НОМ}$, ΔP_m , ΔQ_m , $U_k \%$ - паспортные данные трансформатора.

Для примера приведем расчет потерь в трансформаторах ТП 1.

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,5 + \frac{1}{2} \cdot 3 \left(\frac{217,51}{160} \right)^2 = 3,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot 3,8 + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{4,5}{100} \right) \cdot \frac{217,51^2}{160} = 14,25 \text{ кВар}$$

Полная мощность приведенная к высокой стороне:

$$S = (217,51 + 3,8) + j(43,84 + 14,25) = (221,31 + j58,09) \text{ кВА}$$

Расчеты для остальных трансформаторных подстанций выполним аналогично и сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет мощности приведенная к высокой стороне

№ ТП	ΔP_T кВт	P, кВт ТП	P, кВт Приведенное	ΔQ_T , кВА	Q, кВар ТП	Q, кВар Приведенное	S, кВА
1	3,8	217,51	221,31	14,25	43,84	58,09	228,8
2	6,1	355,29	361,39	29,8	75,72	105,52	376,48
3	5,9	344,75	350,65	29,09	79,49	108,59	367,08
4	4,3	366,57	370,88	31,56	85,45	117,01	388,9
5	5,99	348,48	354,47	29,33	73,91	103,24	369,2
6	2,85	177,75	180,6	12,04	50,33	62,37	191,07
7	3,2	183,45	186,65	15,26	37,15	52,41	193,87
8	7,9	444,36	452,26	36,14	119,08	155,22	478,16
9	5,21	311,54	316,75	27,14	89,09	116,23	337,4
10	6,38	386,36	392,74	31,93	92,11	124,04	411,86
11	4,62	315,3	319,92	27,35	65,24	92,59	333,05
Итого	56,25	3451,36	3507,62	283,89	811,41	1095,31	3675,87

Приведем пример расчета для варианта №1.

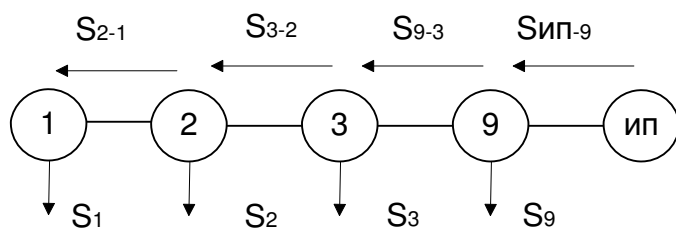


Рисунок 6 – Схема потокараспределения (луч 1)

Рассчитаем потоки мощности по участкам:

$$S_{2-1} = S_1 = (221,31 + j58,09) \text{ кВА}$$

$$S_{3-2} = S_2 + S_{2-1} = (221,31 + j58,09) + (361,39 + j105,52) = (582,7 + j163,61) \text{ кВА}$$

$$S_{9-3} = S_3 + S_{3-2} = (350,65 + j108,59) + (582,7 + j163,61) = (933,35 + j272,2) \text{ кВА}$$

$$S_{ун-9} = S_9 + S_{9-3} = (316,75 + j116,23) + (933,35 + j272,2) = (1250,1 + j388,43) \text{ кВА}$$

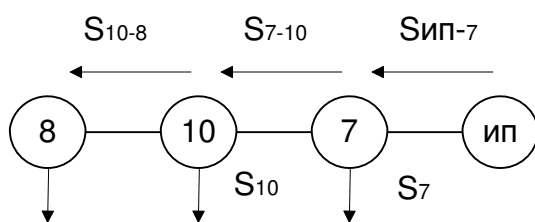


Рисунок 7 – Схема потокараспределения (луч 2)

$$S_{10-8} = S_8 = (452,26 + j155,22) \text{ кВА}$$

$$S_{7-10} = S_{10} + S_{10-8} = (392,74 + j124,04) + (452,26 + j155,22) = (845 + j279,26) \text{ кВА}$$

$$S_{ун-7} = S_7 + S_{7-10} = (186,65 + j52,41) + (845 + j279,26) = (1031,65 + j331,67) \text{ кВА}$$

Рассчитаем кольцевую схему:

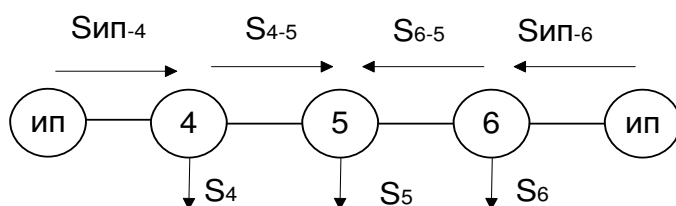


Рисунок 8 – Схема потокараспределения (кольцо)

Рассчитаем потоки мощности на головных участках:

$$S_{un-4} = \frac{S_4 \cdot L_{ип-4} + S_5 \cdot L_{ип-5} + S_6 \cdot L_{ип-6}}{L_{ип-ип}}$$

$$S_{un-4} = \frac{(370,88 + j117,01) \cdot 85 + (354,47 + j103,24) \cdot 158 + (180,6 + j62,37) \cdot 217}{329} =$$

$$= (385,17 + j120,95) \text{ кВА}$$

$$S_{un-6} = \frac{S_6 \cdot L_{ип-6} + S_5 \cdot L_{ип-5} + S_4 \cdot L_{ип-4}}{L_{ип-ип}}$$

$$S_{un-6} = \frac{(180,6 + j62,37) \cdot 112 + (354,47 + j103,24) \cdot 171 + (370,88 + j117,01) \cdot 244}{329} =$$

$$= (520,78 + j161,67) \text{ кВА}$$

Рассчитаем потоки мощности на остальных участках:

$$S_{4-5} = S_{un-4} - S_4 = (385,17 + j120,95) - (370,88 + j117,01) = (14,29 + j3,94) \text{ кВА}$$

$$S_{5-6} = S_{4-5} - S_5 = (14,29 + j3,94) - (354,47 + j103,24) = (-340,18 - j99,3) \text{ кВА}$$

Точка потокораздела по активной и реактивной мощности находится на ТП5.

$$S_{6-5} = S_{un-6} - S_6 = (520,78 + j161,67) - (180,6 + j62,37) = (340,18 + j99,3) \text{ кВА}$$

$$\text{Поток мощности } S_{un-11} = S_{11} = (319,92 + j92,59) \text{ кВА}$$

Расчет потоков мощности в послеаварийных режимах.

Так как максимальные значения потоков мощности рассчитались на головных участках сети, то послеаварийные режимы рассчитаем с разрывом сети на этих участках.

Первый послеаварийный режим:

Отключен участок ИП-ТП4

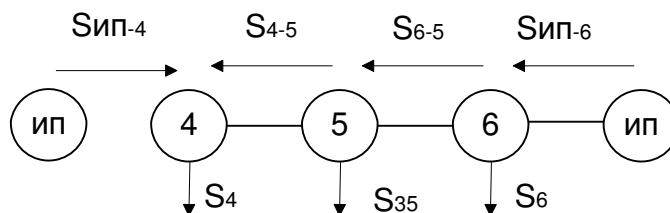


Рисунок 9 – Первый послеаварийный режим

Потоки мощности по участкам:

$$S_{5-4} = S_4 = (370,88 + j117,01) \text{ кВА}$$

$$S_{6-5} = S_5 + S_{5-4} = (354,47 + j103,24) + (370,88 + j117,01) = (725,35 + j220,25)$$

кВА

$$S_{un-6} = S_6 + S_{6-5} = (180,6+j62,37) + (725,35 + j220,25) = (905,95 + j282,62)$$

кВА

Второй послеаварийный режим

Отключен участок ИП-ТП6

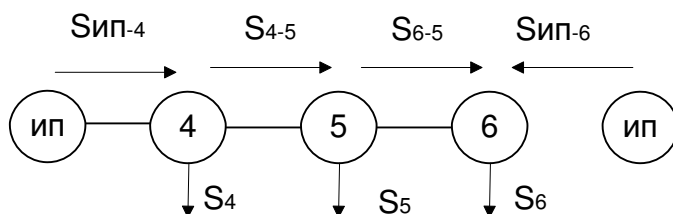


Рисунок 10 – Второй послеаварийный режим

$$S_{5-6} = S_6 = (180,6+j62,37) \text{ кВА}$$

$$S_{4-5} = S_5 + S_{5-6} = (354,47+j103,24) + (180,6+j62,37) = (535,07 + j165,61)$$

кВА

$$S_{un-4} = S_4 + S_{4-5} = (370,88+j117,01) + (535,07 + j165,61) = (905,95 + j282,62)$$

кВА

Все расчеты для вариантов заносим в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет потоков мощности токов и падений напряжения на участках распределительной сети 10кВ

№ Участка	Поток мощности на участке сети, кВА	Ток на участке сети, А
	Вариант 1	
ПС-ТП7	1031,65 + j331,67	62,64
ТП7-ТП10	845 + j279,26	51,44
ТП10-ТП8	452,26 + j155,22	27,64
ПС-ТП11	319,92+ j92,59	19,25
ПС-ТП9	1250,1 + j388,43	75,67
ТП9-ТП3	933,35 + j272,2	56,2
ТП3-ТП2	582,7 + j163,61	34,98
ТП2-ТП1	221,31 + j58,09	13,23
ПС-ТП4	905,95 + j282,62	54,86
ПС-ТП6	905,95 + j282,62	54,86
ТП4-ТП5	535,07 + j165,61	32,38
ТП5-ТП6	725,35 + j220,25	43,82
	Вариант 2	
ПС-ТП7	1031,65 + j331,67	62,64
ТП7-ТП10	845 + j279,26	51,44
ТП10-ТП8	452,26 + j155,22	27,64
ПС-ТП11	319,92+ j92,59	19,25
ПС-ТП3	1287,82+ j375,44	77,54

№ Участка	Поток мощности на участке сети, кВА	Ток на участке сети, А
ПС-ТП5	1287,82+ j375,44	77,54
ТП3-ТП2	937,17+ j266,85	56,32
ПС2-ТП1	712,04+ j214,11	42,98
ТП1-ТП5	933,35+ j272,2	56,2
ПС-ТП9	868,23+ j295,61	53,02
ПС-ТП6	868,23+ j295,61	53,02
ТП9-ТП4	551,48+ j179,38	33,52
ТП4-ТП6	687,63+ j233,24	41,97

Выбор кабельных линий и СИП напряжением 10 кВ

Расчет и выбор кабельных линий и СИП аналогичен пункту 4.3. Расчетные данные занесем в таблицу 14.

Для примера выполним расчет потока мощности и падения напряжения на участке ИП-4.

Рассчитаем ток на участке сети:

$$I_{un-4} = \frac{\sqrt{905,95^2 + 282,62^2}}{10 \cdot 1,73} = 54,86 \text{ А}$$

Падение напряжения:

$$\Delta U = \frac{54,86 \cdot 1,73 \cdot 0,085}{10000} \cdot (0,329 \cdot 1 + 0,081 \cdot 0,0054) \cdot 100\% = 0,03\%$$

Что удовлетворяет требования ПУЭ.

Остальные значения рассчитываются аналогично и сводятся в таблицу 14.

Просуммируя значения длины кабеля и потерь по вариантам можно сделать вывод, что для реализации реконструкции распределительной сети 10 кВ экономически выгоден вариант №1.

Таблица - 14 Выбор марки и сечения провода 10 кВ

Маршрут	Марка	Кол. цепей	Сечение, мм ²	Длина, м	P_p , кВт	$Q_{p,}$ кВар	I_p , А	$I_{p.ав}$, А	$I_{доп}$, А	$I_{доп}'$, А	$I_{доп.ав}$, А	r , Ом/км	x , Ом/км	ΔU , %
Вариант 1														
ПС-ТП7	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	55	1031,65	331,67	62,64	62,64	140,00	-	-	0,32	0,097	0,00
ТП7-ТП10	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	64	845	279,26	51,44	51,44	140,00	-	-	0,32	0,097	0,01
ТП10-ТП8	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	61	452,26	155,22	27,64	27,64	140,00	-	-	0,32	0,097	0,02
ПС-ТП11	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	218	319,92	92,59	19,25	19,25	140,00	-	-	0,32	0,097	0,01
ПС-ТП9	ААШВ	2	(3×95)	56	1250,1	388,43	31,69	75,67	161,00	144,90	166,64	0,329	0,081	0,01
ТП9-ТП3	ААШВ	2	(3×95)	55	933,35	272,2	23,63	56,2	161,00	144,90	166,64	0,329	0,081	0,01
ТП3-ТП2	ААШВ	2	(3×95)	36	582,7	163,61	14,70	34,98	161,00	144,90	166,64	0,329	0,081	0,00
ТП2-ТП1	ААШВ	2	(3×95)	48	221,31	58,09	5,65	13,23	161,00	144,90	166,64	0,329	0,081	0,00
ПС-ТП4	ААШВ	1	(3×95)	85	905,95	282,62	46,37	54,86	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,02
ПС-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	112	905,95	282,62	46,37	54,86	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,03

Маршрут	Марка	Кол. цепей	Сечение, мм ²	Длина, м	P_p , кВт	$Q_{p,}$ кВар	I_p , А	$I_{p.ав}$, А	$I_{доп.}$, А	$I_{доп.'}$, А	$I_{доп.ав,}$, А	r , Ом/км	x , Ом/км	ΔU , %
ТП4-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	73	535,07	165,61	46,37	32,38	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,02
ТП5-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	59	725,35	220,25	46,37	43,82	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,02
Вариант 2														
ПС-ТП7	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	55	161,40	33,44	62,64	62,64	140,00	-	-	0,32	0,097	0,00
ПС-ТП10	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	119	243,20	64,00	51,44	51,44	140,00	-	-	0,32	0,097	0,01
ПС-ТП8	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	180	385,30	107,17	27,64	27,64	140,00	-	-	0,32	0,097	0,02
ПС-ТП11	СИП-1А	1	(3×95+1×120)	218	156,29	33,88	19,25	19,25	140,00	-	-	0,32	0,097	0,01
ПС-ТП3	ААШВ	1	(3×95)	106	1112,78	208,78	77,54	77,54	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,04
ПС-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	173	1112,78	208,78	77,54	77,54	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,07
ТП3-ТП2	ААШВ	1	(3×95)	36	1112,78	208,78	56,32	56,32	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,01
ТП2-ТП1	ААШВ	1	(3×95)	48	1112,78	208,78	42,98	42,98	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,02
ТП1-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	94	1112,78	208,78	56,2	56,2	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,04

Маршрут	Марка	Кол. цепей	Сечение, мм ²	Длина, м	P_p , кВт	$Q_{p,}$, кВар	I_p , А	$I_{p.ав}$, А	$I_{доп.}$, А	$I_{доп.}'$, А	$I_{доп.ав,}$, А	r , Ом/км	x , Ом/км	ΔU , %
ПС-ТП9	ААШВ	1	(3×95)	56	742,93	202,37	53,02	53,02	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,01
ПС-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	112	742,93	202,37	53,02	53,02	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,03
ТП9-ТП4	ААШВ	1	(3×95)	42	742,93	202,37	33,52	33,52	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,01
ТП4-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	73	742,93	202,37	41,97	41,97	161,00	161,00	185,15	0,329	0,081	0,02

6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЕТИ 10 КВ

6.1 Определение капитальных вложений

Капитальные вложения для электрических сетей находят по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{каб}} + K_{\text{вл}}) \cdot K_{\text{район}} \cdot K_{\text{инф}}, \quad \text{тыс. руб.}, \quad (32)$$

где $K_{\text{каб}}$, $K_{\text{вл}}$ - капиталовложения в ВЛ и КЛ 10 кВ.

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции = 93,4

Проводим расчет капиталовложений в варианты сети 10 кВ в ценах 1991 г. с учетом инфляции и заносим в табл. 6

$K_{\text{район}}$ - районный коэффициент (для дальнего востока 1,4)

Капиталовложение на сооружение линий определяются по формуле:

$$K = K_0 \cdot l \quad (33)$$

где K_0 – удельная стоимость километра сооружаемой линии, тыс.руб/км;

l – длина трассы, км.

Для примера произведем расчет участка ПС – ТП7.

$$K = 8,79 \cdot 0,055 \cdot 1,4 \cdot 93,4 = 63,2 \text{ тыс. руб}$$

Остальные расчеты заносим в таблицу 15.

