

Министерство науки и высшего образования 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) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы электроснабжения напряжением 6/0,4 кВ города Алдан с центром питания подстанция №17 Электростанция

Исполнитель
студент группы 742-об3

подпись, дата

О.Р. Лебедь

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук, доцент

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента О.Р. Лебедь

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения напряжением 6/0,4 кВ города Алдан с центром питания подстанция №17 Электрокотельная

(утверждена приказом от 19.05.2021г. №575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: поопорная схема линий 0,4 кВ города Алдан, поопорная схема линий 10 кВ города Алдан, однолинейная схема ПС Электрокотельная, параметры современного электрооборудования 0,4-10 кВ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): энергоэкономическая характеристика района проектирования, проектирование низковольтного электроснабжения, проектирование высоковольтного электроснабжения, нагрузка и оборудование центра питания, расчёт токов короткого замыкания, расчёт надёжности сети 10 кВ, релейная защита и автоматика, молниезащита и заземление, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план района с линиями сети 0,4 кВ, варианты сети 10 кВ, однолинейная схема сети 10 кВ, однолинейная схема ПС электрокотельная, однолинейная схема столбовой ТП и данные по расчётам токов короткого замыкания для сетей 0,4-10 кВ, защита фидера 10 кВ на микропроцессорных блоках Micom-122

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 114 с, 107 формул, 15 рисунков, 47 таблиц, 1 приложение, 31 источник.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОЭФФИЦИЕНТ УЧАСТИЯ В МАКСИМУМЕ НАГРУЗКИ, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

Объект разработки - сети 6 кВ района с центром питания ПС «Электрокотельная» в городе Алдан. Так как сети 6 кВ выполнены проводами и кабелями выработавшими нормативный срок эксплуатации, то для качественного электроснабжения потребителей АО «ДРСК» необходимо заменить оборудование, для снижения величины потерь в сетях уровнем напряжения СН-2 рассматривается возможность перехода на напряжение 10 кВ. Целью проекта является проведение реконструкции изношенных сетей 6-0,4 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях. Характеристики сетей 10-0,4 кВ получены расчётным способом. Конфигурация сети выбрана на основе технико-экономического сравнения вариантов сети и представляет собой петлевую схему сети. Применён провод СИП-3 на железобетонных опорах и кабель ААШв. Расчётное время безотказной работы сети 20 лет.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение.....	7
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования.....	10
2 Проектирование низковольтного электроснабжения.....	12
2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых домов.....	13
2.2 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий.....	15
2.3 Выбор количества линий 0,4 кВ и трасс их прохождения	16
2.4 Выбор сечения линий 0,4 кВ	16
2.5 Расчёт наружного освещения	20
2.6 Расчёт электрических нагрузок трансформаторных подстанций.....	21
2.7 Выбор трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ.....	22
2.8 Выбор числа и мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях.....	23
2.9 Выбор и проверка аппаратуры 0,4 кВ.....	24
2.9.1 Автоматические выключатели 0,4 кВ.....	24
2.9.2 Проверка линий 0,4 кВ	28
3 Проектирование высоковольтного электроснабжения	30
3.1 Выбор схемы подключения трансформаторных подстанций.....	30
3.2 Выбор сечений линий 10 кВ.....	33
3.3 Приведенные затраты для вариантов сети 10 кВ	38
3.4 Выбор электрического оборудования 10 кВ.....	40
3.4.1 Комплектное распределительное устройство	40
3.4.2 Выключатели 10 кВ	41
3.4.3 Разъединители 10 кВ	44
3.4.4 Выключатели нагрузки 10 кВ	45
3.4.5 Предохранители 10 кВ.....	46
3.4.6 Трансформаторы тока.....	47
3.4.7 Трансформаторы напряжения.....	52

3.4.8 Ограничители перенапряжения	53
3.4.9 Шины 10 кВ	55
3.4.10 Выбор опорных изоляторов	58
3.4.11 Проверка проводов 10 кВ.....	59
4 Нагрузка и оборудование центра питания.....	61
4.1 Нагрузка центра питания	61
4.2 Компенсация реактивной мощности	61
4.3 Компенсация емкостных токов	62
5 Расчёт токов короткого замыкания	63
5.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	63
5.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети напряжением 0,4 кВ	66
6 Расчёт надёжности сети 10 кВ	72
7 Релейная защита и автоматика.....	80
7.1 Токовая отсечка без выдержки времени	80
7.2 Максимальная токовая защита линий	82
7.3 Защита от однофазных замыканий на землю	83
7.4 Устройства автоматического включения резерва	84
8 Молниезащита и заземление.....	86
8.1 Защита от ударов молнии в здание трансформаторной подстанции	86
8.2 Заземление трансформаторной подстанции	88
9 Безопасность и экологичность.....	93
9.1 Безопасность.....	93
9.2 Экологичность.....	98
9.2.1 Площадь отвода земель	99
9.2.2 Расчёт шумового воздействия трансформаторов 10/0,4 кВ	103
9.3 Чрезвычайные ситуации	105
Заключение	110
Библиографический список	112
Приложение	115

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АО – акционерное общество;

ВРУ – вводное распределительное устройство;

ЗНЗ – защита от замыкания на землю;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

РЗ - релейная защита;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

Город Алдан находится на 645 км федеральной автодороги «Лена», в юго – западной части Алданского района Республики Саха (Якутия). Является административным центром Алданского района, [2].

Электрические сети Алданского района электрических сетей напряжением 0,4-6-10 кВ изношены на 70%, протяженность составляет 606 км, трансформаторные подстанции количеством 169 шт изношены на 36%. В электрических сетях Алданского района электрических сетей проводятся работы по установке дополнительных КТП, обслуживанию бесхозных КТП сельскохозяйственного назначения, замене КТП по инвестиционной и ремонтной программе с уменьшением или увеличением трансформаторной мощности, проводится корректировка схемы электроснабжения с уточнением количества ТП.

Величина полных потерь в сетях Алданского района электрических сетей в среднем составляет 9%, в том числе 8% нормативная величина, 1% - разница между полными и нормативными потерями, недоучтенная электроэнергия в сети. За счет выполнения организационных (отключение трансформаторов в режиме малых нагрузок) и технических (замены проводов на перегруженных линиях, установки счетчиков повышенной точности и т.д.) мероприятий по снижению потерь, выявления безучетного и бездоговорного электропотребления снижаются сверхнормативные потери. Персоналом АО «ДРСК» - «ЮЯЭС» проводился постоянный мониторинг своевременного и качественного выполнения запланированных мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии, что позволяет не допустить рост потерь электрической энергии при ее транспортировке и распределении.

Актуальность проекта состоит в том, что износ сетей 6-0,4 кВ приводит к большой величине потерь электроэнергии в сетях города Алдан. В рамках данного проекта предусматривается перевод сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ выполненным проводом СИП-3 для увеличения надёжности сетей 10 кВ, а также,

замена проводов марки АС, С, А в сетях 0,4 кВ на провода марки СИП-2А для снижения воровства электроэнергии.

Цель дипломного проекта – реконструкция системы электроснабжения города Алдан с центром питания (ЦП) ПС «Электростанция».

В ходе проектирования решаются задачи:

- расчёт нагрузок потребителей 0,4 кВ;
- выбор схемы подключения потребителей 0,4 кВ для качественного и бесперебойного электроснабжения;
- выбор аппаратов 0,4-10 кВ и их проверка;
- расчёт токов КЗ в проектируемой сети в соответствии с РД;
- выбор средств РЗА для сетей 10 кВ;
- расчёт надёжности проектируемой сети;
- расчет молниезащищённости;
- описание мер безопасности при строительстве сетей 0,4-10 кВ.

Определяются пути решения задач для реализации цели проекта:

– Расчет нагрузок потребителей 0,4 кВ, выбора схемы подключения потребителей 0,4 кВ используется инструкция по проектированию городских сетей.

– Расчет токов КЗ в проектируемой сети проводится в соответствии с РД по определению уровня токов КЗ, используя определенные допущения.

– Надёжность сети 10 кВ рассчитывается аналитическим методом и обеспечивается использованием проводов СИП-3 на железобетонных опорах.

– Молниезащита рассчитывается в соответствии с Руководством по защите электрических сетей 6-10 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.