Таблица 15 - Расчет капитальных вложений

Маршрут	Марка	Кол. цепей	Сечение, мм ²	Длина, м	Куд, тыс. руб	К тыс. руб
1	2	3	4	5	6	7
Вариант 1						
ПС-ТП7	СИП-3	1	(3×95)	55	8,79	63,2
ПС-ТП10	СИП-3	1	(3×95)	119	8,79	136,4
ПС-ТП8	СИП-3	1	(3×95)	180	8,79	207,4
ПС-ТП11	СИП-3	1	(3×95)	218	8,79	250,3
ПС-ТП9	ААШВ	2	(3×95)	56	19,8	144,8
ТП9-ТП3	ААШВ	2	(3×95)	55	19,8	142
ТП3-ТП2	ААШВ	2	(3×95)	36	19,8	93,4
ТП2-ТП1	ААШВ	2	(3×95)	48	19,8	124,2
ПС-ТП4	ААШВ	1	(3×95)	85	12,6	140,1

Маршрут	Марка	Кол. цепей	Сечение, мм ²	Длина, м	Куд, тыс. руб	К тыс. руб
ПС-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	112	12,6	184,9
ТП4-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	73	12,6	120,5
ТП5-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	59	12,6	97,1
Итого						1704,3
Вариант 2						
ПС-ТП7	СИП-3	1	(3×95)	55	8,79	63,2
ПС-ТП10	СИП-3	1	(3×95)	119	8,79	136,4
ПС-ТП8	СИП-3	1	(3×95)	180	8,79	207,4
ПС-ТП11	СИП-3	1	(3×95)	218	8,79	250,3
ПС-ТП3	ААШВ	1	(3×95)	106	12,6	174,7
ПС-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	173	12,6	284,9
ТП3-ТП2	ААШВ	1	(3×95)	36	12,6	59,8
ТП2-ТП1	ААШВ	1	(3×95)	48	12,6	79,39
ТП1-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	94	12,6	155
ПС-ТП9	ААШВ	1	(3×95)	56	12,6	92,5
ПС-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	112	12,6	184,9
ТП9-ТП4	ААШВ	1	(3×95)	42	12,6	69,1
ТП4-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	73	12,6	120,5
Итого						1878,1

6.2 Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I = I_{ЭРО} + I_{ам} + I_{ΔW} \quad (34)$$

где $I_{ЭРО}$ – издержки на обслуживание и ремонт электрических сетей, тыс.руб;

$I_{ам}$ – издержки на амортизацию, тыс.руб;

$I_{ΔW}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб.

Издержки на обслуживание и ремонт:

$$I_{ЭРО} = \alpha_{ЭРО}^{ВЛ} \cdot K_{вл}$$

где $\alpha_{ЭРО}^{ВЛ}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию и ремонт воздушных линий;

$\alpha_{ЭРО}$ – для воздушных линий напряжением свыше = 0,8, для кабельных линий проложенных в земле = 2,6 [5].

Издержки на амортизацию определяются:

$$I_{ам} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл}} \quad (35)$$

где $T_{сл}$ – срок службы рассматриваемого оборудования.

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (36)$$

где ΔW – суммарные потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии, 2,38 руб/кВт·ч.

Приведем пример расчета для участка ПС – ТП7 по формулам (34)-(36).

Потери электроэнергии определяем по формуле:

$$\Delta W = n \cdot I^2 \cdot r \cdot l / 1000 \quad (37)$$

где n – число фаз;

I_p – расчетный ток;

$r_{уд}$ – активное сопротивление проводника;

l – длина проводника (суммарная длина проводников в группе электр. проводников)

Издержки на обслуживание и ремонт:

$$I_{ЭРО} = 0,8 \cdot 63,2 = 50,6 \text{ т.руб}$$

Издержки на амортизацию определяются:

$$I_{ам} = \frac{63,2}{20} = 3,16 \text{ т.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = 2,38 \cdot 0,002 = 0,00476 \text{ т.руб}$$

Остальные расчеты по вариантам заносим в таблицу 16.

Таблица 16 - Расчет эксплуатационных издержек по вариантам

Маршрут	Марка	Кол. цепей	Сечение, мм ²	$I_{ам}$	ΔW	$I_{ЭРО}$
1	2	3	4	5	6	7
ПС-ТП7	СИП-3	1	(3×95)	3,16	0,002	53,76
ПС-ТП10	СИП-3	1	(3×95)	6,82	0,02	109,1
ПС-ТП8	СИП-3	1	(3×95)	10,37	0,09	165,9
ПС-ТП11	СИП-3	1	(3×95)	12,52	0,02	200,2
ПС-ТП9	ААШВ	2	(3×95)	7,24	0,06	240,5
ТП9-ТП3	ААШВ	2	(3×95)	7,1	0,03	376,5
ТП3-ТП2	ААШВ	2	(3×95)	4,67	0,01	369,2
ТП2-ТП1	ААШВ	2	(3×95)	6,21	0,00	242,8
ПС-ТП4	ААШВ	1	(3×95)	7	0,03	364,3
ПС-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	9,25	0,08	480,7
ТП4-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	6,03	0,00	313,3
ТП5-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	4,86	0,02	252,5
Итого				85,23	0,37	3168,76
ПС-ТП7	СИП-3	1	(3×95)	3,16	0,00	53,76
ПС-ТП10	СИП-3	1	(3×95)	6,82	0,01	109,1
ПС-ТП8	СИП-3	1	(3×95)	10,37	0,05	165,9
ПС-ТП11	СИП-3	1	(3×95)	12,52	0,01	200,2
ПС-ТП3	ААШВ	1	(3×95)	8,74	0,07	454,2
ПС-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	14,25	0,07	740,7
ТП3-ТП2	ААШВ	1	(3×95)	2,99	0,01	155,5
ТП2-ТП1	ААШВ	1	(3×95)	3,97	0,00	206,4
ТП1-ТП5	ААШВ	1	(3×95)	7,75	0,01	403
ПС-ТП9	ААШВ	1	(3×95)	4,63	0,01	240,5
ПС-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	9,25	0,04	480,7

ТП9-ТП4	ААШВ	1	(3×95)	3,46	0,00	179,7
ТП4-ТП6	ААШВ	1	(3×95)	6	0,01	313,3
Итого				93,91	0,57	3702,96

Суммарные эксплуатационные издержки:

1 вариант:

$$I = 85,23 + (0,37 \cdot 2,38) + 3168,76 = 3254,87 \text{ т.руб}$$

2 вариант:

$$I = 93,91 + (0,57 \cdot 2,38) + 3702,96 = 3798,23 \text{ т.руб}$$

6.3 Определение среднегодовых затрат

Выбор оптимального варианта осуществляется по среднегодовым затратам.

Среднегодовые затраты:

$$Z = E \cdot K + I \tag{38}$$

где K – капиталовложения в содержание электрической сети, тыс.руб;

I – суммарные эксплуатационные издержки, тыс.руб;

E – норматив дисконтирования 0,1[5].

1 вариант:

$$Z = 0,1 \cdot 1704,3 + 3254,87 = 3425,3 \text{ т.руб}$$

2 вариант:

$$Z = 0,1 \cdot 1878,1 + 3798,23 = 3986,04 \text{ т.руб}$$

По данным технико-экономического сравнения делаем вывод: первый вариант является наиболее эффективным, поэтому его и выбираем для дальнейших расчетов.

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ 35/6

7.1 Выбор номинального напряжения питающих линий

Если передаваемая мощность по линии не превышает 60 МВт, а длина питающих линий не более 250 км используют формулу Стилла [3, 28]:

$$U_{\text{рац}} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 16 \cdot P}, \quad (39)$$

где, L – длина линии в км

P – активная мощность, передаваемая по линии, МВт

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 16 \cdot 27,8} = 91,7 \text{ кВ}$$

Исходя из полученных данных следует, что рациональное напряжение подстанции будет равно 110 кВ. Таким образом, требуется проведение замена трансформаторов на ПС «Талакан» и питающих линий. Так как на ПС «Талакан» нет источника питания 110 кВ рекомендуется установить автотрансформатор 220/110/10 на ПС «Талакан». В результате проекта произойдет сокращение числа подстанций.

Вопрос реконструкции ПС «Талакан» и сети высокого напряжения в ВКР не рассматривался в виду ограничений объема и заданной темы дипломного проекта. Таким образом, без детальных расчетов, которые, по всей видимости, потребуют проектирования сети высокого напряжения, можно сделать вывод о целесообразности рассмотрения указанного проекта наряду с существующей системой электроснабжения.

Выбор пункта приема электроэнергии при реконструкции

Данные по нагрузкам получены во время прохождения преддипломной практики на объекте ОАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС».

Данные по нагрузкам временного поселка Талакан.

Таблица 17 - Нагрузки подстанций №2 и №11

№ п/п	Перечень потребителей	Мощности нагрузок P, МВт	$tg\varphi$	Q, МВар	S, МВА
1	ПС №2 35/10 «Электрокотельная №1»	24,2	0,2	4,8	24,7
4	ПС №11 35/10 Временный поселок	3,6	0,5	1,55	3,47
Итого		27,8		6,35	28,17

В настоящее время электроснабжение потребителей осуществляется по ВЛ 35 кВ от ПС «Талакан», которая в свою очередь запитывается по ВЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ Бурейской ГЭС. От подстанции «Талакан» идет питание двухцепными линиями.

Место размещения подстанции №2, №11 определено на расстоянии 2 км от ПС «Талакан» вне жилой зоны, возле электрокотельной №1.

Исходя из пункта 6.1 будет произведен демонтаж ПС 35/6 кВ №2, №11 и произведено строительство ПС 110/10 кВ по схеме два блока трансформатор – линия с ремонтной не автоматической перемычкой в цепях трансформатора, по стороне НН будет установлено КРУ К63 односекционированная система шин с секционным выключателем оборудованным АВР, с выключателями вакуумного исполнения.

7.2 Выбор марки и сечения питающих линий. Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции 110/10

Выбор марки и сечения питающих линий.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (40)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Определим расчетные токи в линии, и по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t,$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,3 [40]$$

Определим расчетные ток.

$$I_p = \frac{\sqrt{27800^2 + 6350^2}}{2 \cdot 110 \cdot 1,73} \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 102,2 \text{ А}$$

По экономическим токовым интервалам в зависимости от расчетного тока выбирается провод АС-120 [16] с длительно допустимым током 390 А. Учитывая, что аварийный ток в два раза больше расчетного, провод проходит по длительно-допустимому току.

Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции 110/10

Количество силовых трансформаторов устанавливаемых на подстанции определяется категорийностью потребителей. Из пункта 6.1 примем в нашем случае схему два блока трансформатор линия с ремонтной не автоиатической перемычкой в цепях линии, количество трансформаторов $N = 2$, так как основной состав потребителей относится к I и II категориям по надежности. Мощность определяется исходя из того, что в послеаварийном режиме один из трансформаторов нельзя перегружать более чем на 40% в течении 5 часов [15].

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле, кВА:

$$S_{mp} \geq \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3} \text{ кВА}, \quad (41)$$

где P_p – активная мощность потребителей на низкой стороне, кВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность приведенная к вводу трансформатора на стороне 10 кВ, квар;

N – количество силовых трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки силовых трансформаторов, принимаем: $K_3 = 0,7$;

Произведем компенсацию реактивной мощности на подстанции.

Условием выбора конденсаторных батарей является обеспечение требуемого коэффициента мощности, таким образом:

$$Q_{ок} = Q_p - P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{доп}}, \text{ квар}, \quad (42)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{доп}} = 0,4$ согласно [28];

P_p, Q_p – активная и реактивная мощности ПС с учетом мощности электродвигательной. $27800^2 + 6350^2$

$$Q_{ок} = 6350 - 27800 \cdot 0,4 = - 4770 \text{ квар}$$

Так как значение отрицательное, то компенсация реактивной мощности не требуется.

Активная мощность потребителей на низкой стороне трансформатора принимается как сумма нагрузок всех потребителей, тогда:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{27800^2 + 6350^2}}{2 \cdot 0,7} = 20368,6 \text{ кВА}$$

Выбираем для установки два трансформатора марки ТДН – 25000/110 с напряжением НН 10 кВ.

Номинальный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{27800^2 + 6350^2}}{2 \cdot 25000} = 0,57$$

Послеаварийный коэффициент загрузки:

$$K_a = \frac{\sqrt{27800^2 + 6350^2}}{25000} = 1,14$$

Рабочий ток на стороне ВН:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = I_p = \frac{\sqrt{27800^2 + 6350^2}}{110 \cdot 1,73} = 149,8 \text{ A}$$

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции 110/10 кВ и в распределительной сети 10 кВ

Для расчета токов КЗ в сети составим схему замещения от представленную на рис. 11.

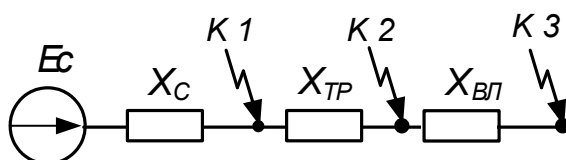


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов КЗ

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

Расчет токов короткого замыкания произведем в относительных единицах - приближенное приведение.

Выберем основные базисные условия

Базисная мощность

$S_б = 100$ МВА.

Базисные токи:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \text{ кА}, \quad (43)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,5250 \text{ кА}$$

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определяем исходя из того, что задан трехфазный ток короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции 110/10 кВ

В максимальном режиме: $I_{кз}^3 = 4,6 \text{ кА}$

В минимальном режиме: $I_{кз}^3 = 3,7 \text{ кА}$

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{ном}}, \quad \text{о.е.}, \quad (44)$$

где $U_{ном}$ – среднее напряжение в месте установки данного элемента;

$I_{кз}$ – ток трёхфазного короткого замыкания на шинах ПС, кА.

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 4,6 \cdot 110} = 0,136 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов в относительных единицах:

$$X_{тр} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad \text{о.е.}, \quad (45)$$

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{S_{ном}^2}, \quad \text{о.е.}, \quad (46)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА

ΔP_k – мощность короткого замыкания, кВт;

$$X_{тр} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

$$R_{тр} = \frac{120}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^{-3}}{25^2} = 0,019 \text{ о.е.}$$

Сопротивления кабельных линий и линий выполненных СИП:

$$X_{вл(кл)} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}, \quad \text{о.е.}, \quad (47)$$

$$R_{вл(кл)} = R_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2}, \quad \text{о.е.}, \quad (48)$$

Для примера определим сопротивление линии от ПС до ТП7. Линия выполнена проводом СИП-1А (3×50+1×25).

$$X_{вл(кл)} = 0,097 \cdot 0,055 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

$$R_{вл(кл)} = 0,32 \cdot 0,055 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,016 \text{ о.е.}$$

ЭДС системы принимаем $E_c=1$

Определим эквивалентное сопротивление до точки К-2 шин подстанции 10 кВ:

$$X_{\text{ПС}} = X_c + X_{\text{тр}}, \quad \text{о.е.}, \quad (49)$$

$$R_{\text{ПС}} = R_{\text{тр}}, \quad \text{о.е.}, \quad (50)$$

$$X_{\text{ПС}} = 0.109 + 0.42 = 0,529 \text{ о.е.}$$

$$R_{\text{ПС}} = 0.019 \text{ о.е.}$$

$$Z_{\text{ПС7}} = 0.019 + j \cdot 0.529 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление схемы замещения относительно точки К-3 равно:

$$X_{\text{ПС-ТП7}} = X_c + X_{\text{тр}} + X_{\text{вл(кл)}}, \quad \text{о.е.}, \quad (51)$$

$$R_{\text{ПС-ТП7}} = R_{\text{тр}} + R_{\text{вл(кл)}}, \quad \text{о.е.}, \quad (52)$$

$$X_{\text{ПС-ТП7}} = 0.109 + 0.42 + 0.005 = 0,534 \text{ о.е.}$$

$$R_{\text{ПС-ТП7}} = 0.019 + 0.016 = 0,035 \text{ о.е.}$$

$$Z_{\text{ПС-ТП7}} = 0.035 + j \cdot 0.534 \text{ о.е.}$$

Находим периодическую составляющую трехфазного тока короткого замыкания в относительных единицах:

$$I_{\text{по.кб}}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{\Sigma}}, \quad \text{о.е.}, \quad (53)$$

Токи короткого замыкания в именованных единицах определяется по формуле:

$$I_{\text{по.к}}^{(3)} = I_{\text{по.кб}}^{(3)} \cdot I_{\delta}, \quad \text{кА}, \quad (54)$$

Ударный ток при максимальном режиме:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0,к1}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд1}}, \quad \text{кА}, \quad (55)$$

Значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ определено по формуле:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{E_{\text{экв2}}}{X_1 + X_2}, \text{ кА}, \quad (56)$$

где X_1 – сопротивление прямой последовательности;

X_2 - сопротивление обратной последовательности.

Для расчета по приближенной методике принимаем $X_1 = X_2$

Следовательно, ток двухфазного КЗ в точке К-1 будет равен:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (57)$$

Время действия тока КЗ:

$$t_{\text{отк}} = (t_{\text{в}} + t_3), \text{ с}, \quad (58)$$

где $t_{\text{в}}$ - время отключения выключателя (для элегазовых выключателей принимается равным 0,05 с согласно [4]);

t_3 - время действия защиты (для микропроцессорных защит с учетом действия основной и резервной защиты принимаем равным для напряжения 110 кВ – 1,2 с, а для напряжения 10 кВ – 0,25 с согласно [4]).

Тепловой импульс тока КЗ определяем по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{п0.к}^2 \cdot (t_{\text{отк}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (59)$$

Проводим расчет для точки К-2 (шины ПС):

$$I_{\text{по.к2}}^{(3)} = \frac{E_{\text{с}}}{Z_{\text{ПС7}}} = \frac{1}{0.019 + j \cdot 0.529} = 0,068 - j \cdot 1,887 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{по.к2}}^{(3)} = |0,068 - j \cdot 1,887| \cdot 5,5 = 10,385 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 10,385 \cdot 1,37 = 14,23 \text{ кА}$$

Для расчета берем типовые значения при напряжении 110 кВ

$$K_{уд1} = 1,6, \text{ при } 10 \text{ кВ } K_{уд1} = 1,37.$$

$$I_{п0,к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0,к2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,385 = 8,99 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{к2} = 10,385^2 \cdot (0,25 + 0,05) = 32,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Аналогично приведем расчет для участка ПС-ТП7 т.е. точка К-3:

$$I_{п0,к3}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{ПС-ТП7}} = \frac{1}{0,035 + j \cdot 0,534} = 0,123 - j \cdot 1,865 \text{ о.е.}$$

$$I_{п0,к3}^{(3)} = |0,123 - j \cdot 1,865| \cdot 5,5 = 10,275 \text{ кА}$$

$$i_{уд,к3} = \sqrt{2} \cdot 10,275 \cdot 1,37 = 19,91 \text{ кА}$$

$$I_{п0,к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0,к3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,275 = 8,90 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{к3} = 10,275^2 \cdot (0,25 + 0,05) = 31,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты расчета заносим в таблицу 18.

По результатам расчета токов короткого замыкания производится выбор и проверка высоковольтного оборудования подстанции, а так же расчет и проверка уставок релейной защиты.

Таблица 18 - Расчет токов короткого замыкания

Место КЗ	Шины	$I_{\max}^{(3)}$, кА	$I_{\min}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{\max}^{(2)}$, кА	$I_{\min}^{(2)}$, кА	$B_{к}$, кА ² с
К-1	ПС (110кВ)	4,81	3,87	10,88	4,16	3,35	28,91
К-2	ПС (10 кВ)	10,39	9,89	20,12	8,99	8,56	32,35
К-3	ТП7 (10 кВ)	10,28	9,79	19,91	8,90	8,48	31,67
К-4	ТП10 (10 кВ)	10,00	9,67	19,38	8,66	8,37	30,02
К-5	ТП8 (10 кВ)	10,14	9,55	19,65	8,78	8,27	30,85
К-6	ТП11 (10 кВ)	9,92	9,47	19,21	8,59	8,20	29,50
К-7	ТП3 (10 кВ)	10,19	9,71	19,74	8,82	8,41	31,13
К-8	ТП5 (10 кВ)	10,09	9,63	19,55	8,74	8,34	30,56
К-9	ТП2 (10 кВ)	10,12	9,65	19,60	8,76	8,35	30,69
К-10	ТП1 (10 кВ)	10,02	9,56	19,41	8,67	8,28	30,10

Место КЗ	Шины	$I_{\max}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\min}^{(3)}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$I_{\max}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{\min}^{(2)}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2\text{с}$
К-11	ТП9 (10 кВ)	10,29	9,80	19,93	8,91	8,49	31,75
К-12	ТП6 (10 кВ)	10,18	9,71	19,73	8,82	8,41	31,11
К-13	ТП4 (10 кВ)	10,24	9,75	19,83	8,86	8,45	31,43

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

При расчете токов к.з. в общем случае необходимо учитывать активное и индуктивное сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе: проводников, кабелей длиной 10 м и более, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей, переходных контактов аппаратов и т.п

Схема показана на рис. 12.

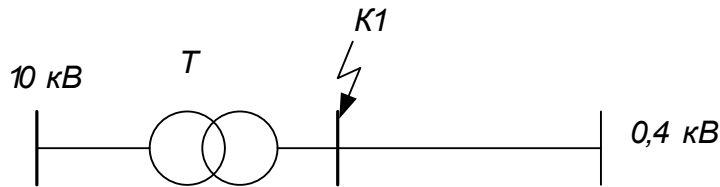


Рисунок 12 - Схема участка сети 0,4 кВ

Так как выбор сечения проводников, разъединителей и пр. оборудования проводится по токам КЗ, то проведем расчет по упрощенной методике.

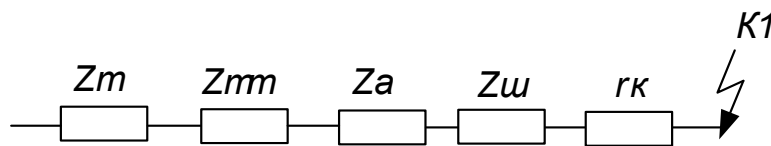


Рисунок 13 - Схема замещения

Рассмотрим расчет токов КЗ для ТП1:

Удельное сопротивление шин $100 \times 8 \text{ мм}^2$ составляет:

$$r_0 = 0,042 \text{ мОм/м}, \quad x_0 = 0,157 \text{ мОм/м}$$

Основные параметры трансформатора; $S_{\text{T}} = 160 \text{ кВА}$; $U_{\text{к}} = 2,65 \%$,
 $\Delta P_{\text{к}} = 2.4 \text{ кВт}$

Полное сопротивление силового трансформатора:

$$z_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{к, \%}} \cdot U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{ном.тр}}}, \text{ мОм}, \quad (60)$$

$$z_{\text{ТР}} = \frac{2,65 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3}{160} = 24 \text{ мОм}$$

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2}, \text{ мОм}, \quad (61)$$

$$r_{\text{T}} = \frac{2,4 \cdot 0,4^2}{160^2} \cdot 10^6 = 16,56 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \sqrt{Z_{\text{мп}}^2 - r_{\text{мп}}^2}, \text{ мОм}, \quad (62)$$

$$x_{\text{T}} = \sqrt{24^2 - 16,56^2} = 17,37 \text{ мОм}$$

Сопротивление трансформатора тока по справочным данным [1, 26]

$$R_{\text{тт}} = 0,2 \text{ мОм} \quad X_{\text{тт}} = 0,3 \text{ мОм}$$

Сопротивления шин:

$$R_{\text{ш}} = r_0 \cdot l_{\text{ш}} = 0,042 \cdot 2 = 0,084 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{ш}} = r_0 \cdot l_{\text{ш}} = 0,157 \cdot 2 = 0,314 \text{ мОм}$$

Сопротивление автоматических выключателей [1]

$$R_{\text{а}} = 1,1 \text{ мОм} \quad X_{\text{а}} = 0,5 \text{ мОм}$$

Переходные сопротивления на контактах выключателя принимаем 15 мОм.

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma} = x_{\text{T}} + X_{\text{тт}} + X_{\text{а}} + X_{\text{ш}}, \quad \text{мОм}, \quad (63)$$

$$X_{\Sigma} = 17,56 + 0,3 + 0,5 + 0,314 = 17,95 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma} = r_T + R_{TT} + R_a + R_{ш} + r_K, \quad \text{мОм}, \quad (64)$$

$$R_{\Sigma} = 16,56 + 0,2 + 1,1 + 0,084 + 15 = 33,48 \text{ мОм}$$

Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{\Sigma})^2 + (R_{\Sigma})^2}}, \text{ кА}, \quad (65)$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(17,95)^2 + (33,48)^2}} = 6,08 \text{ кА}$$

Ток однофазного короткого замыкания в точке К1 определим по формуле:

$$I_{k1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}{\sqrt{(3 \cdot X_{\Sigma 1})^2 + (3 \cdot R_{\Sigma 1})^2}}, \text{ кА}, \quad (66)$$

$$I_{k1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(3 \cdot 17,95)^2 + (3 \cdot 33,48)^2}} = 2,03 \text{ кА}$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 19.

Таблица 19 - Расчеты токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ ТП	Мощность трансформатора	Трансформатор		Трансформатор тока		Автомат		Шина		Z, Ом	I, кА кА	Вк, кА ² ·л
		r, Ом	x, Ом	r, Ом	x, Ом	r, Ом	x, Ом	r, Ом	x, Ом			
ТП1	160	16,56	17,37	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	37,99	6,08	0,37
ТП2	250	9,47	40,51	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	57,07	4,05	0,16
ТП3	250	9,47	40,51	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	57,07	4,05	0,16
ТП4	400	5,50	17,14	0,07	0,05	0,41	0,13	0,084	0,314	33,19	6,96	0,48
ТП5	250	9,47	40,51	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	57,07	4,05	0,16
ТП6	160	16,56	17,37	0,20	0,30	1,1	0,5	0,084	0,314	37,99	6,08	0,37
ТП8	630	3,06	13,63	0,02	0,02	0,25	0,1	0,084	0,314	29,26	7,89	0,62
ТП7	250	9,47	40,51	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	57,07	4,05	0,16
ТП9	250	9,47	40,51	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	57,07	4,05	0,16
ТП10	630	3,06	13,63	0,02	0,02	0,25	0,1	0,084	0,314	29,26	7,89	0,62
ТП11	250	9,47	40,51	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	57,07	4,05	0,16

8 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ 35/6 КВ

8.1 Выбор и проверка оборудования ВН

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д. Исходя из пункта 6 оборудование будем рассматривать на напряжение 110 кВ.

На стороне 110 кВ выберем элегазовые выключатели, а на стороне 10 кВ – вакуумные. Так как эти выключатели по сравнению с остальными имеют высокие показатели надежности, а также хорошие эксплуатационные характеристики.

Условия выбора и проверки выключателей состоят в следующем:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}, \quad (67)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, \quad (68)$$

Периодическая составляющая токов КЗ в момент расхождения дугогасящих контактов:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (69)$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.}\tau} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad \text{А}, \quad (70)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе во времени τ ;

$\beta_{\text{н}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе %;

$i_{a,\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасящих контактов.

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c,v}, \text{ с}, \quad (71)$$

где $t_{3,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты (равно 0,01);

$t_{c,v}$ – собственное время отключения выключателя (равно 0,055 для элегазового выключателя 110 кВ и 0,03 для вакуумного выключателя).

Если условие $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$, соблюдается, а $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$ то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{a,\tau}\right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \text{ А}, \quad (72)$$

По включающей способности:

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; \quad I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (73)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяют по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (74)$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (75)$$

где $I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания предельного тока термической стойкости

На стороне 110 кВ выбираются элегазовые выключатели типа ВГТ-110-40/2500 У1.

Расчетный тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 4,81^2 \cdot (1,2 + 0,05) = 28,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{ат.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,47 \cdot 40 = 26,59 \text{ кА},$$

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,87 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,02}} = 0,21 \text{ кА};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 18.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{раб.макс}} = 143,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$
$I_{\text{п0}} = 4,81 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}} = 10,88 \text{ кА}$	$i_{\text{макс}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{пт}} = 4,81 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{ат}} = 0,21 \text{ кА}$	$i_{\text{ат.ном}} = 26,59 \text{ кА}$	$i_{\text{ат.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$B_k = 28,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{ктер}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

На стороне 10 кВ выбирается КРУ К63 с вакуумными выключателями на отходящих присоединениях типа ВВ/TEL – 10-12.5/630У1.

Проверяем секционный выключатель, т.к. он несет наибольшую токовую нагрузку.

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,39 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,015}} = 1,02 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau,ном} = \sqrt{2} \cdot \left(\frac{40}{100} \right) 20 = 11,31 \text{ кА}$$

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

Таблица 19 - Проверка выключателей 10 кВ по условию выбора

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.макс} = 791,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{п0} = 10,39 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{п0}$
$i_{уд} = 20,12 \text{ кА}$	$i_{max} = 52 \text{ кА}$	$i_{max} \geq i_{уд}$
$I_{пт} = 10,39 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{пт}$
$i_{ат} = 1,02 \text{ кА}$	$i_{ат,ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат,ном} \geq i_{ат}$
$B_k = 32,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{ктер}$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(26854,5)^2 + (5460,1)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1582,1 \text{ А}$$

На вводных присоединениях и межсекционной перемычке устанавливается выключатели типа ВВ/TEL – 10-20-1000У1

Для отходящих присоединений выбираем выключатель на меньший ток. Максимальный рабочий ток на вводном присоединении согласно табл. 8 $I_{раб.макс} = 63,38 \text{ А}$. Для данного рабочего тока выбираем выключатель ВВ/TEL-10-20-630-У3

Определим только значение апериодической составляющей, так остальные параметры выключателя аналогичны приведенному выше.

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,29 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,015}} = 1,01 \text{ кА}$$

Сопоставление приведено в табл. 11.

Таблица 20 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.макс} = 63,38 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{п0} = 10,29 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{п0}$
$i_{уд} = 19,93 \text{ кА}$	$i_{макс} = 52 \text{ кА}$	$i_{макс} \geq i_{уд}$
$I_{пт} = 10,29 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{пт}$
$i_{ат} = 1,01 \text{ кА}$	$i_{ат,ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат,ном} \geq i_{ат}$
$B_k = 31,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{ктер}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

Разъединители.

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Выбирается на стороне 110 кВ разъединитель РНДЗ-110\630 У1. Результаты сведены в таблицу 21.

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб.макс} = 143,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$i_{уд} = 10,12 \text{ кА}$	$i_{макс} = 80 \text{ кА}$	$i_{макс} \geq i_{уд}$
$B_k = 28,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{ктер}$

Делаем вывод, что разъединитель выбран верно.

Трансформаторы тока.

Измерительные трансформаторы тока представляют собой аппараты для преобразования токов первичных цепей в стандартные токи 5 А для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики. Нормально трансформаторы тока работают в режиме, близком к режиму короткого замыкания вторичной обмотки. Размыкание вторичной обмотки при наличии тока в первичной недопустимо, так как при этом может быть повреждена изоляция трансформатора. Трансформаторы тока могут подключаться в одну, две или три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Условия выбора и проверки трансформаторов тока:

- по напряжению установки;

$$U_{\text{ном.ТТ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (76)$$

- по номинальному току, при выборе трансформатора тока первичный ток ТТ должен быть как можно ближе к номинальному току установки;

$$I_{\text{ном.ТТ}} \geq I_{\text{ном.уст}}, \quad (77)$$

- по электродинамической стойкости;

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (78)$$

- по термической стойкости;

$$B_{\text{к}} \leq (I_{\text{доп}})^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (79)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток, кА

- по нагрузке вторичных цепей (классу точности).

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (80)$$

Так как индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать:

$$Z_{2p} = r_2, \text{ Ом}, \quad (81)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \text{ Ом}, \quad (82)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{пр}}$ – переходное сопротивление контактов (при числе приборов более трех $r_{\text{пр}} = 0,1$ Ом, в остальных случаях $r_{\text{пр}} = 0,05$ Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \text{ Ом}, \quad (83)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{пр}}}, \text{ Ом}, \quad (84)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода.

Для определения $S_{\text{приб}}$ составляется таблица приборов, подключенных к выбираемому трансформатору тока.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ:

В таблица 22 приведена вторичная нагрузка трансформаторов тока.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	

Выбирается трансформатора тока ТГФ-110У1

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1. Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=20$ ВА

Выбирается провод сечение $q=4$ мм² АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$. Длину проводов примем $l=60$ м

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,424 \text{ Ом}, \quad (78)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Номинальное сопротивление трансформатора тока:

$$r_2 = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление вторичных цепей

$$r_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{np} + r_k = 0,02 + 0,424 + 0,05 = 0,449 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 - Выбор трансформатора тока ТГФ-110 У1

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{ном.уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ТГ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ТГ}} \geq U_{\text{ном.уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 143,8 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	
$i_{\text{уд}} = 10,88 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 45 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$Z_{2p} = 0,076 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2p}$
$B_{\text{к.ном}} = 28,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(I_{\text{доп}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = (16)^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.т}} \geq B_{\text{к.ном}}$

Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ по вторичной нагрузке, таблица 24.

Таблица 24 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭиРЭ	Альфа	0.12 0.12		0.12 0.12
Ваттметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.24	0.5	1.24

Из таблицы 24 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберется марка трансформатора тока типа ТОЛ 10-1.

Термическая и динамическая стойкость проверяется по параметрам тока КЗ в точке К-2.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=12.5$ ВА.

Определяется номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом} \quad (79)$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \text{ Ом}, \quad (80)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1.24}{5^2} = 0.0496 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора = 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4$ мм² АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5$ м

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом};$$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{np} + r_k = 0.0496 + 0.035 + 0.1 = 0.23 \text{ Ом},$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 25.