Ожидаемые результаты:

- Выбранные и проверенные сечения проводов и кабелей сетей 0,4 – 10 кВ;
- Выбранные и проверенные устройства и аппараты 10 кВ устанавливаемые в центре питания;
- Рассчитанные уставки средств РЗА;

– Высокая надёжность реконструируемой сети 10 кВ в связи с использованием оптимальной конфигурации сети.

Ожидаемая эффективность проекта:

– Безотказная работа сети в течении нормативного срока эксплуатации оборудования (20 лет) с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

Расчёт и оформление проекта проводится в лицензионных программах: Mathcad 2007; Microsoft Office 2007; Microsoft Office Visio 2007.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Следует выделить характеристику города Алдан как муниципального образования. Город Алдан по состоянию на 01.01.2020 занимает площадь 4016 га², из которых 3270 га² приходится на город Алдан, 476 га² приходится на село Большой Нимныр, 270 га² приходится на село второй Орочен. В городе Алдан выделены следующие населенные пункты в составе административного деления - город Алдан, село Большой Нимныр, село второй Орочен.

Административным центром является город Алдан. Расстояние от города Алдан до города Якутск составляет 538 км., до города Нерюнгри -278 км, до города Хабаровск-1799 км., до села Хатассы-561 км, до села Амга-663 км.

По состоянию на 01.01.2020 года на территории муниципального образования Алдан проживает 23 865 человек, в том числе в сельской местности 486 человек.

Процесс формирования и использования административно – хозяйственных учреждений города Алдан осуществляется за счёт общего штата и фонда администрации города Алдан.

Протяженность внутригородских дорог и улиц составляет 92,668 км, жилой фонд представлен 852 жилыми домами общей площадью 415 818 м².

Климат характеризуется резкойконтинентальностью, которая проявляется очень низкими зимними (до минус 50-65 °С) и высокими летними (до 20-35 °С) температурами воздуха. Средняя температура воздуха в январе-феврале составляет минус 27-25 °С, а в июле +16°С.

Снежный покров устанавливается в конце октября и достигает к концу периода 40-45 см, в отдельных местах высота покрова может достигать до 55-60 см. Весна непродолжительная и дружная, активное разрушение снежного покрова происходит в конце апреля начале мая. Существенные ночные заморозки проявляются вплоть до середины июня. Лето кратковременное, относительно теплое. Осень наступает в начале сентября и сопровождается резким падением

температур, устанавливается прохладная и дождливая погода. Первые морозы наступают в начале октября. В среднем за год выпадает до 650-700 мм осадков. Больше половины годовой нормы осадков приходится на теплый период времени, [1].

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном пункте проводится расчёт электрических нагрузок, посредством которых в дальнейших расчётах будут выбраны проводники и аппараты, силовые трансформаторы, устройства защиты в системе электроснабжения города Алдан.

Соответствующие исходные данные для нахождения расчётных нагрузок жилых домов размещены в таблице 1 данной работы, графически план расположение потребителей приведен на рисунке 1.

Таблица 1 – Потребители рассматриваемого района города Алдан

Наименование и обозначение	Этажность	количество
Жилой дом	1	105
Жилой дом 8 кв	2	2
Жилой дом 16 кв	4	2
Жилой дом 24 кв	2	1
СОК Энергетик 50 мест	1	1
медучилище 200 мест	1	1
магазин смешанных товаров 150 м ²	1	1
детский сад-ясли 140 мест	1	1
гараж	1	22
контора	1	1
досааф	1	1

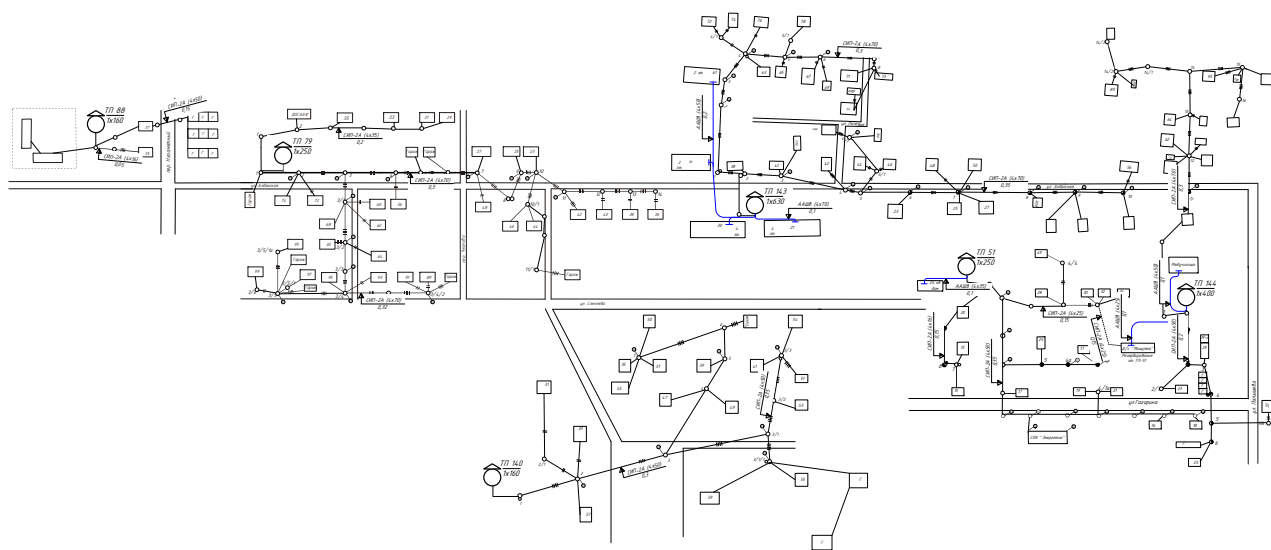


Рисунок 1 – Проектируемый район с указанием сетей 0,4 кВ и ТП

2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых домов

Используется действующая классификация городов, по которой город Алдан относится к малым городам численностью до 50 тыс. населения, [3]. Документ, по которому рассчитываются электрические отгрузки города Алдан является основным при проектировании городских электрических сетей [4].

Частные одноэтажные дома и коттеджи общей площадью до 150 м² без электрической сауны участвуют в расчёте нагрузок с аналогичной классификацией жилых домов с пищеприготовлением на газе или электрическими плитами

Соответствующие справочные данные для нахождения расчётных нагрузок жилых домов размещены в [4]. По справочным данным [4] устанавливается количество квартир, для которых нормируется величина удельной нагрузки от 1-3 квартир до 40 квартир с шагом 3-6 квартир и далее до 1000 квартир с шагом от 20 до 200-400 квартир. При проектировании количество квартир варьируется, поэтому при промежуточном значении аргумента x_1 и функции $f(x_1)$ фактически используемое количество квартир вычисляется при помощи выражения:

$$f(x_1) = f(x_0) + \frac{x_1 - x_0}{x_2 - x_0} \cdot (f(x_2) - f(x_0)). \quad (1)$$

Для примера при количестве квартир – 7, удельная мощность находится как, кВт/кв:

$$f(x_1) = 8,1 + \frac{7-6}{9-6} \cdot (6,7 - 8,1) = 7,63.$$

Соответствующие расчётные данные для нахождения расчётных нагрузок жилых домов размещены в таблице 2 данной работы.

Таблица 2 – Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв

Количество квартир	7	8	10	11	13	14	16	17	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв	7,63	7,17	6,43	6,17	5,7	5,5	5,17	5,03	4,78	4,67	4,55	4,43

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Количество квартир	23	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	
Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв	4,32	4,14	4,09	4,03	3,98	3,92	3,86	3,81	3,75	3,69	3,64	
Количество квартир	35	36	37	38	39	41	42	43	44	45		
Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв	3,58	3,53	3,47	3,41	3,36	3,28	3,25	3,23	3,2	3,18		
Количество квартир	46	47	48	49	50	51	52	53	54			
Удельные нагрузки жилых домов, кВт/кв	3,151	3,131	3,12	3,08	3,05	3,03	3,01	2,98	2,95			

При проектировании полная мощность для жилого многоквартирного дома вычисляется при помощи выражения:

$$S_{P_{жод1}} = \sqrt{P_{P_{жод1}}^2 + Q_{P_{жод1}}^2} \quad (2)$$

$$S_{P_{жод1}} = \sqrt{14,5^2 + 2,9^2} = 15 \text{ кВА.}$$

$$Q_{P_{жод1}} = P_{P_{жод1}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

$$Q_{P_{жод1}} = 14,5 \cdot 0,2 = 2,9 \text{ кВАр,}$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности для жилых домов, принимается 0,2 по инструкции [4].