Таблица 25 - Выбор трансформатора тока ТОЛ 10-1

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{ном.уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ТТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.ТТ}} \geq U_{\text{ном.уст}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 791,0 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	
$i_{\text{вд}} = 20,12 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{вд}}$
$Z_{2p} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,5 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2p}$
$B_{\text{к.ном}} = 32,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(I_{\text{доп}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.т}} \geq B_{\text{к.ном}}$

Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (81)$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (82)$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (83)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч}$. Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2расч}$ можно определить по выражению. При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп}, \quad (84)$$

За $S_{доп}$ принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НОМ – удвоенная мощность одного НОМ. табл. 17.

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_2\Sigma = 36 \text{ Вт}; \quad Q_2\Sigma = 87.6 \text{ Вар}; \quad S_2\Sigma = 94.7 \text{ ВА}.$$

Выбирается трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ2.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 26.

Таблица 26 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (10 кВ)

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Альфа	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
Счетчик РЭ	Альфа	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Итого	-	-	-	-	-	36	87.6

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_p = 94.7 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 200 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_p$

Выбор шинных конструкций

В закрытых РУ 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Выбор гибких шин на стороне 110 кВ:

Принимается сечение по допустимому току:

АС-70/11; $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$; $d = 11,4 \text{ мм}$.

Проверка по условиям коронирования:

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left[1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right], \text{ В/мм}, \quad (85)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left[1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,7}} \right] = 2790 \text{ В/мм.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \text{ В/мм,} \quad (86)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{5,7 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{5,7}} = 375 \text{ В/мм,}$$

Условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (87)$$

$$4,01 \leq 25,11.$$

Токопровод проверяется по условиям схлестывания:

Сила взаимодействия между фазами:

$$f = \frac{1,5 \cdot I^{(3)^2}}{D} \cdot 10^{-7}, \text{ Н/м,} \quad (88)$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 4810^2}{3} \cdot 10^{-7} = 1,16 \text{ Н/м.}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,2 кг, массы 1 м провода АС-70/11 0,3 кг) определяется:

$$g = 9,8 \cdot (1,2 + 0,3) = 14,7 \text{ Н/м.}$$

Принимая время действия дифференциальной РЗ $t_3 = 0,1 \text{ с.}$:

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с;}$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5, \quad (89)$$

где h – допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям;

Допустимое отклонение фазы:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}, \text{ м}, \quad (90)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3 - 0,0057 - 0,45}{2} = 1,27 \text{ м}.$$

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{\text{доп}}$.

Проверка провода по допустимому току:

$$I_{\text{рmax}} \leq I_{\text{доп}}:$$

$$143,8 \text{ А} \leq 265 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} = \frac{\sqrt{28,91 \cdot 10^3}}{91}, \text{ мм}^2, \quad (91)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} = \frac{\sqrt{28,91 \cdot 10^3}}{91} = 1,87 \text{ мм}^2.$$

Механический расчет однополосных шин 10 кВ

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \text{ Н/м}, \quad (92)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \text{ МПа}, \quad (93)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами;

a – расстояние между фазами;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия.

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \text{ см}^3, \quad (94)$$

где h и b – размеры шины.

В КРУ - 10 принимаются к установке шины прямоугольного сечения из алюминиевого сплава АД0 60×6, с $I_{\text{доп}} = 870$ А, сечением $S = 360$ мм²

Минимальное сечение шины по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{32,35 \cdot 10^3}}{91} = 1,976 \text{ мм}^2$$

Наибольшее удельное усилие при КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(20,12 \cdot 10^3)^2}{0,3} = 233,72 \text{ Н/м}$$

Момент сопротивления шины:

$$W = \frac{0,6 \cdot 6^2}{6} = 3,60 \text{ см}^3$$

Напряжение в материале шины:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(20,12 \cdot 10^3)^2 \cdot 1^2}{3,6 \cdot 10} = 0,19 \text{ МПа}$$

По условию выбора жесткие шины подходят к установке в КРУ.

Таблица 28 - Условие выбора жестких шин для КРУ – 10

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
$I_{\text{ном}} = 791$ А	$I_{\text{доп}} = 870$ А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$
$q_{\text{min}} = 1,976$ мм ²	$q = 160$ мм ²	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{расч}} = 0,19$ МПа	$\sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

Выбор ОПН

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ, предназначенный для защиты от грозных и

коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Для выбора ОПН определяется энергия поглощения ОПН, кВт:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad \text{кВт}, \quad (95)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 500 кВ;

$U_{\text{ост}}$ - остающееся напряжение ОПН, 100 кВ;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad \text{мкс}, \quad (96)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{500 - 100}{0,485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 = 0,026.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН, кВт/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad \text{кВт/кВ}, \quad (97)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,026}{110} = 0,0002.$$

На стороне НН трансформаторов принимаются ОПН марки – КР/ТЕЛ У1 с классом напряжения 10 кВ.

Выбор ОПН на 10 кВ аналогичен предыдущему, результаты выбора сведены в таблицу 29:

Таблица 29 - Выбор ОПН 10 кВ

Справочные и расчетные данные	Выбор
$U = 200$ кВ	$\Theta = \frac{200 - 31,7}{0,485} \cdot 31,7 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 =$ $= 0,0035$
$U_{ост} = 31,7$ кВ	
$z = 485$ Ом	
$n = 2$	
$T = 7,94$ мкс	$\Theta^* = \frac{0,0035}{10} = 0,00035$
$U_{номОПН} = 10$ кВ	

Таким образом, выбранные ОПН соответствуют условиям проверки, так как удельная энергия меньше допустимой.

8.2 Выбор и проверка оборудования низкого напряжения

При выборе разъединителей обращают внимание на необходимое количество заземляющих ножей и место их установки. Условия выбора сведены в таблицу 30. В ТП 6 установлены разъединители марки РВЗ-10/1000.

Таблица 30 - Выбор разъединителей

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_y = 10$ кВ	$U_{ном.} = 10$ кВ	$U_y \leq U_{ном.}$
$I_{р.мах} = 65,37$ А	$I_{ном.} = 400$ А	$I_{р.мах} \leq I_{ном.}$
$i_{уд.} = 10,29$ кА	$i_{м. дин.} = 41$ кА	$i_{уд.} \leq i_{м. дин.}$
$B_k = 37,75$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер.} = 16^2 \cdot 4 = 1024$ (кА ² ·с)	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер.}$

Выбор предохранителей, установленных в ТП-7 для защиты силового трансформатора ТМ 250 показан в таблице 31.

Выбираем предохранитель ПК10/20 и плавкую вставку ПКТ101-10-16-12,5У3.

Таблица 31 - Выбор предохранителей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_y = 10$ кВ	$U_{ном.} = 10$ кВ	$U_y \leq U_{ном.}$
$I_{р.мах} = 10,82$ А	$I_{ном.} = 16$ А	$I_{р.мах} \leq I_{ном.}$
$I_{н0.} = 10,28$ кА	$I_{откл. н.} = 31,5$ кА	$I_{н0.} \leq I_{откл. н.}$

Для остальных ТП предохранители сведены в таблицу 32.

Таблица 32 - Выбор плавких вставок высоковольтных предохранителей

ТП	S_p , кВА	$I_{p.маx}$, А	Предохранитель	Плавкая вставка	Ток плавкой вставки, А
1	2	3	4	5	6
ТП1	217,51	12,56	ПК-10/20	ПКТ101-10-16- 12,5У3	16
ТП2	355,29	20,51	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5- 20У3	31,5
ТП3	344,75	19,9	ПК-10/20	ПКТ101-10-20- 12,5У3	20
ТП4	366,57	21,16	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5- 20У3	31,5
ТП5	348,48	20,12	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5- 20У3	31,5
ТП6	177,75	10,26	ПК-10/20	ПКТ101-10-16- 12,5У3	16
ТП8	444,36	25,66	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5- 20У3	31,5
ТП7	187,45	10,82	ПК-10/20	ПКТ101-10-16- 12,5У3	16
ТП9	311,54	17,99	ПК-10/20	ПКТ101-10-20- 12,5У3	20
ТП10	386,36	22,31	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5- 20У3	31,5
ТП11	315,3	18,23	ПК-10/20	ПКТ101-10-20- 12,5У3	20

Для защиты от от внутренних и внешних перенапряжений устанавливаем на каждой ТП ОПН марки ОПН – РС/TEL с классом напряжения 10 кВ с номинальным разрядным током, при импульсе 8/20 мкс – 5 кА.

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току:

$$I_{расч} \leq I_{вств}, \quad (98)$$

Выбор оборудования напряжением до 1 кВ производим для ТП и зданий питающихся от этих ТП. Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (99)$$

Таблица 33 – Выбор предохранителей до 1 кВ

Номер ТП	№ отходящей группы	Нагрузка, А	Тип предохранителя	Ток плавкой вставки	Номинальный ток отключения, кА	Расчетный ток КЗ, кА
1	2	3	4	5	6	7
1	1	328,21	ПН2-400	400	25	6,08
2	1	309,48	ПН2-400	400	25	4,05
	2	227,36	ПН2-250	250	40	4,05
3	1	215,41	ПН2-250	250	40	4,05
	2	302,50	ПН2-400	400	25	4,05
4	1	367,82	ПН2-400	400	25	6,96
	2	182,56	ПН2-250	200	40	6,96
5	1	201,73	ПН2-250	250	40	4,05
	2	325,77	ПН2-400	400	25	4,05
6	1	268,01	ПН2-400	300	25	6,08
8	1	170,64	ПН2-250	200	40	7,89
	2	338,56	ПН2-400	400	25	7,89
	3	162,88	ПН2-250	200	40	7,89
7	1	108,59	ПН2-250	150	40	4,05
	2	165,99	ПН2-250	200	40	4,05
9	1	198,36	ПН2-250	200	40	4,05
	2	270,81	ПН2-400	300	25	4,05
10	1	129,18	ПН2-250	150	40	7,89
	2	130,65	ПН2-250	150	40	7,89
	3	162,88	ПН2-250	200	40	7,89
11	1	262,61	ПН2-400	300	25	4,05

На каждой ТП выбираем автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{\text{ном.расч}} \geq I_p, \quad (100)$$

Коммутационная способность автоматического выключателя равна 30 кА, а максимальный ток трехфазного КЗ согласно табл. 21 - 7,89 кА т.е. автомат выбран верно.

В петлевых сетях устанавливаем реклоузеры РВА/TEL как средство комплексного резервирования распределительной сети.

Таблица 34 - Выбор автоматических выключателей

Номер ТП	I_p , А	$I_{нрасц.}$, А	Марка выключателя
ТП1	489,4	600	ВА51-39
ТП2	785,2	800	ВА51-39
ТП3	775,7	800	ВА51-39
ТП4	824,8	1000	ВА51-39
ТП5	784,1	800	ВА51-39
ТП6	399,9	500	ВА51-39
ТП8	999,8	1200	ВА51-39
ТП7	412,1	500	ВА51-39
ТП9	701,0	800	ВА51-39
ТП10	628,7	800	ВА51-39
ТП11	399,8	500	ВА51-39

8.3 Заземление подстанции 110/10

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами зоны заземления). Для определения площади под заземлитель используются габаритные размеры подстанции, т.е. ее длина и ширина.

Площадь использования под заземлитель, m^2 :

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), m^2, \quad (101)$$

где А - длина подстанции,

Б - ширина подстанции.

$$S = (40 + 2 \cdot 1.5) \cdot (33 + 2 \cdot 1.5) = 1548 m^2$$

Принимается диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным $d = 15$ мм;

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности, mm^2 :

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, mm^2, \quad (102)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 7,5^2 = 176,71 mm^2.$$

Проверка на термическую стойкость, mm^2 :

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{(I_{K3})^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \text{ мм}^2, \quad (103)$$

где $t_{откл} = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{(I_{K3})^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{(10390)^2 \cdot 0.3}{400 \cdot 21}} = 62,09 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость, мм²:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \text{ мм}^2, \quad (104)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 1,44 \cdot (15 + 1,44) = 74,26 \text{ мм}^2.$$

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0, \quad (105)$$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

$$S_{CP} = 0,243 \cdot \ln^3 240 + (-0,041) \cdot \ln^2 240 + 0,0081 \cdot \ln 240 + 0,005 = 1,44.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.}, \quad (106)$$

Расстояние между полосами сетки принимается: $l_{II-II} = 3$ м.

Тогда общая длина полос в сетке, м:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{a_2} + \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{a_2} \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (107)$$

$$L_r = (40 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(33 + 2 \cdot 1,5)}{6} + \frac{(40 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (33 + 2 \cdot 1,5) = 516 \text{ м}.$$

Уточняется длинна горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \text{ шт}, \quad (108)$$

$$m = \frac{516}{2 \cdot \sqrt{1548}} - 1 = 5,56.$$

Принимается $m = 6$

Длина стороны ячейки, м:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{ м}, \quad (109)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1548}}{6} = 6.56 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели, м:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \text{ м}, \quad (110)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1548} \cdot (6 + 1) = 550.82.$$

Определяется количество вертикальных и горизонтальных электродов.

Принимается:

$L_B = 4$ -длина вертикального электрода;

a - расстояние между вертикальными электродами определяется как

$$a = 2 \cdot a_2 = 2 \cdot 6 = 12$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \text{ шт}, \quad (111)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{1548}}{12} = 13.11.$$

Принимается $n_B = 14$

Количество горизонтальных электродов по стороне А и по стороне В:

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{a_2} = \frac{(33 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 7,2, \text{ шт}, \quad (112)$$

Принимается равной 7.

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{a_2} = \frac{(40 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 6, \text{ шт}, \quad (113)$$

Принимается равной 6.

Общее количество горизонтальных электродов: $n_2 = 13$ изображено на листе 4.

Определяется стационарное сопротивление заземлителя для слоев грунта, Ом:

Удельное электрическое сопротивление слоев грунта:

супесь – $\rho_c = 35 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_c = 2 \text{ м}$;

глина – $\rho_2 = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 3 \text{ м}$.

Определяем удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности $k_c = 1,4$:

$$\rho_3 = \frac{\rho_c \cdot h_c + \rho_2 \cdot h_2}{h_c + h_2} \cdot k_c = \frac{35 \cdot 2 + 15 \cdot 3}{2 + 3} \cdot 1,4 = 32,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Из справочника [17] находится величина коэффициента A после чего определяется стационарное сопротивление заземлителя в обоих слоях

$$A = 0,315;$$

$$R_s = \rho_{\text{эк}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot L_g} \right), \text{ Ом}, \quad (114)$$

$$R = 32,2 \cdot \left(\frac{0,315}{\sqrt{1548}} + \frac{1}{550,82 + 14 \cdot 4} \right) = 0,18 \text{ Ом};$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эк}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (115)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1548}}{(32,2+320) \cdot (60+45)}} = 1,6 \text{ Ом}$$

Рассчитывается импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{1s} \cdot R_{2s}}{\eta \cdot (R_{2s} \cdot \alpha_{u1} + R_{1s} \cdot \alpha_{u2})}, \quad \text{Ом,} \quad (116)$$

$$R_u = \frac{R_{1s} \cdot R_{2s}}{\eta \cdot (R_{2s} \cdot \alpha_{u1} + R_{1s} \cdot \alpha_{u2})} = \frac{0,11 \cdot 0,04}{0,75 \cdot (0,04 \cdot 1,29 + 0,11 \cdot 1,31)} = 0,79.$$

Таким образом, рассчитанное стационарное сопротивление заземлителя удовлетворяет требованиям ПУЭ [17].

8.4 Молниезащита подстанции ПС 110/10

Выбор типа и высоты молниеотводов производится, исходя из значений требуемой надежности P_3 . Объект считается защищенным, если, совокупность всех его молниеотводов обеспечивает надежность защиты не менее $P_3 = 0,99$.

Во всех случаях система защиты от прямых ударов молнии выбирается так, чтобы максимально использовались естественные молниеотводы, а если обеспечиваемая ими защищенность недостаточна - в комбинации со специально установленными молниеотводами.

Если защита объекта обеспечивается простейшими молниеотводами (одиночным стержневым, одиночным тросовым, двойным стержневым, двойным тросовым, замкнутым тросовым) размеры молниеотводов можно определять, пользуясь заданными в [17] зонами защиты.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы.

Была просчитана зона защиты КТПБ-110/10 кВ.

Объекты, расположенные на достаточно небольшой территории, защищаются несколькими молниеотводами. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности.

Рассматриваем равновеликие молниеотводы, с одинаковой высотой
рис. 14 подробно изображено на листе 4.