Соответствующие расчётные данные нагрузок жилых домов размещены в таблице 3 данной работы.

Таблица 3 - Нагрузки жилых зданий

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения	Расчётная нагрузка			Коэффициент мощности $\operatorname{tg} \varphi$	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр	S, кВА		
Жилой дом	1	кВт/кв	14,5	2,9	15	0,2	3
Жилой дом 8 кв	2	кВт/кв	53,6	10,72	55	0,2	3
Жилой дом 16 кв	4	кВт/кв	84,8	16,96	86	0,2	3
Жилой дом 24 кв	2	кВт/кв	100,8	20,16	103	0,2	3

2.2 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий

Среди нагрузки общественных зданий присутствуют потребители силовой нагрузки и потребители осветительной нагрузки. Осветительная нагрузка реализована светодиодными светильниками и люминесцентными энергосберегающими лампами. Силовые потребители общественных зданий реализованы двигателями 0,4 кВ и нагревательными приборами.

Удельные величины нагрузки зависят от типа здания, оказываемых им услуг, размеров и площади.

При проектировании полная мощность для медучилища на 200 мест вычисляется при помощи выражения:

$$P_{P \text{ мед}} = P_{\text{уд мед}} \cdot n_{\text{мест}}, \quad (4)$$

$$P_{P \text{ мед}} = 0,46 \cdot 200 = 92 \text{ кВт},$$

$$Q_{P \text{ мед}} = P_{P \text{ мед}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (5)$$

$$Q_{P \text{ мед}} = 92 \cdot 0,75 = 69 \text{ кВАр},$$

$$S_{P \text{ мед}} = \sqrt{P_{P \text{ мед}}^2 + Q_{P \text{ мед}}^2}, \quad (6)$$

$$S_{P \text{ мед}} = \sqrt{92^2 + 69^2} = 115 \text{ кВА},$$

где $P_{\text{уд рц}}$ - берётся из источника [4], удельная нагрузка для учреждений образования 0,46 кВт/место;

$n_{\text{мест}}$ - количество планируемых мест учреждения, 200 мест.

Соответствующие расчётные данные нагрузки общественных зданий размещены в таблице 4 данной работы.

Таблица 4 – Расчётные нагрузки общественных зданий

Наименование и обозначение	Этажность	единица измерения	Расчётная нагрузка			Коэффициент мощности $\text{tg}\phi$	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр	S, кВА		
СОК Энергетик 50 мест	1	0,46 кВт/место	23	9,89	25	0,43	3
медучилище 200 мест	1	0,46 кВт/место	92	69	115	0,75	3
магазин смешанных товаров 150 м ²	1	0,2 кВт/м ²	30	18	35	0,60	3
детский сад-ясли 140 мест	1	0,46 кВт/место	64,4	16,1	66	0,25	2
гараж			10	8,5	13	0,85	3
контора			15	9	17	0,60	2
досааф			32	20	38	0,63	3

2.3 Выбор количества линий 0,4 кВ и трасс их прохождения

Трасса прокладки воздушных линий электропередачи города Алдан выполнена по существующим местам установки опор. Тип применяемых проводов в сети 0,4 кВ - СИП-2А. Тип применяемых опор в сети 0,4 кВ - железобетонные. Для применяемых трансформаторных подстанций в системе электроснабжения города Алдан столбового типа оборудуется 3 отходящих линии от РУНН ТП, для трансформаторных подстанций комплектного типа оборудуется 8 отходящих линии от РУНН ТП.

Трасса прокладки кабельных линий электропередачи города Алдан выполняется с учётом двух кабелей одинакового сечения для обеспечения категорииности потребителей. Кабели прокладываются в земле в траншеях. Где это возможно, (по токовой нагрузке кабелей) используется магистральная схема.

2.4 Выбор сечения линий 0,4 кВ

При проектировании выбор проводников осуществляется по нагреву длительно допустимым током при помощи выражения:

$$I_{\text{рабочий макс}} \leq I_{\text{доп}} \quad (7)$$

Осуществляется расчёт нагрузки линии 2 от ТП51 при помощи выражения:

$$P_{P \text{ лин1 ТП51}} = P_{\text{уд кв}} \cdot n_{\text{кв}},$$

$$P_{P \text{ лин1 ТП51}} = 14,5 \cdot 3 = 43,5 \text{ кВт},$$

$$S_{P \text{ лин1 ТП51}} = \frac{P_{P \text{ лин1 ТП51}}}{\cos \varphi}, \quad (8)$$

$$S_{P \text{ лин1 ТП51}} = \frac{43,5}{0,98} = 44,36 \text{ кВА},$$

где $P_{\text{уд кв}}$ - берётся из источника [4], принимается 14,5 кВт/кв;

$n_{\text{кв}}$ - определенное число квартир, получающих электроснабжение по линии.

При проектировании расчётный ток вычисляется при помощи выражения:

$$I_{P \text{ лин1 ТП51}} = \frac{S_{P \text{ лин1 ТП51}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (9)$$

$$I_{P \text{ лин1 ТП51}} = \frac{44,36}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 64 \text{ А}.$$

В таком случае принимается провод СИП-2А сечением 50 мм² с допустимым током 190 А.

При проектировании проверка проводников осуществляется при помощи выражения:

$$64 \leq 190 \text{ А}.$$

Условие проверки выполняется.

Кабельные линии прокладываются в траншеях. Целесообразно выбрать марку кабеля с учётом затрат на закупку кабельной продукции. Для сетей города Алдан использован кабель марки ААШв с алюминиевыми жилами, алюминиевой оболочкой, изоляция из поливинилхлорида, без брони.

Важным условием выбора кабельных линий является учёт условий прокладки с использованием коэффициентов, [5]:

- 0,92 - K_{CH} - допустимая токовая нагрузка снижается при количестве 2 кабеля в траншее;

- 1,25 - $K_{ПЕР}$ - допустимая токовая нагрузка увеличивается, если авария ликвидируется менее чем за 6 часов;

- 1 - $K_{ТЕМП}$ - допустимая токовая нагрузка увеличивается, если грунт промерзает на достаточную глубину.

При проектировании допустимый ток кабельных линий вычисляется при помощи выражения:

$$I_{ДОП} = I_{ДОП\ СПРАВОЧНЫЙ} \cdot K_{CH} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП} , \quad (10)$$

где $I_{ДОП\ СПРАВОЧНЫЙ}$ - нормируемая величина, [6].

Соответствующие расчётные данные допустимого тока с учётом поправочных коэффициентов размещены в таблице 5 данной работы.

Таблица 5 – Поправка на условия прокладки кабелей

F, мм ²	$I_{ДОП\ СПРАВОЧНЫЙ}$, А	$I_{ДОП\ СПРАВОЧНЫЙ} \cdot K_{CH} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП}$, А
25	115	132
35	140	161
50	175	201
70	210	242

При проектировании расчётный ток кабельной линии для линии 1 от ТП143 вычисляется при помощи выражения:

$$I_{P_{л1 ТП143}} = \frac{S_{P_{л1 ТП143}}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{P_{л1 ТП143}} = \frac{103,92}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 150 \text{ А}.$$

В таком случае принимается кабель ААШв сечением 95 мм² с допустимым током 293 А.

При проектировании проверка проводников осуществляется при помощи выражения:

$$150 \leq 293 \text{ А}.$$

Условие проверки выполняется. Соответствующие расчётные данные нагрузки линий размещены в таблице 6 данной работы.

Таблица 6 - Выбор линий 0,4 кВ

Участок сети	№ линии	потребители 0,4 кВ	S _p , кВА	P _p , кВт	I _p , А	I _{доп} , А	Тип проводника:
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 88	линия 1	2 конторы	33,33	30,00	48	100	СИП
	линия 2	дом, 9 гаражей	110,00	104,50	159	195	СИП
	линия 3	дом	14,80	14,50	21	100	СИП
ТП 79	линия 1	контора, 4 дома	78,26	72,00	113	160	СИП
	линия 2	14 домов, 3 гаража	112,63	107,00	163	240	СИП
	линия 3	11 домов, 3 гаража	103,37	98,20	149	240	СИП
ТП 143	линия 1	2 дома	103,92	101,84	150	201	кабель
	линия 2	2 дома	164,41	161,12	238	242	кабель
	линия 3	11 домов, гараж	78,11	74,20	113	240	СИП
	линия 4	14 домов, 4 гаража	103,37	98,20	149	240	СИП
ТП 51	линия 1	дом	102,80	100,80	149	161	кабель
	линия 2	3 дома	44,36	43,50	64	100	СИП
	линия 3	5 домов	73,94	72,50	107	130	СИП
	линия 4	7 домов, энергетик	69,56	62,60	101	195	СИП

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 144	линия 1	медучилище	115,00	92,00	166	201	кабель
	линия 2	садик	66,38	64,40	96	132	кабель
	линия 3	4 дома, магазин, 5 гаражей	108,89	98,00	157	195	СИП
	линия 4	12 домов, 3 гаража	113,06	110,80	163	240	СИП
ТП 140	линия 1	10 домов, гараж	73,68	70,00	106	195	СИП
	линия 2	6 домов, гараж	59,58	56,60	86	195	СИП

2.5 Расчёт наружного освещения

На шинах 0,4 кВ ТП предусмотрена отдельная осветительная линия напряжением 0,4 кВ, для подключения светильников уличного освещения используется провод СИП-2А.

При проектировании используется примерный расчёт по удельным величинам нагрузки освещения улиц, нагрузка освещения улиц от ТП88 вычисляется при помощи выражения:

$$P_{освТП88} = P_{осв.уд} \cdot l, \quad (11)$$

$$P_{освТП88} = 7 \cdot 0,25 = 1,75 \text{ кВт},$$

где $P_{осв.уд}$ – берётся из источника [7], принимается 7 кВт/км;

l – длина участка освещения, км.

Соответствующие расчётные данные нагрузки освещения улиц размещены в таблице 7 данной работы.

Таблица 7 - Нагрузка освещения улиц

Участок сети	Назначение	P_p , кВт	I_p , А	L , км
ТП 88	провод освещения	1,75	3	0,25
ТП 79	провод освещения	5,74	8	0,82
ТП 143	провод освещения	4,55	7	0,65
ТП 51	провод освещения	4,55	7	0,65
ТП 144	провод освещения	3,5	5	0,5
ТП 140	провод освещения	4,55	7	0,65

2.6 Расчёт электрических нагрузок трансформаторных подстанций

Для шин 0,4 кВ ТП характерно различное по времени работы потребителей участие в максимуме нагрузки ТП. Величина, на которую суммарный график нагрузки ТП дополняет тот или иной потребитель, учитывается при помощи коэффициентов участия максимума.

При проектировании нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП вычисляется при помощи выражения:

$$P_{р\ ТП} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{y_i} P_{зди}; \quad (12)$$

где $P_{зд.маx}$ – потребитель, величина нагрузки которого наибольшая из питаемых от ТП, кВт;

$P_{зди}$, - расчетные нагрузки потребителей, которые подключены к определенной ТП, кВт;

k_{y_i} - коэффициент, при помощи которого учитывается вклад каждого электроприемника в общий график нагрузки ТП [4].

Для ТП79 выполняется подробный показательный расчёт нагрузок.

От шин 0,4 кВ ТП79 питаются в совокупности 29 домов. По справочнику [4] удельная нагрузка домов принимается 4 кВт/кВ:

$$P_{P\ кв\ ТП79} = P_{уд\ кв} \cdot n_{кв},$$

$$P_{P\ кв\ ТП79} = 4 \cdot 29 = 116\ кВт.$$

Дополнительно от ТП79 питаются:

- 6 гаражей, $k_y = 0,6$;
- контора, $k_y = 1$;
- нагрузка освещения улиц, по таблице 8 $P_{осв\ ТП79} = 5,74$ кВт.

Активная нагрузка:

$$P_{P \text{ ТП79}} = P_{P \text{ кв ТП79}} + k_y \cdot P_{\text{гараж}} + k_y \cdot P_{\text{контора}} + P_{\text{освТП79}} \quad (13)$$

$$P_{P \text{ ТП79}} = 116 + 0,6 \cdot 6 \cdot 10 + 1 \cdot 32 + 5,74 = 189,74 \text{ кВт.}$$

Полная мощность приведенная к шинам 0,4 кВ ТП79:

$$S_{P \text{ ТП79}} = \frac{P_{P \text{ ТП79}}}{\cos \varphi},$$

$$S_{P \text{ ТП79}} = \frac{189,74}{0,94} = 201,85 \text{ кВА,}$$

где $\cos \varphi$ - коэффициент мощности, усредненное значение.

Соответствующие расчётные данные нагрузки ТП на шинах 0,4 кВ размещены в таблице 8 данной работы.

Таблица 8 – Расчётные нагрузки ТП на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	$P_{P \text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$	$Q_{P \text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$	$S_{P \text{ 0,4 кВ ТП, кВА}}$
88	123	43	130
79	189,74	69	202
143	382,15	104	396
51	188,40	55	196
144	281,38	126	308
140	99,35	33	105

2.7 Выбор трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ

Учитывая категоричность потребителей, расположение потребителей (упорядоченно вдоль дороги), нагрузки потребителей принимаем:

- однострансформаторные ТП столбового типа мощностью до 160 кВА, что позволит снизить протяженность ВЛ-0,4 кВ, соответственно позволит уменьшить потери электроэнергии;

- однотрансформаторные комплектные ТП киоскового типа мощностью до 400 кВА, что позволит обеспечить категоричность потребителей при условии питания ТП с двух сторон.

2.8 Выбор числа и мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях

При проектировании мощность силовых трансформаторов ТП вычисляется при помощи выражения для ТП79:

$$S_{P\text{ ТП79}} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (14)$$

$$S_{P\text{ ТП79}} = \frac{201,85}{1 \cdot 0,8} = 252 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП}$ - полученная расчётная нагрузка по таблице 9, кВА;

n_T - число устанавливаемых трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ - коэффициент загрузки для нормального режима, 0,8.

Мощность по результату расчётов должна быть меньше номинальной мощности трансформаторов, в таком случае рекомендуемый коэффициент загрузки в нормальном режиме не будет превышен и не произойдёт перегрева силового трансформатора в нормальном режиме.

При проектировании выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме при помощи выражения для ТП79:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}; \quad (15)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{202}{250 \cdot 1} = 0,81 \geq 0,5;$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{S_P}{S_{\text{НОМТР}} \cdot (N_{\text{ТР}} - 1)} ; \quad (16)$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{202}{250 \cdot 1} = 0,81 \leq 1,5 .$$

Соответствующие расчётные данные мощности трансформаторов ТП размещены в таблице 9 данной работы.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов

№ ТП	$S_{P\ 0,4\text{ кВ ТП}}$, кВА	$N_{\text{ТР}}$	$K_3^{\text{опт}}$	$S_{P\ \text{ТП}}$, кВА	$S_{\text{НОМ ТП}}$, кВА	$K_3^{\text{норм}}$	$K_3^{\text{па}}$
88	130	1	0,80	162	160	0,81	0,81
79	202	1	0,80	252	250	0,81	0,81
143	396	1	0,80	495	630	0,63	0,63
51	196	1	0,80	245	250	0,79	0,79
144	308	1	0,80	385	400	0,77	0,77
140	105	1	0,80	131	160	0,65	0,65

В результате расчётов получено, что все трансформаторы загружены оптимально, для послеаварийного режима не требуется отключение потребителей 3й категории по надёжности электроснабжения.

2.9 Выбор и проверка аппаратуры 0,4 кВ

2.9.1 Автоматические выключатели 0,4 кВ

При проектировании автоматические выключатели ВА 51-25 выбираются по расчетному току для того, чтобы обеспечить защиту шин 0,4 кВ ТП от коротких замыканий при помощи выражения на примере ТП88:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (17)$$

$$200 \geq 188,$$

где I_p – максимальный расчётный ток по элементу сети,

$I_{\text{ном. расц}}$ – каталожный номинальный ток расцепителя автоматического выключателя.

Соответствующие расчётные данные по выбору автоматических выключателей 0,4 кВ размещены в таблице 10 данной работы.