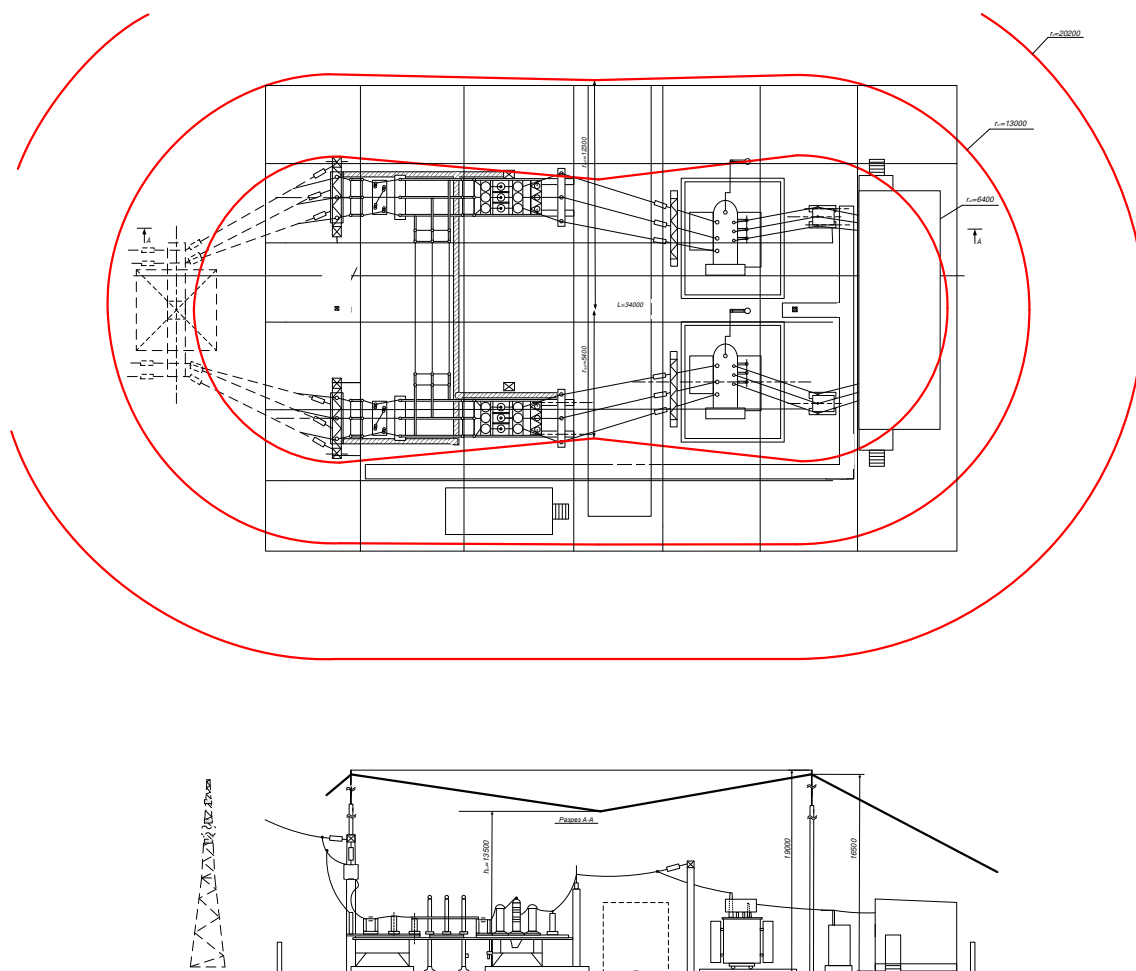


Рисунок 14 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Расчет стержневого молниеотвода

Принимаем высоту отдельно стоящего молниеотвода:

$$h = 19 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно, м:

$$h_{зф} = 0.85 \cdot h, \text{ м,} \quad (117)$$

$$h_{зф} = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 19 = 16.5.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \text{ м,} \quad (118)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 19) \cdot 19 = 20.2.$$

Высота защищаемого объекта, м:

$$h_x = 11.$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \text{ м}, \quad (119)$$

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) = 20.178 \cdot \left(1 - \frac{11}{16.15} \right) = 6.4.$$

Рассчитывается зона между молниеотводами 1-2

Расстояние между молниеотводами, м:

$$L = 34.$$

Определяется наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \text{ м}, \quad (120)$$

$$h_{cx} = 16.15 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (34 - 19) = 13,5.$$

Половина ширины зоны защиты на уровне земли определяется как:

$$r_{c0} = r_0 = 20.2.$$

Определяется радиус внутренней зоны:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right), \text{ м}, \quad (121)$$

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) = 20.2 \cdot \left(\frac{13,5 - 11}{13,5} \right) = 5,6.$$

Аналогично рассчитывается зона защиты на уровне трансформатора.

Результаты расчетов занесены в таблицу 35.

Таблица 35 - Расчет молниезащиты

Высота молниеотвода	19	19
Высота защищаемого объекта, h_x м	5.3	11

Высота зоны защиты, h_0 м	16.5	16.5
Радиус зоны защиты на уровне земли, r_0 м	20.2	20.2
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, r_x м	13	6.4
Расстояние между молниеотводами, L, м	34	34
Максимальная полуширина зоны r_{cx} , м	9,7	6,2
Наименьшую высоту внутренней зоны h_{cx} , м	13,5	13,5
Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами, r_{cx}	12,3	5,6

9 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ (СИП) И ОБОРУДОВАНИЯ ТП НА ДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой для материала изоляции кабеля, которая определяется в справочной литературе.

Минимально допустимое сечение по термической стойкости кабеля (провода СИП):

$$F_{терм} = \frac{I_{n0}^{(3)} \cdot \sqrt{t_n}}{C}, \text{ мм}^2, \quad (122)$$

где C – коэффициент значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу. Для алюминиевых кабелей с поливинилхлоридной и полиэтиленовой изоляцией принимается равным 78

t_n - приведенное время действия КЗ.

Произведем расчет для наиболее утяжеленного режима т.е. минимальное сечение и максимальный ток короткого замыкания.

Приближенно можно принять:

$$t_n \approx t_b + t_3 + T_a, \quad (123)$$

$$T_a = 0,05 - 0,1 \text{ из [9, 28]}$$

Исходные данные возьмем из предыдущих расчетов:

$$t_n = 0,3 + 0,1 = 0,4,$$

Из табл. 8 выбираем максимальный ток трехфазного КЗ $I_{n0}^{(3)} = 10,29$ кА

Минимально допустимое сечение

$$F_{терм} = \frac{10290 \cdot \sqrt{0,4}}{78} = 83,4 \text{ мм}^2$$

Провод выбран сечением 95 мм²:

$$F_{\text{терм}} \leq F_{\text{Выб}}, \quad (124)$$

$$84,2 \leq 95$$

Следовательно, на остальных участках сети условие проверки тоже

выполняется

Для сети 0,4 кВ $t_{\text{п}} \approx 0,01$ с [9]

Из табл. 8 выбираем максимальный ток трехфазного КЗ $I_{\text{н0}}^{(3)} = 10,26$ кА

Минимально допустимое сечение

$$F_{\text{терм}} = \frac{7890 \cdot \sqrt{0,01}}{78} = 10,1 \text{ мм}^2$$

Так минимальное выбранное сечение в сети 0,4 кВ равно 50 мм², то провода СИП и кабели выбраны верно.

10 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

10.1 Конструкция сети выполненной СИП

Конструкция сети принимается на базе стоек железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов. Воздушной линией электропередачи с самонесущими изолированными проводами называется устройство, предназначенное для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений.

В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60° и 45° устанавливаются угловые промежуточные опоры УП 3 и УП 4. На прямых участках ВЛИ, при смене сечения провода и на концах ВЛИ устанавливаются концевые (анкерные) опоры К3, К4. В местах изменения направления трассы ВЛИ на угол поворота до 90° устанавливаются угловые анкерные опоры УА3, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления промежуточная. В местах изменения направления магистрали ВЛИ на угол поворота от 0° до 90° устанавливаются ответвительные угловые опоры ОУ3. При пересечении ВЛИ с улицами, автомобильными 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. 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. Поддерживающие и натяжные зажимы должны иметь вкладыши или корпуса из изолирующих материалов, препятствующих истиранию изоляции провода.

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 с помощью заземляющего проводника ЗП 2 диаметром 6 мм который присоединяется к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС 1 – 1. На опоре также предусматривается установка светильников с лампами ДНаЗ/Reflux H 220.

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 с помощью заземляющего проводника ЗП 2 диаметром 6 мм который присоединяется к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС 1 – 1. На опоре также предусматривается установка светильников с лампами ДНаЗ/Reflux H 220.

10.2 Конструктивное исполнение кабельных линий

Кабельные линии согласно [24] путем прокладки в кабельных лотках уложенных в траншее в земле на глубине 0,7 м.

При параллельной прокладке кабельных линий до 10 кВ расстояние между ними по горизонтали принимается равным не менее 100 мм.

Расстояние между силовыми кабелями и кабелями связи, а эксплуатируемыми различными организациями, устанавливается не менее 500 мм.

Если требуемые расстояния не могут быть выдержаны, то по согласованию между эксплуатирующими организациями допускается уменьшение этих расстояний до 100 мм, а между силовыми кабелями напряжением до 10 кВ и кабелями связи до 250 мм при условии защиты кабелей от повреждения дугой. Защита параллельно проложенных кабелей от повреждения электрической дугой при коротком замыкании в силовом кабеле осуществляется путем установки несгораемых перегородок между кабелями.

Расстояние между кабелем и корпусом соединительных муфт кабельных линий устанавливается в 250 мм.

При невозможности соблюдения этого расстояния необходимо принять меры для защиты от повреждения кабелей, ближайших к муфте (например, установка между кабелем и муфтой несгораемой перегородки, заглубление муфт и др.).

При прокладке кабелей вдоль зданий параллельно линии застройки расстояние от фундаментов зданий до ближайшего кабеля устанавливается не менее 600 мм.

По условиям минимального количества пересечений прокладываемые вдоль зданий силовые кабели располагаются в следующей последовательности от линии застройки:

- кабель распределительной линии напряжением 0,4 кВ,
- кабель распределительной линии напряжением 10 кВ.

Прокладка кабеля при устройстве кабельных вводов в здания при таком расположении линии не приводит к необходимости переселения рядом лежащих в траншее кабелей.

При прокладке кабелей в зоне зеленых насаждений расстояние от стволов деревьев до ближайшего кабеля по условиям обеспечения сохранности зеленых насаждений принимается равным не менее 2 м, а от кустарника — не менее 1 м.

Для кабельной линии, располагаемой параллельно с теплопроводом, расстояние в свету между кабелем и теплопроводом должно быть не менее 2 м или теплопровод на всем участке сближения с кабельной линией изолируется таким образом, чтобы дополнительный нагрев земли теплопроводом в месте прохождения кабелей в любое время года не превышал 10°С для кабельных линий напряжением до 10 кВ.

При прокладке кабелей параллельно с другими трубопроводами расстояние по горизонтали между кабелем и трубопроводом принимается равным не менее 500 мм.

Если по местным условиям это расстояние не может быть выдержано, допускается уменьшение его до 250 мм, при этом кабели для защиты от механического повреждения прокладывают в трубах на всем участке сближения.

Параллельная прокладка кабелей над трубопроводами и под трубопроводами (в вертикальной плоскости) не допускается.

При пересечении трассы кабеля с автомобильными дорогами, силовой электрический кабель укладывается в стальных трубах.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Выбор системы оперативного тока

На проектируемой ПС применен оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В.

Организация питания постоянным оперативным током устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей обеспечивает:

- при аварийном отключении любого защитного аппарата или обесточивании любой секции (СОПТ), сохранение в работе хотя бы одного устройства РЗА от всех видов КЗ на защищаемом присоединении и выше и отключение любого выключателя;

- отстройку от максимальной нагрузки и селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в её цепях;

- сохранение в работе без перезагрузки терминалов РЗА послеаварийной автоматики(ПА), подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ.

Источником напряжения ОПТ служат аккумуляторные батареи (АБ), работающие с зарядно-подзарядными агрегатами (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

На ПС устанавливается одна АБ и один зарядно-подзарядный агрегат.

ЗПА выбираются совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗПА, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной её работы.

При этом ЗПА обеспечивают:

- уравнивающий заряд АБ в автоматическом режиме без превышения напряжения выше допустимого для всех потребителей;

- уровень пульсаций не более значений, допустимых по условиям работы потребителей постоянного тока (ППТ);

Система ОПТ имеет трехуровневую систему защиты:

- нижний уровень - защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, ПА, цепи управления выключателями и т.п.);
 - средний уровень - защита цепей, питающих шинки непосредственных потребителей;
 - верхний уровень - защита шинок щита постоянного тока на вводе АБ.
- Защитные аппараты, устанавливаемые в пределах каждого уровня системы ОПТ, приняты однотипными.

Защита системы ОПТ:

- выполняется с использованием в качестве защитных аппаратов автоматических выключателей. Конструктивное выполнение защитных аппаратов обеспечивает их безопасное обслуживание;
- обеспечивает селективность всех уровней во всем диапазоне токов короткого замыкания;
- обеспечивает чувствительность к дуговым коротким замыканиям основной зоне и в зоне резервирования.
- обеспечивает резервирование защиты более низкого уровня защитами более высокого уровня;
- время отключения КЗ в СОПТ определяется с учетом следующего:
 - при снижении напряжения на не поврежденных фидерах, питающих микропроцессорные терминалы, ниже напряжения перезагрузки этих терминалов время отключения КЗ должно быть менее допустимого времени перерыва питания терминалов;
 - при снижении напряжения на не поврежденных фидерах, питающих микропроцессорные терминалы, выше напряжения перезагрузки этих терминалов время отключения КЗ определяется термической стойкостью соединительных проводов и кабелей.

Для аккумуляторной батареи предусматривается щит постоянного тока:

- ЩПТ имеет достаточное количество защитных устройств, секций для выполнения регламентных работ в системе ОПТ без отключения АБ (замена защитных устройств, снятие характеристик АБ и т. п.);

На ЩПТ предусматриваются устройства сигнализации и контроля, выполняющие следующие функции:

- регистрация аналоговых и дискретных сигналов аварийных событий в системе ОПТ;

- регистрации аналоговых величин нормального режима.

Аккумуляторные батареи предусматриваются герметичного исполнения. Срок службы АБ - не менее 20 лет.

11.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС 110/10 кВ

11.2.1 Дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ , вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением цифровых реле Сириус-Т, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учётом влияния на ток, протекающий в реле регулирования

напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2. Защита действует на отключение повреждённого трансформатора. Расчет выполняется в порядке показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора (А):

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \text{ А}, \quad (125)$$

где $S_{T.HOM}$ - номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение соответствующей обмотки (кВ).

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А};$$

$$I_{T.HOM.HH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4 \text{ А}.$$

Вторичные токи текущие в плечах дифференциальной защиты определяются по формуле:

$$I_{ВТОР.i} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{T.HOM}}{n_{Ti}}, \text{ А}, \quad (126)$$

где $k_{СХ}$ - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду $k_{СХ} = 1$; при соединении обмоток в треугольник $k_{СХ} = \sqrt{3}$;

n_{Ti} - коэффициент трансформации ТТ (300/5 = 60 – ВН, 3000/5 = 600 – НН).

$$I_{ВТОР.BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 131,2}{60} = 3,79 \text{ А}$$

$$I_{ВТОР.HH} = \frac{1 \cdot 1443,4}{600} = 4,17 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска аperiodического тока намагничивания производится по формуле (150):

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{T.HOM}, \text{ A}, \quad (127)$$

где $I_{T.HOM}$ - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания;

k_H - коэффициент надежности (1,1-1,5).

$$I_{C.3.} = 1,5 \cdot 131,2 = 196,80 \text{ A}.$$

Отстройка от максимального тока небаланса:

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \text{ A}, \quad (128)$$

где k_H - коэффициент надежности (1,3);

$I_{НБ.МАКС}$ - максимальный ток небаланса, определяется по формуле:

$$I_{НБ.МАКС} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} + I_{НБ}^{IV}, \text{ A}, \quad (129)$$

где $I_{НБ}^I$ - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока;

$I_{НБ}^{II}$ - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН;

$I_{НБ}^{III}$ - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты;

$I_{НБ}^{IV}$ - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора установленным.

Первая составляющая тока небаланса:

$$I_{НБ}^I = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{РАСЧ}^{(3)}, \text{ A}, \quad (130)$$

где k_a - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{одн}$ - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

ε - погрешность трансформаторов тока, принимается равной 0,1;

$I_{РАСЧ}^{(3)}$ - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания.

$$I_{НБ}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 10390 = 1039,0 \text{ А.}$$

Вторая составляющая тока небаланса:

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} \cdot k_{ток.\alpha} \right) \cdot I_{РАСЧ}^{(3)}, \text{ А,} \quad (131)$$

где $\Delta N_{\alpha} \%$ - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$ - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ}^{II} = \left(\frac{16,02}{100} \cdot 1 \right) \cdot 10390 = 1664,5 \text{ А.}$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot (1039,0 + 1664,5) = 3514,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания $I_{СЗ}$ отстраивается от броска тока намагничивания по формуле (37).