Таблица 10 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Участок сети	№ линии	I_p , А	$I_{расц}$, А	Тип коммутационного аппарата
ТП 88	линия 1	48	63	ВА 51-25
	линия 2	159	160	ВА 51-25
	линия 3	21	63	ВА 51-25
	провод освещения	3	6	ВА 51-25
	шины ТП	188	200	ВА 51-35
ТП 79	линия 1	113	160	ВА 51-25
	линия 2	163	200	ВА 51-35
	линия 3	149	160	ВА 51-25
	провод освещения	8	16	ВА 51-25
	шины ТП	292	400	ВА 51-37
ТП 143	линия 1	150	160	ВА 51-25
	линия 2	238	250	ВА 51-35
	линия 3	113	160	ВА 51-25
	линия 4	149	160	ВА 51-25
	провод освещения	7	16	ВА 51-25
	шины ТП	572	630	ВА 51-39
ТП 51	линия 1	149	160	ВА 51-25
	линия 2	64	100	ВА 51-25
	линия 3	107	160	ВА 51-25
	линия 4	101	160	ВА 51-25
	провод освещения	7	10	ВА 51-25
	шины ТП	284	400	ВА 51-37
ТП 144	линия 1	166	200	ВА 51-35
	линия 2	96	100	ВА 51-25
	линия 3	157	160	ВА 51-25
	линия 4	163	200	ВА 51-35
	провод освещения	5	6	ВА 51-25
	шины ТП	446	630	ВА 51-39
ТП 140	линия 1	106	160	ВА 51-25
	линия 2	86	100	ВА 51-25
	провод освещения	7	10	ВА 51-25
	шины ТП	151	200	ВА 51-35

При проектировании линейные автоматические выключатели проверяются для того, чтобы обеспечить стойкость к разрушающему действию трёхфазных токов КЗ при помощи выражения на примере линии 2 от ТП88:

$$I_{ПО}^{(3)} \leq I_{отк} ; \quad (18)$$

$$1,7 \leq 10 \text{ кА.}$$

При проектировании автоматические выключатели проверяются для того, чтобы обеспечить чувствительность к однофазным токам КЗ при помощи выражения на примере линии 2 от ТП88:

$$I_{по}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{расц} ; \quad (19)$$

$$0,968 \geq 1,25 \cdot 0,16 = 0,2 \text{ кА.}$$

Соответствующие расчётные данные по проверке линейных автоматических выключателей 0,4 кВ размещены в таблице 11 данной работы.

Таблица 11 – Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

Потребитель	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$1,25I_{расц}$, кА
ТП 88 (шины НН)				
наиболее близкий	1,7	10	0,968	0,2
наиболее удаленный	1,9	10	0,646	0,2
ТП 79 (шины НН)				
наиболее близкий	3,5	10	1,767	0,25
наиболее удаленный	2,0	10	1,047	0,25
ТП 143 (шины НН)				
наиболее близкий	4,5	10	1,940	0,31
наиболее удаленный	1,9	10	0,521	0,31
ТП 51 (шины НН)				
наиболее близкий	2,0	10	0,723	0,2
наиболее удаленный	1,5	10	0,617	0,2
ТП 144 (шины НН)				
наиболее близкий	2,0	10	0,723	0,25
наиболее удаленный	1,8	10	0,509	0,25
ТП 140 (шины НН)				
наиболее близкий	2,5	10	1,085	0,2
наиболее удаленный	1,4	10	0,460	0,2

По таблице 11 получены результаты проверки линейных автоматических выключателей на ТП. Для всех ТП города Алдан условия проверки линейных автоматических выключателей выполнены.

При проектировании вводные автоматические выключатели проверяются для того, чтобы обеспечить стойкость к разрушающему действию трёхфазных токов КЗ при помощи выражения на примере ТП88:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк} ; \quad (20)$$

$$3,34 \leq 15 \text{ кА.}$$

При проектировании вводные автоматические выключатели проверяются для того, чтобы обеспечить чувствительность к однофазным токам КЗ при помощи выражения на примере ТП88:

$$I_{по}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{расц} ; \quad (21)$$

$$1,63 \geq 1,5 \text{ кА.}$$

Соответствующие расчётные данные по проверке вводных автоматических выключателей 0,4 кВ размещены в таблице 12 данной работы.

Таблица 12 – Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

Подстанция	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}$, кА	$1,25I_{расц}$, кА
ТП 88 (шины НН)	3,34	15,00	1,63	1,5
ТП 79 (шины НН)	4,39	15,00	2,54	2
ТП 143 (шины НН)	6,07	15,00	5,08	4,7
ТП 51 (шины НН)	3,34	15,00	1,63	1,5
ТП 144 (шины НН)	3,34	15,00	1,63	1,575
ТП 140 (шины НН)	3,34	15,00	1,63	1,575

По таблице 12 получены результаты проверки вводных автоматических выключателей на характерных ТП. Для всех ТП города Алдан условия проверки автоматических выключателей выполнены.

2.9.2 Проверка линий 0,4 кВ

При проектировании питающие распределительные линии 0,4 кВ проверяются по потери напряжения на примере линии 1 на ТП88 при помощи выражения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)) \cdot \frac{100}{U_{ном}}, \quad (22)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 48 \cdot 0,05 \cdot (1,91 \cdot 0,9 + 0,1 \cdot 0,44) \cdot \frac{100}{400} = 1,9\%,$$

где $\cos(\varphi), \sin(\varphi)$ - для каждой линии величины коэффициента мощности в среднем по потребителям;

l – расстояние, на которое осуществляется монтаж линии 0,4 кВ, м;

I_p – расчетный ток, полученный для каждой линии, А;

$r_{уд}, x_{уд}$ - сопротивление провода или кабеля по активной и реактивной составляющей на единицу длины, Ом/км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, В.

В нормальном режиме допустимая потеря 10%.

Соответствующие расчётные данные по проверке линий 0,4 кВ по потере напряжения размещены в таблице 13 данной работы.

Таблица 13 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

Участок сети	№ линии	I_p , А	Тип проводника:	L, км	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	R, Ом/км	X, Ом/км	Потеря напряжения, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 88	линия 1	48	СИП	0,05	0,90	0,44	1,91	0,100	1,9
	линия 2	159	СИП	0,15	0,95	0,31	0,64	0,09	6,9
	линия 3	21	СИП	0,05	0,98	0,20	1,91	0,1	0,9

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 79	линия 1	113	СИП	0,20	0,92	0,39	0,87	0,09	8,6
	линия 2	163	СИП	0,30	0,95	0,31	0,44	0,09	9,9
	линия 3	149	СИП	0,32	0,95	0,31	0,44	0,09	9,7
ТП 143	линия 1	150	кабель	0,20	0,98	0,20	0,63	0,06	8,6
	линия 2	238	кабель	0,10	0,98	0,20	0,45	0,06	4,9
	линия 3	113	СИП	0,35	0,95	0,31	0,44	0,09	8,0
	линия 4	149	СИП	0,30	0,95	0,31	0,44	0,09	9,1
ТП 51	линия 1	149	кабель	0,10	0,98	0,20	0,89	0,06	6,0
	линия 2	64	СИП	0,15	0,98	0,20	1,91	0,1	8,3
	линия 3	107	СИП	0,15	0,98	0,20	1,2	0,09	8,7
	линия 4	101	СИП	0,35	0,90	0,44	0,64	0,09	9,9
ТП 144	линия 1	166	кабель	0,10	0,80	0,60	0,63	0,06	4,1
	линия 2	96	кабель	0,10	0,97	0,24	1,25	0,07	5,4
	линия 3	157	СИП	0,20	0,90	0,44	0,64	0,09	8,8
	линия 4	163	СИП	0,30	0,98	0,20	0,44	0,09	10,0
ТП 140	линия 1	106	СИП	0,30	0,95	0,31	0,64	0,09	9,3
	линия 2	86	СИП	0,35	0,95	0,31	0,64	0,09	8,7

По таблице 13 получены результаты проверки линий 0,4 кВ. Для всех ТП города Алдан условия проверки линий 0,4 кВ выполнены, так как расчётная величина не превышает 10 %. При условии загрузки линии 0,4 кВ в период минимальной нагрузки потеря напряжения по линии ожидается существенно ниже значений, полученных в таблице 13.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор схемы подключения трансформаторных подстанций

В данной выпускной квалификационной работе проводится модернизация сетей 6 кВ города Алдан с центром питания ПС Электрокотельная. Так как при модернизации учитываются рекомендации [4] в части применения напряжения развития распределительных сетей городов на уровне 10 кВ, то дальнейшие расчёты системы высоковольтного электроснабжения целесообразно проводить на уровень напряжения 10 кВ. Использование более высокого уровня напряжения распределительных сетей 10 кВ снижает потери электроэнергии в сети 10 кВ, улучшает качество электроэнергии благодаря меньшей величине потери напряжения по линиям 10 кВ против напряжения 6 кВ. Актуальность снижения потерь электроэнергии в городских распределительных сетях обеспечивается среди прочих условий минимальной разницей в затратах на провода СИП-3, монтаж и установку опор, линейную арматуру. Вопрос резервирования проектных сетей 10 кВ с существующими сетями 6 кВ решается при помощи установки делительных трансформаторов 10/6 кВ на питающих подстанциях или непосредственно в модернизируемой системе электроснабжения 10 кВ.

Схему сети 10 кВ выполняют с учётом категории по надёжности потребителей, преимущественно по петлевым схемам [9]. Для выбранного района города характерно наличие двух центров питания (ЦП) – шины 10 кВ ПС 35/10 «Электрокотельная» и шины 10 кВ ТП-56 2х400 кВА, получающей питание от шин 10 кВ ПС «Восточная»

По плану местности трасса прохождения ВЛ-10 кВ есть возможность выполнить магистральную схему с резервной связью от ТП-56. Данная схема максимально приближена к фактической схеме, рисунок 2.

Дополнительно составляется вариант, в котором используется петлевая схема с запиткой от ПС «Электрокотельная» и от ТП-56, рисунок 3. Использование двух центров питания повышает надёжность электроснабжения потребителей города Алдан. Категорийность потребителей по надёжности - 2,3.

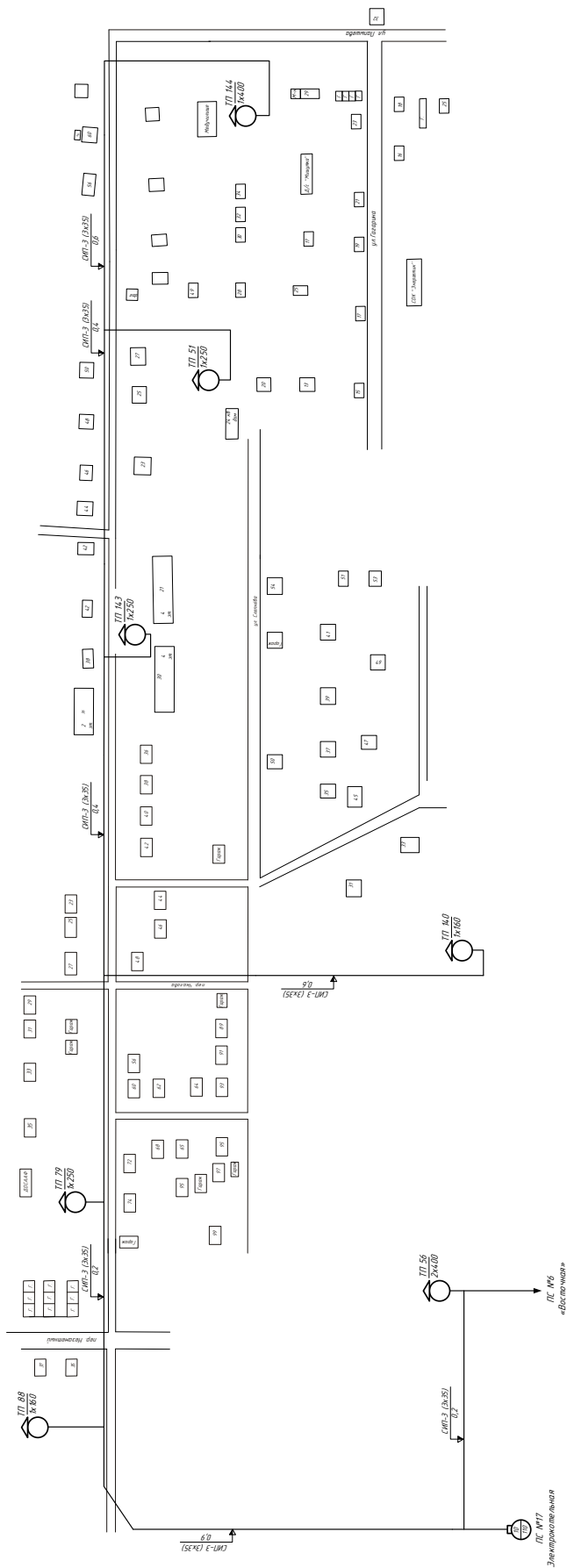


Рисунок 2 – Вариант сети 10 кВ №1

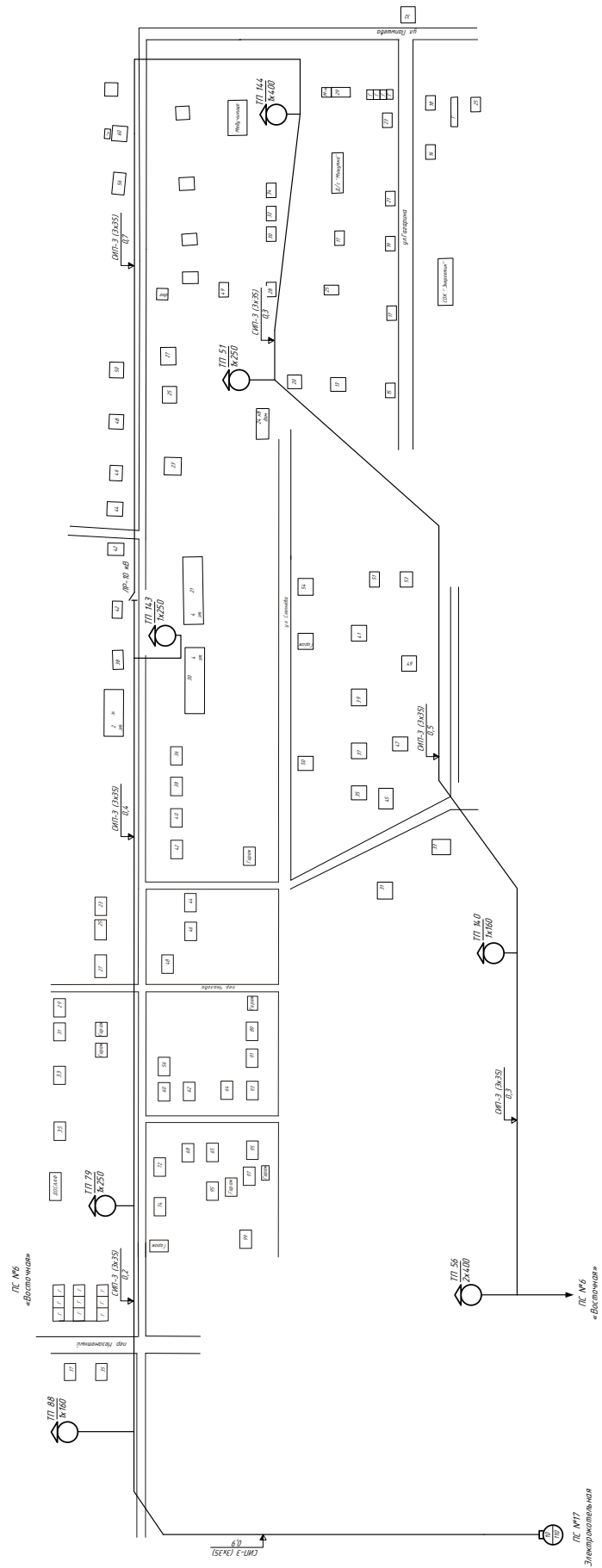


Рисунок 3 – Вариант сети 10 кВ №2

3.2 Выбор сечений линий 10 кВ

При проектировании расчёт нагрузки в сети 10 кВ выполняется относительно нагрузок сети 0,4 кВ ТП.

Соответствующие расчётные данные по нагрузке ТП 0,4 кВ размещены в таблице 14 данной работы.