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot I_{НОМ}, \text{ А,} \quad (132)$$

$$I_{СЗ} = 1,3 \cdot 131,2 = 170,6 \text{ А}$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е. $I_{С.З.} = 3514,6 \text{ А.}$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P.} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C.З.}}{n_T} = \frac{1 \cdot 3514,5}{600} = 5,86 \text{ А.}$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон:

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{I_{КЗ.НН}^{(2)}}{n_{T.НН}}, \text{ А,} \quad (133)$$

где $I_{КЗ.ВН}$ - ток протекающий при указанном повреждении по стороне высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения;

$n_{T.ВН}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{3350}{60} = 55,8 \text{ А.}$$

Предварительная проверка на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P.ПОЛН}}{I_{C.P.}}, \quad (134)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{55,8}{5,86} = 9,5 \geq 2$$

11.2.2. Максимальная токовая защита трансформатора

Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей, а также нарушением нормального режима электрической сети.

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (168):

$$I_{C.з.} = \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{T.НОМ.}, \text{ А}, \quad (135)$$

где K_H - коэффициент надежности (1.3);

K_{CAM} - коэффициент самозапуска (1.5÷2);

K_B - коэффициент возврата для микропроцессорных реле (0,95).

Выбор времени МТЗ определяется по формуле (с):

$$t_{заш.} = t_{Л} + \Delta t, \text{ с}, \quad (136)$$

где $t_{Л}$ - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование;

Δt - ступень селективности для микропроцессорных защит (0,25-0,3 с).

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.МІN}}{I_{C.з.}}, \quad (137)$$

где $I_{КЗ.МІN}$ - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 110 кВ.

$$I_{C.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 131,2 = 269,31 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 269,31}{60} = 7,77 \text{ A};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3350}{269,31} = 12,4 \geq 1,5;$$

Время срабатывания защиты $t_{C.З.} = 1,25 + 0,25 = 1,5 \text{ с.}$

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ.

$$I_{C.З.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 1443,4 = 2962,77 \text{ A};$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 2962,7}{600} = 4,94 \text{ A};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8560}{2962,77} = 2,9 \geq 1,5;;$$

$$t_{C.З.} = 1 + 0,25 = 1,25.$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На стороне 110 кВ и на стороне 10 кВ выбирается защита на базе блока микропроцессоров компании Сириус-Т.

11.2.3. Защита трансформатора от перегрузок. Газовая защита трансформатора

Защита от перегрузки трансформатора – на трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме релейной защиты предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Защита от перегрузок устанавливается со стороны питания с одним токовым реле, включенным на ток любой фазы.

Ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.3.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.HOM}, \text{ А}, \quad (138)$$

где K_H - коэффициент надежности (1,05).

Вторичный ток срабатывания защиты равен (А):

$$I_{C.P.} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.3.}}{n_T}, \text{ А}, \quad (139)$$

Производится расчет защиты от перегрузок.

$$I_{C.3.} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 131,2 = 145,01 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 145,01}{60} = 4,19 \text{ А}.$$

По найденному току выбираем уставку срабатывания 4,19 А. время срабатывания защиты принимается равным $t_{C.3.} = 9$ с.

Газовая защита трансформатора

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Устанавливаем на трансформатор реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами.

В стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

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 ним защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых — нереагирование ее на повреждения,

расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

11.3 Релейная защита отходящего присоединения

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимально токовой), либо двухступенчатой (на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Одноступенчатая защита на основе максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 10/0,4 кВ, а также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемников. Защиту выполняем на базе блока микропроцессорной: «Сириус-В» – защита ввода; «Сириус-Л» – защита отходящей линии. Указанные устройства РЗА научно-производственного объединения фирмы «Радиус», г. Москва, являются современными цифровыми устройствами защиты и противоаварийной автоматики и представляют собой комбинированные многофункциональные приборы, объединяющие различные функции защиты, контроля, управления и сигнализации. Использование в устройствах современной микропроцессорной электронной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно

повысить чувствительность и быстродействие защит, а также уменьшить ступени селективности.

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 10/0,4 кВ. Токовая отсечка (первая ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле. Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного промежуточного реле. Максимальная токовая (вторая ступень) защита выполняется с использованием двух реле тока, реле времени и указательного реле.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой скорости срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты

По расчетным данным в послеаварийном режиме $I_{p.\max}$ на участке ГПП-ТП7 составляет 9,52 А; ток К.З. на шинах 10 кВ подстанции $I_{к.\min}^{(2)} = 8,99$ кА; на шинах ТП7 - $I_{п0}^{(3)} = 10,28$ кА, $I_{к.\min}^{(2)} = 8,48$ кА. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_b} \cdot I_{p.\max}, \text{ А}, \quad (140)$$

где $I_{p.\max}$ – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, для микропроцессорных защит равен 1,1);

$I_{p,max}$ – максимальный ток в линии, А;

k_B – коэффициент возврата токового реле, для микропроцессорных защит принимается равным 0,95;

$$I_{c.з} \geq \frac{1,2}{0,95} \cdot 9,52 = 12,03 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з}, \text{ А}, \quad (141)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном} = 10 \text{ А}$:

$$k_T = \frac{30}{5} = 6$$

$$I_{c.p} = \frac{1}{6} \cdot 12,03 = 2,01 \text{ А}$$

Для микропроцессорного реле выбираем уставку тока 0,68 А (уставку можно выставлять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.p} \cdot k_T}{k_{cx}}, \text{ А}, \quad (142)$$

$$I_{c.з} = \frac{2,01 \cdot 6}{1} = 12,06 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_q \geq 1,5$$

$$k_q = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (143)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на шинах 10 кВ ТП7

$$k_q = \frac{8480}{12,06} = 703,15 \geq 1,5$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне. Расчет уставок токовой отсечки.

Дополнительно к МТЗ применяется токовая отсечка (МТО). Ток срабатывания МТО выбирается по выражению:

$$I_{с.з}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(2)}, \text{ А,} \quad (144)$$

где $I_{п0}^{(2)}$ – действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ в конце основной зоны защиты (на шинах 10 кВ ТП7);

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05-1,06.

$I_{с.з}^{ТО}$ должен удовлетворять условию по [28]:

$$I_{с.з}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (145)$$

где $\sum I_{ном.т}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов;

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания, принимаемый равным 5 по [25].

Ток срабатывания МТО по выражению:

$$I_{с.з}^{ТО} = 1,05 \cdot 8,48 = 8,9 \text{ кА}$$

Проверяется отстройка тока срабатывания защиты МТО от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся от защищаемой линии по выражению:

$$k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 5 \cdot \frac{5200}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1429,63 \text{ А} \quad (151)$$

$$8,48 \text{ кА} > 1,429 \text{ кА}$$

Условие выполняется, следовательно уставка выбрана верно.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 $I_{ном} = 30$ А:

$$k_T = \frac{30}{5} = 6$$

$$I_{с.р}^{ТО} = \frac{1}{6} \cdot 1429,6 = 238,27 \text{ А}$$

Выбирается реле с уставкой тока 71,48 А. При выбранной уставке ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{I_{с.р}^{ТО} \cdot k_T}{k_{сх}} = \frac{238,27 \cdot 6}{1} = 4765,4 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{8480}{4765,4} = 1,78 \geq 1,5$$

В данном разделе выполняется расчет МТО и МТЗ для линий остальных линий, который аналогичен расчету релейной защиты вводов. Результаты занесены в таблицу 36 (на базе блоков РЗиА «Сириус-В» и «Сириус-МЛ»).

Таблица 36 - Карта уставок ввода и отходящих линий

Участок	$K_{тт}$	$I_{с.з}$, А	$I_{с.р}$, А	k_T
ПС110/10-ТП4	15	58,58	3,91	75/5
ПС110/10-ТП6	15	58,58	3,91	75/5
ПС110/10-ТП7	6	29,17	4,86	30/5
ПС110/10-ТП8	6	12,02	2,00	30/5
ПС110/10-ТП9	20	80,06	4,00	100/5
ПС110/10-ТП10	6	18,34	3,06	30/5
ПС110/10-ТП11	6	11,66	1,94	30/5

11.4 Автоматика

Автоматический ввод резерва

В дипломном проекте предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР), которое устанавливают на подстанциях.

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

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

Схемы АВР должны:

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

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

Автоматическое повторное включение

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

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

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

Автоматическая частотная разгрузка

Устройства автоматической частотной разгрузки предусматриваются на подстанциях и РП для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности, сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

Министерством энергетики и электрификации установлены три категории частотной разгрузки:

АЧР1 – быстродействующая, с временем действия 0,25 – 0,3 с, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц).

АЧР2 – с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка на частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР1 или на 0,5 Гц больше.

Третья категория – дополнительная, действующая при возникновении глубинного местного дефицита активной мощности, например при отделении, от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной энергостанцией небольшой мощности, и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

В ряде случаев используется совмещение различных категорий АЧР, когда АЧР1 и АЧР2 действуют на отключение одних и тех же потребителей.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

12.1. Безопасность и меры безопасности при монтаже линий

Безопасность.

В данном разделе дипломного проекта рассматривается влияние на человека вредных факторов и производится оценка безопасности рабочего места во время строительства объекта.

Перед допуском к работе на коммутационных аппаратах с дистанционным управлением должны быть:

отключены вспомогательные цепи (управления, сигнализации, подогрева и прочие) и силовые цепи привода;

закрыты задвижки на трубопроводе подачи воздуха и бак выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;

приведены в нерабочее положение выключающий груз или выключающие пружины;

вывешены плакаты «Не включать! Работают люди» на ключах дистанционного управления и «Не открывать! Работают люди» на закрытых задвижках.

С разрешения дежурного работник, ведущий наладку и регулировку, может дистанционно включать и отключать

коммутационный аппарат для опробования. В электроустановках без местного дежурного персонала такого разрешения не требуется.

При работе в отсеке шкафов КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат «Стоять! Напряжение»; в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ или КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить из шкафа, шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакат «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

При этом допускается:

- устанавливать тележку в контрольное положение при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем после включения этих ножей;

- при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и выкаченным при условии запираания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в целях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

Меры безопасности при монтаже кабельных линий

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели,

газопроводы и тому подобное), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а также разматывание кабеля с барабанов и его прокладку необходимо

производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и принять меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекачки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма – оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

При протяжке кабеля в трубе на участках пересечения с железнодорожными путями и автодорогами следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте в кабельных галереях и эстакадах следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности:

перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка огнем запрещается;

открытый люк колодца ограждают или устанавливают возле него предупредительный знак;

запрещается разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу – все эти операции следует делать только снаружи;

расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых емкостях, прикрепляемых к стальному тросу на карабине.

Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных емкостях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежания попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать их соприкосновения с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и

предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить.

12.2 Экологичность

Особенности данной подстанции и характер сооружений требуют при проектировании принятия мер по защите оборудования при пожаре.

Это относится к силовым трансформаторам, к масляным выключателям, складам масла и т.д. При пожаре может возникнуть утечка масла, что негативно сказывается на окружающей среде. Поэтому под силовыми трансформаторами предусматриваются маслостоки и маслоприемники, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

При эксплуатации маслонаполненных трансформаторов неизбежны потери масла: протечки через разъемные соединения маслопроводов охладителей, бака и других элементов трансформатора отбор проб, доливка, сушка и регенерация масла, а также потери масла во время ремонта уплотнений, кранов маслопроводов и охладителей. Эти потери масла могут и должны быть уменьшены путем своевременного устранения протечек и продуманной технологии названных работ, однако полностью исключить их не удастся.

Наибольшее количество масла попадает в стоки при аварийном повреждении бака или масляной системы, когда возможно вытекание всего объема масла, содержащегося в трансформаторе (для крупных трансформаторов до сотни и более тонн). Помимо значительной пожарной опасности стекание этого масла за пределы территории энергообъекта, так же как и просачивание его в подземные водонасыщенные слои, недопустимо по соображениям охраны окружающей среды.

В соответствии с [15] пункт 4.2.69 маслоприемник выполняется без отвода масла так как объём масла в трансформаторе ТДН 25000/110 составляет 10,200 тонн.

После попадания масла и воды в маслоприемник необходима его очистка, которая производится следующим образом. Водяной самовсасывающий насос при своей работе забирает жидкость из маслосборника, где собирается вода (более легкая масляная фракция вследствие отстоя оказывается в верхних слоях). Загрязненные стоки проходят через фильтр снизу вверх, при этом масляная фракция задерживается фильтром, а очищенная вода сбрасывается в ливневую канализацию. Для фильтра рекомендуется эластичный пенополиуретан, который можно многократно использовать.

Масляная фаза эмульсии, сепарирующаяся при отстое в верхнем слое содержимого маслосборника, перекачивается в передвижную емкость насосом, входящим в комплект этой емкости или временно устанавливаемым рядом с ней, и вывозится для последующего хозяйственного использования.

Отметим, что для исключения перекачки водяным насосом неотстоявшейся водомасляной эмульсии, образовавшейся в ходе пожаротушения, автоматика запуска водяного насоса при повреждении трансформатора выводится из действия. На трансформаторах, снабженных установками автоматического пожаротушения, функцию

блокировки запуска водяного насоса выполняет автоматика пожаротушения, на остальных трансформаторах газовая защита.

По истечении времени, необходимого для отстоя водомасляной эмульсии, водяной насос маслоборника включается вручную, после чего вновь вводится в действие его автоматика (таким образом, остановка насоса по завершении откачки воды произойдет автоматически). В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки. В местах выкатки трансформаторов ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности.

Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть тщательно уплотнены водостойким негорючим материалом.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

При пожаре на трансформаторе запрещается сливать масло из корпуса, т.к. это может привести к распространению огня [15].

Ниже приведен расчет маслоприемника для трансформатора ТДН-16000/110

На ГПП установлен маслonaполненный силовой трансформатор. Масса трансформаторного масла в трансформаторе (М) равна 10,200 тонн. Габариты трансформатора (А*В*Н) (6*3,5*5,5).

Согласно ПУЭ п. 4.2.69 габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного эл. оборудования (Δ):

Для данной марки трансформатора выступ за габариты составляет 1,5 м т.к. масса трансформаторного масла согласно ПУЭ находится в интервале 10-50 т.

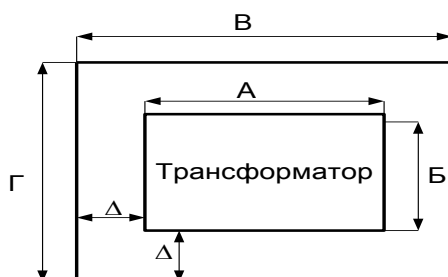


Рисунок 15 – Схема маслоприемника (вид сверху)

Объем маслоприемника без отвода масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла содержащегося в корпусе трансформатора и 80% воды от средств пожаротушения с интенсивностью $2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течении 30 минут.