Таблица 14 – Расчётные нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	$P_{p\ 0,4\ кВ\ ТП},\ кВА$	$Q_{p\ 0,4\ кВ\ ТП},\ кВА$	$S_{p\ 0,4\ кВ\ ТП},\ кВА$
88	123	43	130
79	189,74	69	202
143	382,15	104	396
51	188,40	55	196
144	281,38	126	308
140	99,35	33	105

При проектировании потери активной мощности в трансформаторах ТП города Алдан находятся на примере ТП88 при помощи выражения:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (23)$$

$$\Delta P_T = 0,56 + 0,81^2 \cdot 2,65 = 2,3\ кВт ,$$

где ΔP_X - потери в стали трансформатора, каталожное значение [10];

ΔP_K - потери в меди трансформатора, каталожное значение [10];

При проектировании потери реактивной мощности в трансформаторах ТП города Алдан находятся на примере ТП88 при помощи выражения:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (24)$$

$$\Delta Q_T = 3,84 + 0,81^2 \cdot 7,2 = 8,6\ квар ,$$

где ΔQ_X - реактивные в стали трансформатора, квар.

При проектировании потери реактивной мощности в стали трансформаторов ТП города Алдан находятся на примере ТП88 при помощи выражения:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (25)$$

$$\Delta Q_X = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ квар} ,$$

где $S_{ном.т}$ - мощность трансформатора, каталожное значение [10];

I_x - ток холостого хода, каталожное значение [10], %;

ΔQ_K - реактивные потери в меди трансформатора, квар.

При проектировании потери реактивной мощности в меди трансформаторов ТП города Алдан находятся на примере ТП88 при помощи выражения:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_\kappa}{100}, \quad (26)$$

$$\Delta Q_K = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ квар} ,$$

где U_κ - напряжение короткого замыкания, каталожное значение [10], %;

При проектировании полная мощность ТП города Алдан находится на примере ТП88 при помощи выражения:

$$S_{вн\ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}, \quad (27)$$

$$S_{вн\ ТП} = \sqrt{(123 + 2,3)^2 + (43 + 8,6)^2} = 135 \text{ кВА} .$$

Соответствующие расчётные данные по приведенной нагрузке ТП к стороне 10 кВ размещены в таблице 15 данной работы.

Таблица 15 – Пересчёт нагрузки на ТП

№ ТП	$P_{p\ 0,4\ кВ}$ ТП, кВА	$Q_{p\ 0,4\ кВ}$ ТП, кВА	$S_{p\ 0,4\ кВ}$ ТП, кВА	N_{TP}	$S_{ном\ ТП}$, кВА	K_3	$\Delta P_{T,}$ кВт	$\Delta Q_{T,}$ кВт	$P_{p\ 10\ кВ}$ ТП, кВА	$Q_{p\ 10\ кВ}$ ТП, кВА	$S_{p\ 10\ кВ}$ ТП, кВА
88	123	43	130	1	160	0,81	2,3	8,6	125	52	135
79	189,74	69	202	1	250	0,81	3,2	13,1	193	82	210
143	382,15	104	396	1	630	0,63	4,6	26,3	387	130	408
51	188,40	55	196	1	250	0,79	3,1	12,7	192	68	203
144	281,38	126	308	1	400	0,77	4,3	19,1	286	145	320
140	99,35	33	105	1	160	0,65	1,7	6,9	101	40	109

Суммирование нагрузки в сети 10 кВ рекомендуется осуществлять с учётом предельного коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,98 (tg \varphi = 0,2)$, [4].

При проектировании расчётная нагрузка линий 10 кВ города Алдан находится на примере участка ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 144 по варианту 1 при помощи выражения:

$$P_p = \kappa_{COBM} \cdot P_{TP} \quad (28)$$

$$P_p = 0,8 \cdot 1283 = 1026 \text{ кВт},$$

$$Q_p = \kappa_{COBM} \cdot Q_{TP} \quad (29)$$

$$Q_p = 0,8 \cdot 516 = 413 \text{ квар}.$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (30)$$

$$S_p = \sqrt{1026^2 + 413^2} = 1106 \text{ кВА}.$$

где κ_{COBM} - справочный коэффициент, $\kappa_{COBM} = 0,8$ [4];

P_{TP}, Q_{TP} - приведенная к стороне 10 кВ нагрузка ТП, подключенных на линию..

При проектировании расчётный ток линии 10 кВ города Алдан находится на примере участка ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 144 по варианту 1 при помощи выражения:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_P = \frac{1106}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64 \text{ А.}$$

Соответствующие расчётные данные по вариантам сети 10 кВ размещены в таблице 16 данной работы.

Таблица 16 – Вариант сети 10 кВ №1 и №2

Участок сети	P _{сум} , кВт	Q _{сум} , кВАр	S _{сум} , кВА	К _о	P _р , кВт	Q _р , кВАр	S _р , кВА	I _р , А	I _{доп} , А	марка провода	F, мм ²
Вариант №1											
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 144	1283	516	1385	0,80	1026	413	1106	64	200	СИП-3	35
ТП 56-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 145 (аварийный режим)	1283	516	1385	0,80	1026	413	1106	64	200	СИП-3	35
Вариант №2											
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143	705	264	753	0,90	634	237	677	39	200	СИП-3	35
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144	578	252	632	0,90	520	227	568	33	200	СИП-3	35
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144-ТП 143-ТП 79-ТП 88 (аварийный режим)	1283	516	1385	0,80	1026	413	1106	64	200	СИП-3	35

В проекте используем провод марки СИП-3, [11]. Допустимый ток провода СИП-3 сечением 35 мм² 200 А, условие выбора сечения провода в таком случае соблюдается:

$$64 \leq 200 \text{ А.}$$

При проектировании потери напряжения по линии 10 кВ города Алдан находятся на примере участка ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 144 по варианту 1 при помощи выражения:

$$\Delta U = \frac{P_{р\text{ лин}} \cdot r_{уд} \cdot l + Q_{р\text{ лин}} \cdot x_{уд} \cdot l}{N_{ц}} \cdot \frac{100}{U_{ном}}, \quad (31)$$

$$\Delta U = \frac{1026 \cdot 0,99 \cdot 3,1 + 413 \cdot 0,1 \cdot 3,1}{1} \cdot \frac{100}{10000} = 3,3\%,$$

где $P_{р\text{ лин}}$, $Q_{р\text{ лин}}$ - полученная по расчётам нагрузка линии 10 кВ, кВт, кВар;

$N_{ц}$ - число цепей линии;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ - сопротивление провода или кабеля по активной и реактивной составляющей на единицу длины, Ом/км;

Соответствующие расчётные данные по проверке вариантов сети 10 кВ размещены в таблице 17 данной работы.

Таблица 17 – Проверка сети 10 кВ по вариантам №1 и №2

Участок сети	I_p , А	$I_{доп}$, А	марка провода	F, мм ²	L, км	$n_{ц}$	R_l , Ом/км	X_l , Ом/км	ΔU_l , %
Вариант №1									
ЦП-ТП5-ТП3-ТП2	28	200	СИП-3	35	2	1	0,99	0,10	0,9
ЦП-ТП6-ТП4-ТП1	29	200	СИП-3	35	2,3	1	0,99	0,10	1,1
ЦП-ТП6-ТП4-ТП1-ТП2-ТП3-ТП5 аварийный режим	54	200	СИП-3	35	3,4	1	0,99	0,10	3,0
Вариант №2									
ЦП-ТП6-ТП4-ТП2-ТП1-ТП3-ТП5	54	200	СИП-3	35	2,3	1	0,99	0,10	2,0
ЦП-ТП6-ТП4-ТП2-ТП1-ТП3-ТП5 аварийный режим	54	200	СИП-3	35	3,4	1	0,99	0,10	3,0

В результате расчётов получено, что потеря напряжение не превышает допустимой величины 10% по ГОСТ 32144-2013.

3.3 Приведенные затраты для вариантов сети 10 кВ

При проектировании выбор варианта сети 10 кВ города Алдан проводится по приведенным затратам при помощи выражения для варианта 1:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{Л} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{Л} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{Л}) \cdot 10^{-3}, \quad (32)$$

$$Z = 0,1 \cdot (594 + 360) + (0,005 \cdot 594 + 0,059 \cdot 360) + 0,85 \cdot (307315) \cdot 10^{-3} = 391 \text{ тыс.руб.},$$

где $E = 0,1$ - норматив дисконтирования, для электроэнергетики допустимая величина 0,1;

$K_{Л}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость затрат на сооружение линий 10 кВ и оборудование выключателей 10 кВ;

$C_0 = 0,85$ руб/кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, [12];

A - нормативные величины для энергетического оборудования, с помощью которых учитывается амортизация, затраты на ремонт и обслуживание $a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ЛЭП} = 0,5\%$;

$\Delta W_{\dot{E}}$ - потери электроэнергии в линиях 10 кВ.