Площадь маслоприемника определяется по формуле, м^2 :

$$S_{\text{мп}} = B \cdot \Gamma, \text{ м}^2, \quad (152)$$

Объем маслоприемника определяют, м^3 :

$$V_{\text{мп}} = S_{\text{мп}} \cdot H, \quad \text{м}^2, \quad (153)$$

Объем трансформаторного масла равен, м^3 :

$$V_{\text{тр.м}} = \frac{M_{\text{тр.м}}}{\rho_{\text{тр.м}}}, \text{ м}^3, \quad (154)$$

где $M_{\text{тр.м}}$ - масса трансформаторного масла

$\rho_{\text{тр.м}}$ - плотность трансформаторного масла

$$\rho_{\text{тр.м}} = 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Объем маслоприемника должен быть равным как минимум объему трансформаторного масла:

$$V_{mn} = V_{mp.m}, \text{ м}^3, \quad (155)$$

Отсюда можно выразить необходимую высоту маслоприемника, м:

$$S_{mn} \cdot H = \frac{M_{mp.m}}{\rho_{mp.m}}, \text{ м}, \quad (156)$$

$$H = \frac{M_{mp.m}}{\rho_{mp.m} \cdot S_{mn}}, \text{ м}, \quad (157)$$

Определим габариты В и Г трансформатора м:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (158)$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (159)$$

Подставив в формулы (231) и (232) известные значения, получим

$$B = A + 2 \cdot \Delta = 6 + 2 \cdot 1,5 = 9 \text{ м};$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta = 9 + 2 \cdot 1,5 = 12 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника определяем по формуле (223):

$$S_{mn} = B \cdot Г, \text{ м}^2, \quad (160)$$

$$S_{mn} = 9 \cdot 12 = 108 \text{ м}^2.$$

Определим объём воды необходимый для тушения пожара трансформатора:

Нормативный коэффициент, $л/см^2$

$$k_n = 0,2.$$

Нормативное время пожаротушения:

$$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}.$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{б.п.м.} = 2 \cdot (A + B) \cdot H_T, \text{ м}^2, \quad (161)$$

Подставив значения получим M^2 :

$$S_{б.н.т.} = 2 \cdot (9 + 6,5) \cdot 5,5 = 104,5 \text{ м}^2.$$

Объем воды, M^3 :

$$V_{воды} = k_n \cdot t \cdot 10^{-3} \cdot (S_{мт} + S_{б.н.т.}), \quad M^2, \quad (162)$$

$$V_{воды} = 0,2 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} \cdot (58,5 + 104,5) = 58,68 \text{ м}^3.$$

Определим объем трансформаторного масла, M^3 :

$$V_{ТМ} = \frac{M_{тр.м}}{\rho_{тр.м}} = \frac{10200}{880} = 11,591, \quad M^3, \quad (163)$$

Определим объем маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды, M^3 :

$$V_{МП} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{воды}, \quad M^3, \quad (164)$$

$$V_{МП} = 11,591 + 0,8 \cdot 58,68 = 58,535.$$

Определим глубину маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды, м:

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}}, \text{ м}, \quad (165)$$

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} = \frac{58,535}{58,5} = 1,001$$

Определяем глубину маслоприемника

Согласно ПУЭ толщина гравийной подушки должна быть не меньше 0,25 м, а высота воздушной прослойки не менее 0,05 м.

$$h_2 = 0,25;$$

$$h_{en} = 0,05;$$

$$H_{mn} = h_{mn} + h_2 + h_{en}, \text{ м}, \quad (166)$$

Подставив значения получим, м:

$$H_{mn} = h_{mn} + h_2 + h_{en} = 1,001 + 0,25 + 0,05 = 1,301.$$

Минимальную высоту маслоприемника примем равной 1,301 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР были решены основные задачи, поставленные в задании на проектирование, устранены имеющиеся недостатки существующего в настоящее время варианта и достигнуты положительные результаты.

Данная ВКР разработана на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Выбранная схема распределительной сети обеспечивает надежную передачу потоков мощности и дает возможность обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей при выводе в ремонт любого из элементов, и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, оборудование ПС устойчиво к действию токов КЗ, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы. Выбраны устройства релейной защиты и автоматики на ПС, что обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации оборудования, а также сводит к минимуму возможные перерывы электроснабжения.

Кроме того, в проекте рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и экологии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин.- М.: Энергоатомиздат, 2006.
2. Емельянцева А. Релейная защита сетей. Ступени селективности // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 48-49.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов/ В.И. Идельчик. М.: Энергоатомиздат.-2008.-587 с.
4. Козлов В. А. Электроснабжение городов/В.А.Козлов. -Ленинград.: Энергия, 2009/ - 264 С.
5. Козлов В.А. Справочник по проектированию электроснабжения городов/ В.А. Козлов, Н.И. Билик, Д.Л. Файбисович –Л.: Энергоатомиздат, 2006. - 256с
6. Кривошеин А.Д., Роев Н.Н. Экология и БЖД: Учеб. пособие для вузов. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2011.-447с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.:Энергоатомиздат, 2006. – 416 с.
8. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел /ОРГРЭС – М.: СПО Союзтехэнерго, 2012. – 87 с.
9. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.- М.: 2006.-601 с.
10. Нормативно – техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно – промышленных ВЛ 0,38 кВ с проводами АМКА – М., АООТ «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», 2013г.

11. Нормативно – техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно – промышленных ВЛ 6-20 кВ с проводами SAХ – М., АО «ФИРМА ОРГРЭС», 2013г.
12. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник: учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
13. Правила устройства электроустановок. – 7–е изд., с измен., дополн. – М.: НЦ ЭНАС, 2013.
14. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. -М.: Издательство НЦЭНАС, 2007.-152 с.
15. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.- Л.: Издательство ПЭИПК, 2008.-353 с.
16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин.-М.: Энергоатомиздат, 2007.-648 с.
17. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-12. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2012.-116 с.
18. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153-34.0-03.301-12. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2012. – 116 с.
19. Староверов В. Самонесущая система изолированных проводов. Аналитический обзор рынка арматуры // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 81-84.
20. Судаков Г.В., Т.А. Галушко. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем

электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006.

21. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению. Т2.

Электрооборудованин /под. общ. ред. А. А. Федорова.: Энергоатомиздат, 2006.-592 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчетные электрические нагрузки

Таблица - Расчетные электрические нагрузки

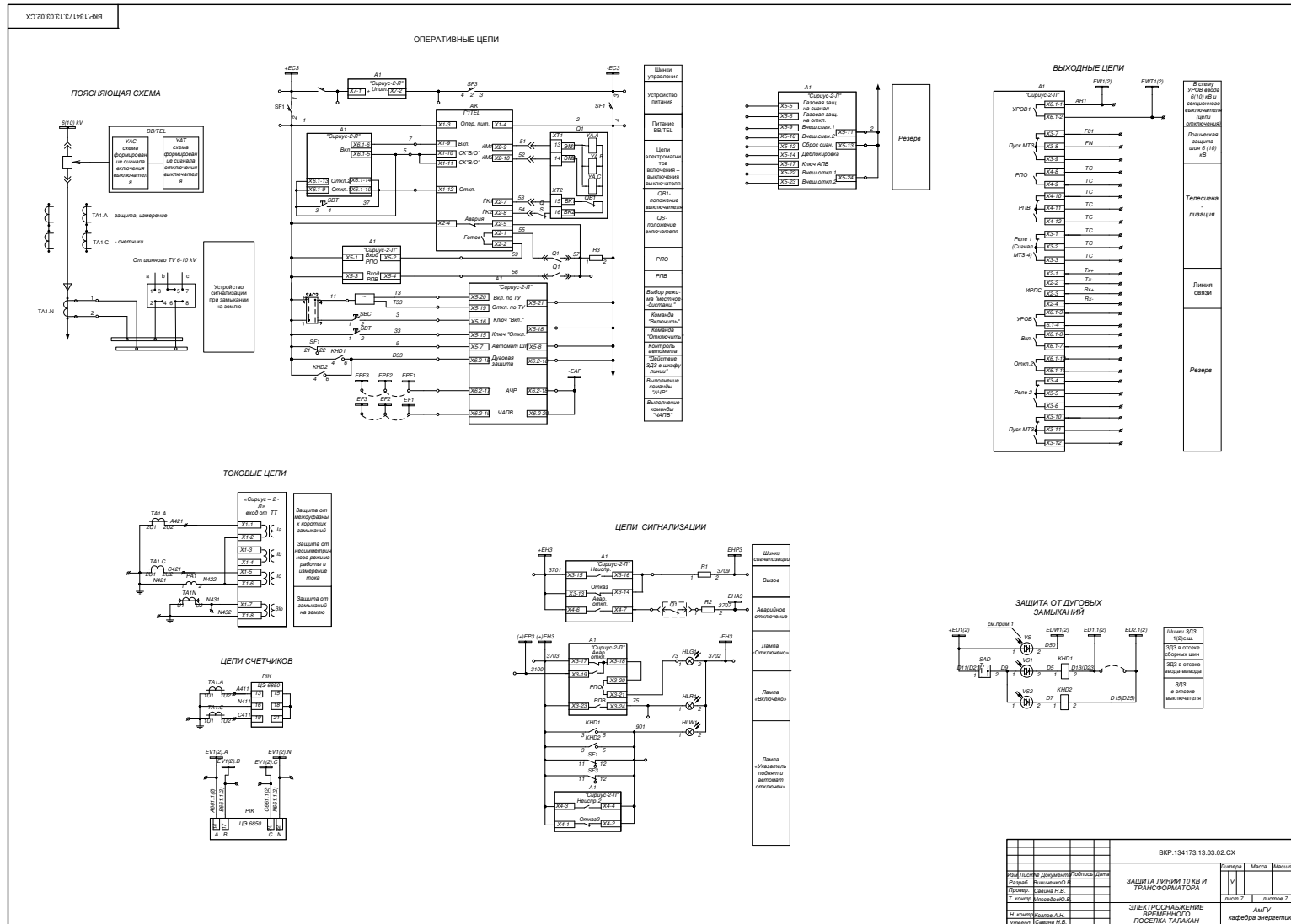
№ ТП	№ отходящей группы	№ элемента на плане	Наименование	Прим.	Кол-во	Площадь ,	Кол.	Кол-во	Руд , кВт	P, кВт	Ky	Pp, кВт	tgφ	Q, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	1	11	Дом быта (на 10 рабочих мест)				10		1,25	12,5	0,6	7,5	0,25	1,875	
		31	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70				1,50	105	1	105	0,2	21	
		25	Жилой дом (66-квартирный)	электроплита	66					1,50	99	1	99	0,2	19,8
		Итого									216,5		211,5		42,675
11	1	3	Аптека	кондиционер		50			0,1	5	0,8	4	0,48	1,9	
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30				2	60	1	60	0,2	12	
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30					2	60	1	60	0,2	12
	2	24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30					2	60	1	60	0,2	12
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30					2	60	1	60	0,2	12
		24	Жилой дом(30-квартирный)	электроплита	30					2	60	1	60	0,2	12
		Итого									305		304		61,9
2	1	22	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50				2,10	105	1	105	0,2	21	
		17	Жилой дом (45-квартирный)	электроплита	45					2,10	94,5	1	94,5	0,2	18,9
		Итого									199,5		199,5		39,9
	2	21	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50					2,10	105	1	105	0,2	21
		6	Столовая (на 50 мест)				50			1,04	52	0,6	31,2	0,2	6,24
			(с магазином)							0,25	15,5	0,6	9,3	0,75	6,975
Итого									172,5		145,5		34,215		
3	1	28	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120	1	120	0,2	24	
		15	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух			112			0,25	28	0,6	16,8	0,75	12,6

№ ТП	№ отходящей группы	№ элемента на плане	Наименование	Прим.	Кол-во	Площадь,	Кол.	Кол-во	Руд, кВт	P, кВт	Ky	Pp, кВт	tgφ	Q, кВт	
		Итого								148,00		136,80		36,60	
	2	29	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120,00	1	120,00	0,20	24,00	
		30	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120,00	1	120,00	0,20	24,00	
		Итого								195,00		195,00		39,00	
4	1	2	Детский сад (на 280 мест)				280		0,46	128,8	1	128,8		32,2	
		16	Жилой дом (47-квартирный)	электроплита	47				2,10	105	1	107,079		21	
		Итого										235,879		53,2	
	2	8	Здание милиции				65			0,04	2,80	0,6	1,677	0,48	0,80
		33	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70					1,50	105,00	1	105	0,20	21,00
		38	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух			65			0,25	16,25	0,6	9,75	0,75	7,31
Итого									124,05		116,43		29,12		
5	1	4	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух		60			0,25	15	0,6	9	0,75	6,75	
		32	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120	1	120	0,2	24	
		Итого								135,00		129,00		30,75	
	2	26	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70				1,50	105	1	105		21	
		27	Жилой дом (70-квартирный)	электроплита	70				1,50	105	1	105		21	
Итого									210		210		42		
6	1	19	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50				2,10	105	1	105	0,2	21,0	
		13	Поликлиника (35 коек)				30		2,20	66	0,7	46,2	0,43	19,866	
			(120 посещений)				120		0,15	18	0,7	12,6	0,43	5,418	
		10	Административное здание	с конд. воздух			165		0,05	8,91	0,6	5,346	0,57	3,047	
	Итого									197,91		169,146		49,3312	
10	1	7	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух		65			0,25	16,25	0,6	9,75	0,75	7,31	
		5	Минирынок				85		0,23	19,55	0,8	15,64	0,7	10,948	
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	0,5	10	0,2	2	
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	0,5	10	0,2	2	
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	0,5	10	0,2	2	

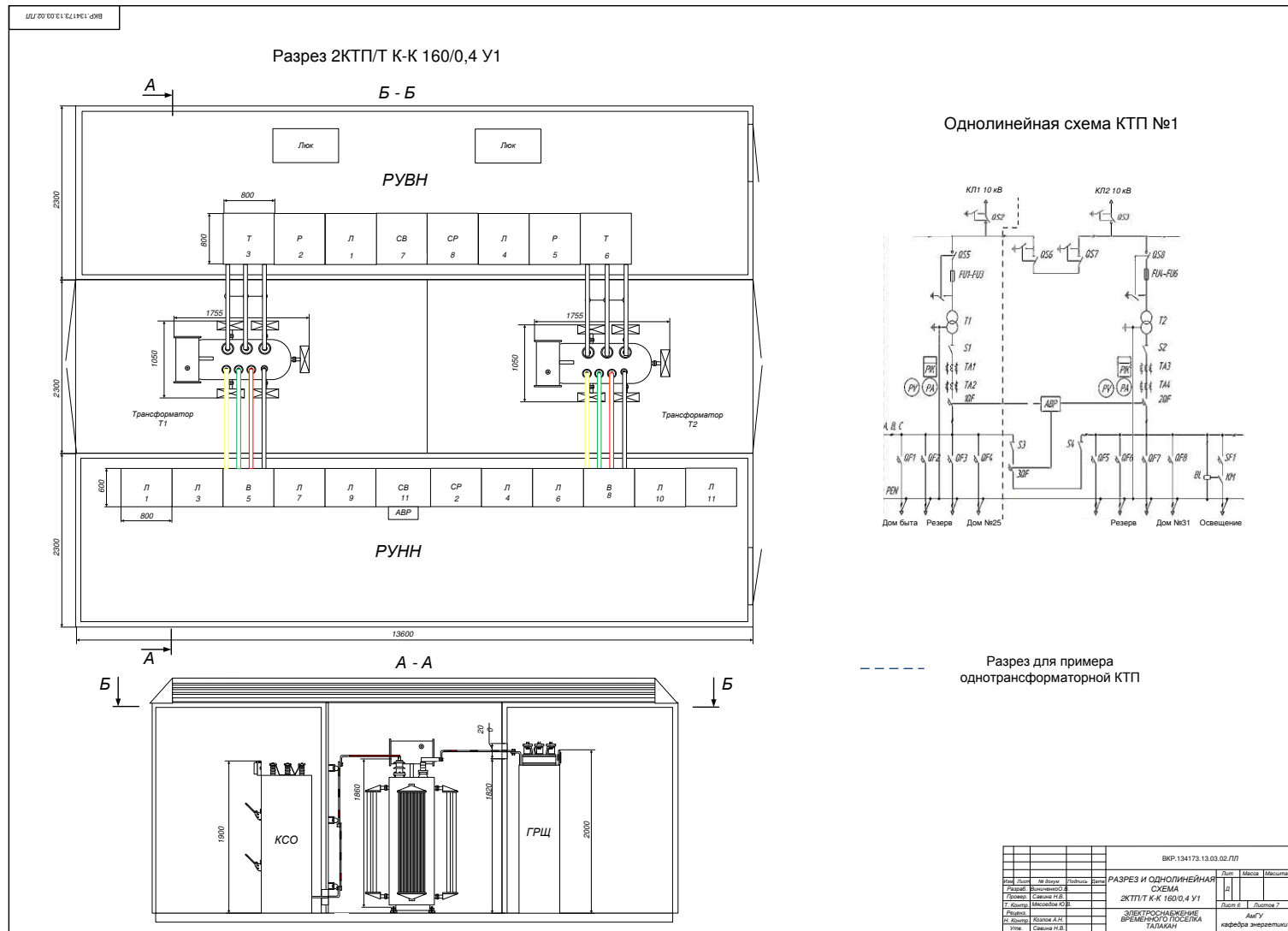
№ ТП	№ отходящей группы	№ элемента на плане	Наименование	Прим.	Кол-во	Площадь ,	Кол.	Кол-во	Руд , кВт	Р, кВт	Ку	Рр, кВт	tgφ	Q, кВт
		Итого								95,8		55,39		24,258
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		Итого									80		80	
	3	34	Жилой дом (50-квартирный)	35	50	36		37	2,10	105	1	105	0,2	21
8	1	35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10	1	10	0,2	2
		35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10	1	10	0,2	2
		35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10	1	10	0,2	2
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
	Итого									110		110		22
	2	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	0,9	18	0,2	3,6
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	0,9	18	0,2	3,6
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	0,9	18	0,2	3,6
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2			300	10,00	20	0,9	18	0,2	3,6
		12	Дом культуры (на 300 мест)						0,46	138	1	138	0,43	59,34
Итого									218		210		73,74	
	3	34	Жилой дом (50-квартирный)	электроплита	50				2,10	105	1	105	0,2	21
7	1	35	Одноквартирный жилой дом	электроплита	1				10,00	10	1	10	0,2	2
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		Итого									70		70	
	2	36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	10	0,9	9	0,2	1,8
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	10	0,9	9	0,2	1,8
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	10	0,9	9	0,2	1,8
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4

№ ТП	№ отходящей группы	№ элемента на плане	Наименование	Прим.	Кол-во	Площадь ,	Кол.	Кол-во	Руд , кВт	Р, кВт	Ку	Рр, кВт	tgφ	Q, кВт	
		36	Двухквартирный жилой дом	электроплита	2				10,00	20	1	20	0,2	4	
		Итого								110		107		21,4	
9	1	20	Секционный жилой дом	электроплита	80				1,50	120	1	120	0,2	24	
		1	Школа (на 76 учащихся)				76		0,25	19	0,4	7,6	0,38	2,888	
		Итого									139		127,6		26,888
	2	18	Секционный жилой дом	электроплита	80					1,50	120,00	1	120	0,20	24
		9	Магазин продовольствен. товаров	с конд. воздух			120			0,25	30,00	0,6	18	0,75	13,5
		39	Канализационно-насосная станция					3 200		0,01	42,42	0,7	29,696	0,75	22,272
Итого										192,42		167,70		59,77	

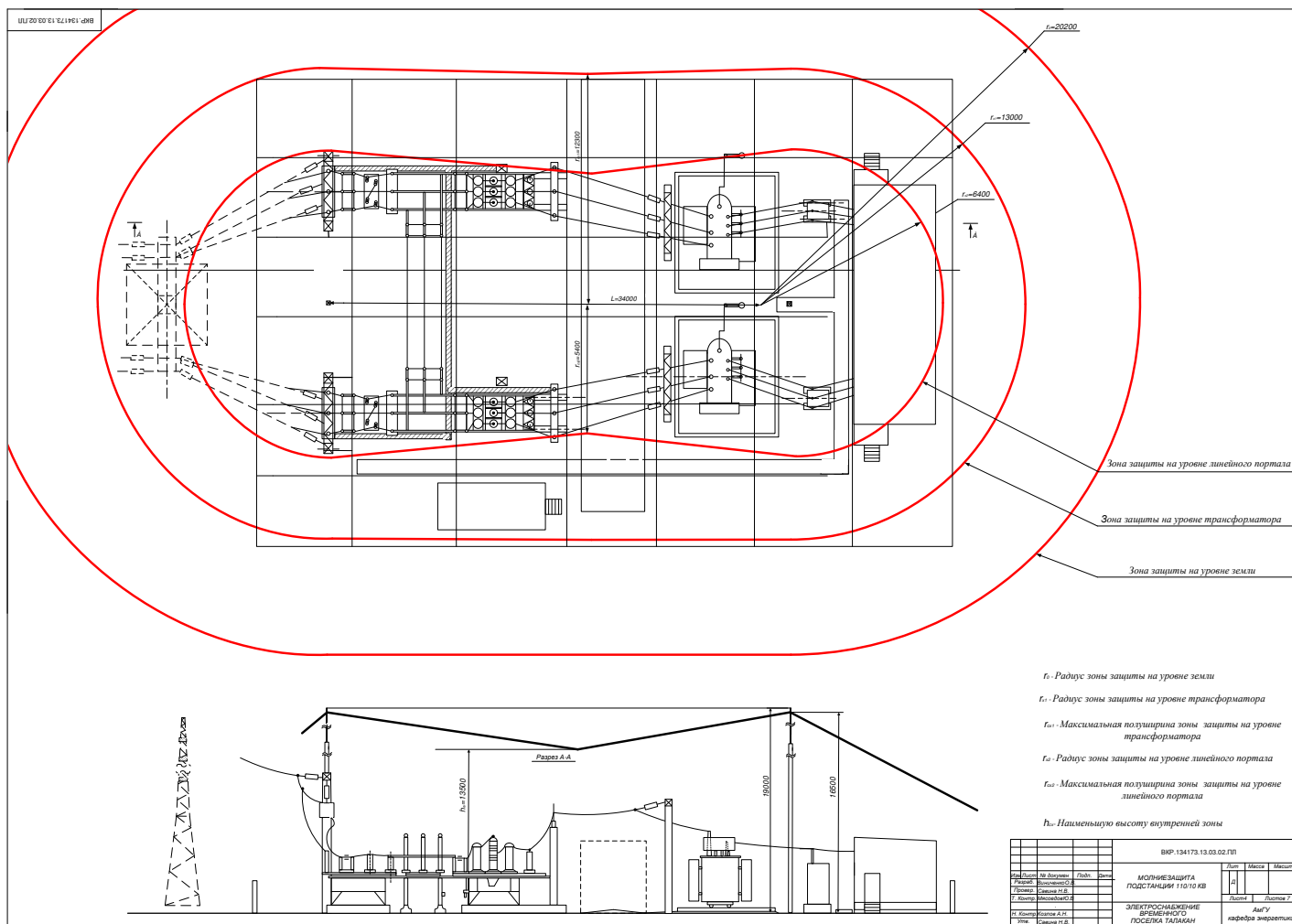
ПРИЛОЖЕНИЕ Б



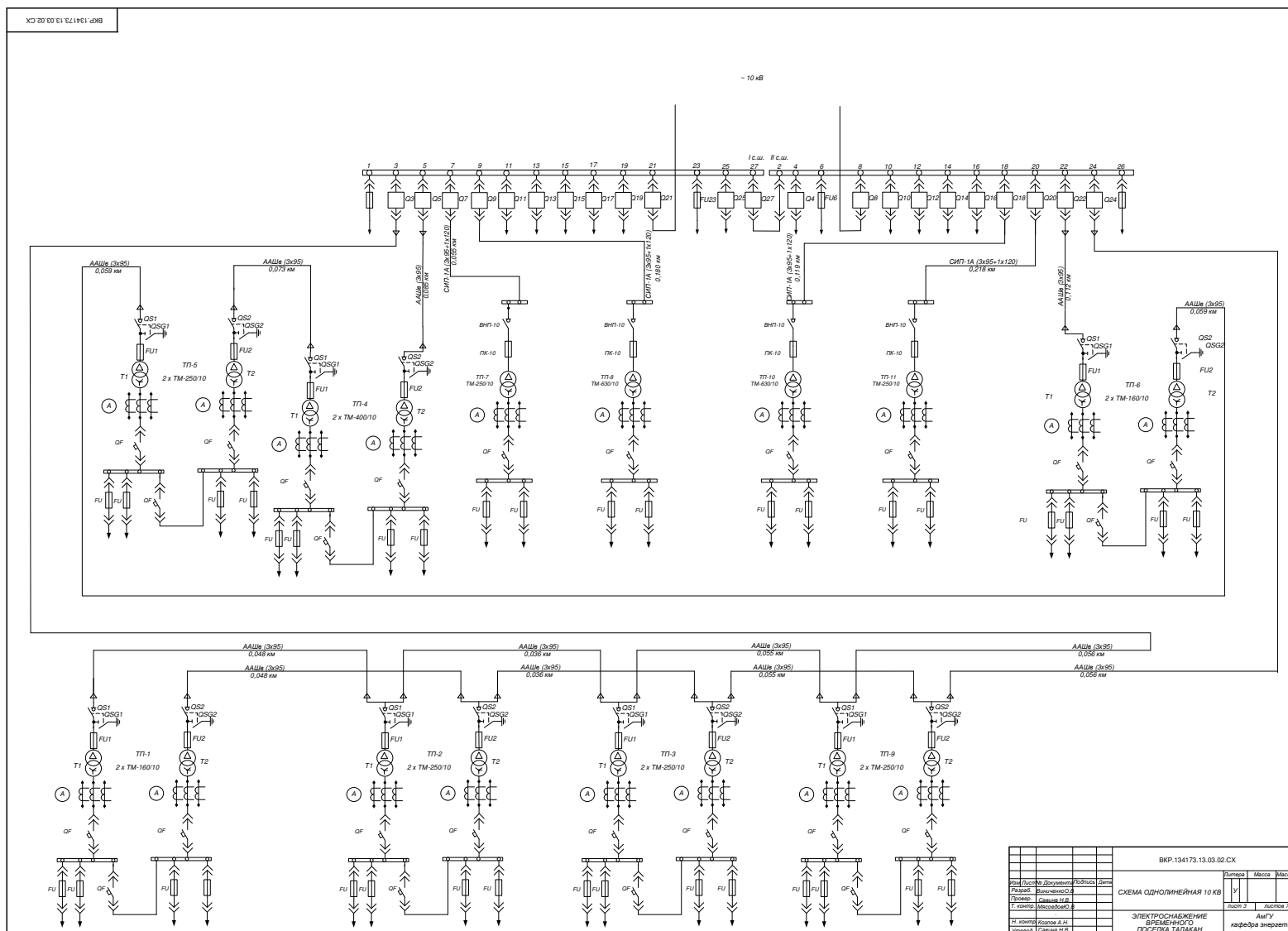
ПРИЛОЖЕНИЕ В



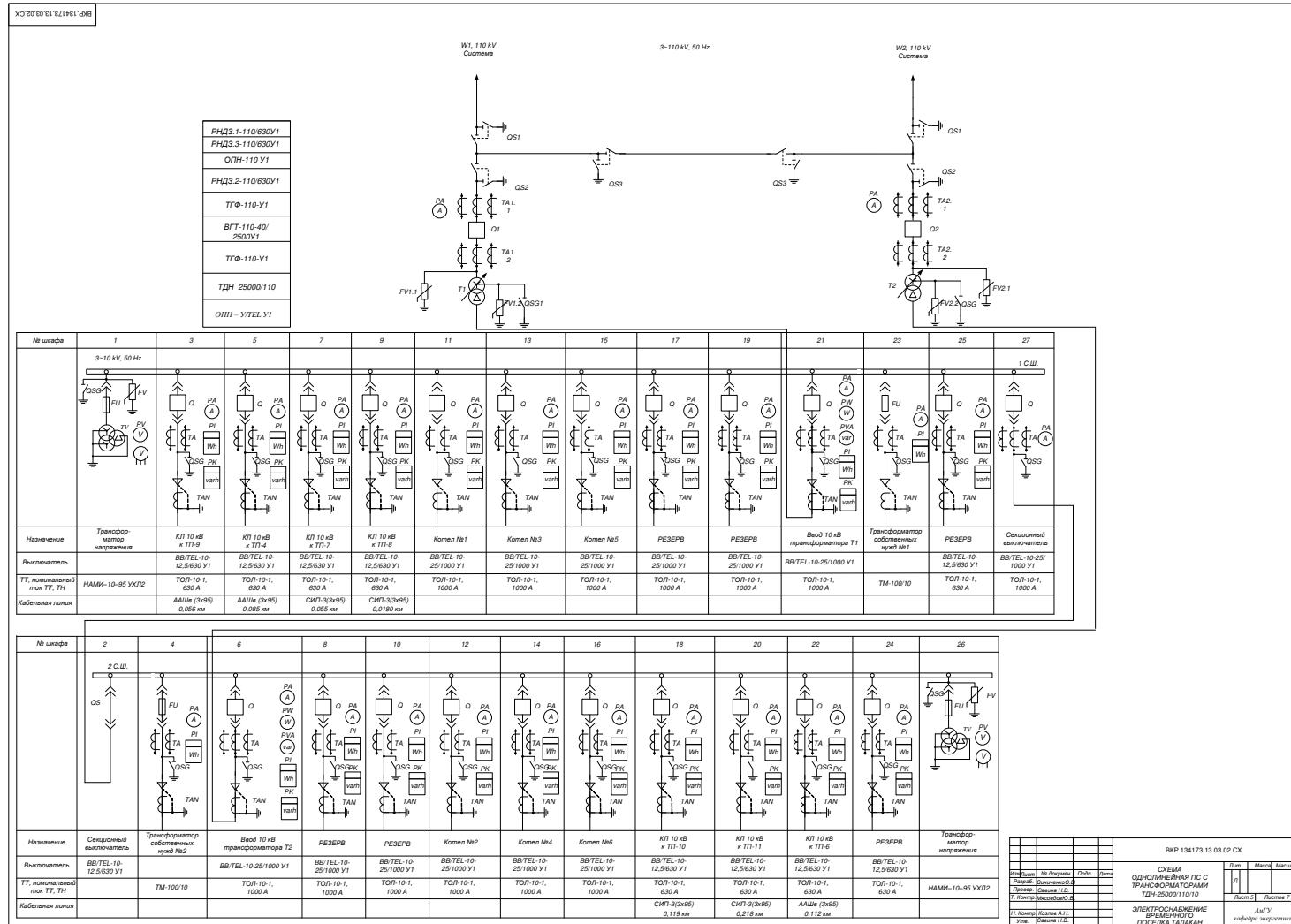
ПРИЛОЖЕНИЕ Г



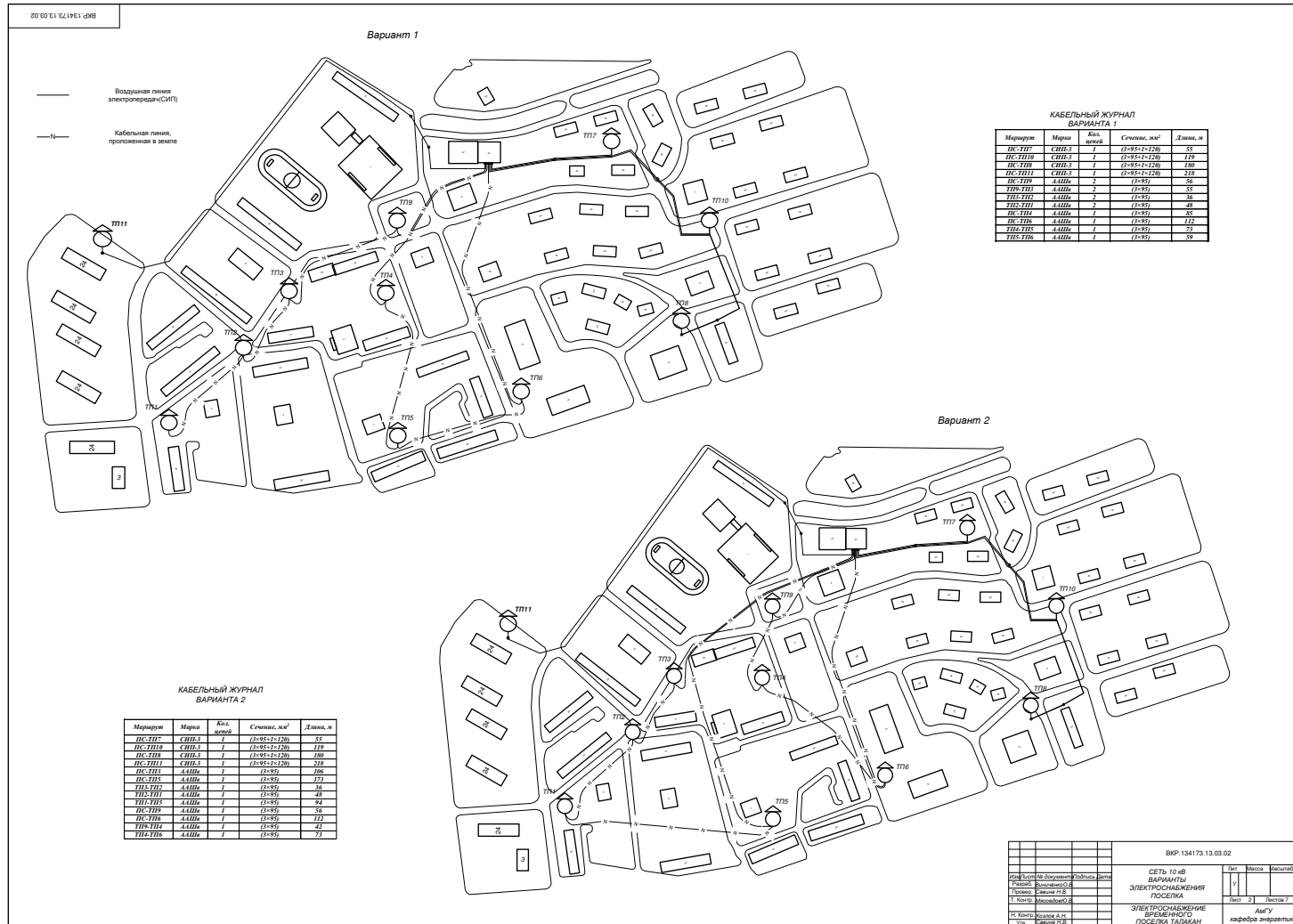
ПРИЛОЖЕНИЕ Д



ПРИЛОЖЕНИЕ Е



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