При проектировании потери электроэнергии по линии 10 кВ города Алдан находятся на примере участка ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 144 по варианту 1 при помощи выражения:

$$\Delta W_{Л} = \frac{P_{р\text{ лин}}^2 + Q_{р\text{ лин}}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{уд} + i \cdot x_{уд}) \cdot l \cdot \tau, \quad (33)$$

$$\Delta W_{Л} = \frac{1026^2 + 413^2}{10^2} \cdot (0,99 + i \cdot 0,1) \cdot 3,1 \cdot 3979 = 148856 \text{ кВтч},$$

где τ – время максимальных потерь, ч, [4].

При проектировании время максимальных потерь находится при помощи выражения:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \quad (34)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ ч},$$

где T_m – число часов максимума нагрузки, по [4] принимается 5500 ч.

Соответствующие расчётные данные по потерям электроэнергии вариантов сети 10 кВ размещены в таблице 18 данной работы.

Таблица 18 - Результаты расчёта потерь электроэнергии в сети 10 кВ

Участок сети	P _p , кВт	Q _p , кВАр	L, км	n _ц	R _л , Ом/км	X _л , Ом/км	ΔW _л , кВтч
Вариант №1							
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 144	1026	413	3,1	1	0,99	0,10	148856
ТП 56-ТП 88-ТП 79-ТП 140-ТП 143-ТП 51-ТП 145 (аварийный режим)	1026	413	3,3	1	0,99	0,10	158459
Вариант №2							
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143	634	237	1,5	1	0,99	0,10	26986
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144	520	227	1,1	1	0,99	0,10	13917
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144-ТП 143-ТП 79-ТП 88 (аварийный режим)	1026	413	2,4	1	0,99	0,10	115243

Соответствующие расчётные данные по выбору варианта сети 10 кВ размещены в таблице 19 данной работы.

Таблица 19– Сравнение вариантов сети 10 кВ

№ Вар	1	2
1	2	3
N _{выкл} , шт	2	2
C _{выкл} , тыс руб	180	180
K _{выкл} , тыс руб	360	360
L _{СИП-3} , км	3,3	3,3

1	2	3
ССИП-3, тыс руб	180	180
КССИП-3, тыс руб	594	594
И _{ЭКС} , тыс руб	3	3
И _{ЭКСП ВЫКЛ} , тыс руб	21	21
И _{ам} , тыс руб	48	48
$\Delta W_{\dot{E}}$, кВт*ч	307315	156146
С _п руб/кВт*ч	0,85	0,85
И _п , тыс руб	261	133
З, тыс руб	391	262

Вариант 1 дороже на 33%. Выбираем вариант 2.

3.4 Выбор электрического оборудования 10 кВ

3.4.1 Комплектное распределительное устройство

Наиболее распространённый тип КРУ для центров питания городских электрических сетей 10 кВ ячейки КРУ К-63. В центрах питания города Алдан используются устаревшие ячейки КРУ с маломаслянными выключателями, поэтому замена КРУ на современный тип оправдана в рамках реконструкции сетей 10 кВ города Алдан.

Принимаем к установке данную марку КРУ, общий вид ячеек показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – КРУ К-63

Для установки принимаем КРУ с током главных цепей 630 А для соблюдения условия выбора по допустимому току:

Для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{P_{лин}} \leq I_{P_{КРУ}}, 39 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

Для линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$I_{P_{лин}} \leq I_{P_{КРУ}}, 33 \leq 630, \text{ условие соблюдено.}$$

3.4.2 Выключатели 10 кВ

На отходящих присоединениях устанавливаем выключатели ВВ-Тел-10-20 (31,5)/630 УЗ встраиваемые в КРУ. Секционный и вводные выключатели не выбираются, так как реконструкция ПС Электромоделная в целом не рассматривается в данном проекте.

При проектировании выбор высоковольтных выключателей 10 кВ выполняется по напряжению установки при помощи выражения:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \tag{35}$$

При проектировании выбор высоковольтных выключателей 10 кВ выполняется по длительному току при помощи выражения:

$$I_{норм} \leq I_{ном},$$

$$I_{мах} \leq I_{ном}; \tag{36}$$

При проектировании выбор высоковольтных выключателей 10 кВ выполняется по отключающей способности при помощи выражения:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (37)$$

При проектировании проверка высоковольтных выключателей 10 кВ выполняется по термической устойчивости выключателя линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 при помощи выражения:

$$B_{к} = I_{по}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) ,$$

$$B_{к} = 4,06^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 26 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - справочная величина, характерная для принятого типа выключателя, $t_{отк} = 0.045\text{с}$, с учётом ступени селективности 0,5 с для каждой ТП.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ;$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{н} \cdot I_{ном\ откл} , \quad (38)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА},$$

где $\beta_{н}$ – справочная величина, характерная для принятого типа выключателя, $\beta_{н} = 40\%$;

$I_{ном\ откл}$ – справочная величина, характерная для принятого типа выключателя, 20 кА,

$$\sqrt{2} \cdot I_{но}^{(3)} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н}}{100}\right) ; \quad (39)$$

$$\sqrt{2} \cdot 4,06 + 4,06 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$7,9 \leq 39,2 \text{ кА.}$$

Соответствующие расчётные данные по выбору выключателя 10 кВ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 размещены в таблице 20 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 20 – Выбор выключателя 10 кВ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 39 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 6,3 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 26 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 4,06 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 4,06 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$

Для выключателя линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144:

$$B_{\text{к}} = 7,75^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 93 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 7,75 + 7,75 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$15,1 \leq 39,2 \text{ кА.}$$

Соответствующие расчётные данные по выбору выключателя 10 кВ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 размещены в таблице 21 данной работы. Для

анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 21 – Выбор выключателя 10 кВ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $W_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 33 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 14 \text{ кА}$ $W_{\text{к}} = 93 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 7,75 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 7,75 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$

Выключатели 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.3 Разъединители 10 кВ

На отходящих присоединениях устанавливаем разъединители РЛНД-1-10-1- УХЛ1 с ПР-01. Управление разъединителем РЛНД осуществляется ручным приводом ПР-01, [11].

При проектировании проверка высоковольтных разъединителей 10 кВ выполняется по термической устойчивости разъединителя линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 при помощи выражения:

$$W_{\text{к}} = 4,06^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 26 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$W_{\text{к.ном}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с};$$

Соответствующие расчётные данные по выбору разъединителя 10 кВ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 размещены в таблице 22 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 22 – Выбор разъединителя 10 кВ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 10 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 39 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 6,3 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 26 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 4,06 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$

При проектировании проверка высоковольтных разъединителей 10 кВ выполняется по термической устойчивости разъединителя линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 при помощи выражения:

$$B_{\text{к}} = 7,75^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 93 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{к.ном}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с};$$

Соответствующие расчётные данные по выбору разъединителя 10 кВ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 размещены в таблице 23 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 23 – Выбор 10 кВ разъединителя линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 10 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 33 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 14 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 93 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 7,75 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$

Разъединители 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.4 Выключатели нагрузки 10 кВ

На всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки ВНП - 10/400. Справочные данные использованы из [10].

При проектировании проверка выключателей нагрузки 10 кВ выполняется по термической устойчивости для ТП-140 при помощи выражения:

$$B_{кр} = I^{(3)}_{ПОТП140} \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{кр} = 7,75^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 33 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ,$$

$$B_{Кном} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - справочная величина для выключателя нагрузки $t_{отк} = 0,055\text{с}$;

$t_{терм}$ - справочная величина для выключателя нагрузки, 1,0 с;

$I_{терм}$ - справочная величина для выключателя нагрузки, 12,5 кА.

Соответствующие расчётные данные по выбору выключателей нагрузки 10 кВ размещены в таблице 24 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 24 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	I_R ТП, А	I_N , А	$B_{кр}$, кА ² с	$B_{Кн}$, кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
88	9	400	18	156,25	5,3	31,5
79	14	400	11	156,25	4,1	31,5
143	36	400	16	156,25	6,3	31,5
51	14	400	60	156,25	14,0	31,5
144	23	400	8	156,25	6,3	31,5
140	9	400	30	156,25	14,0	31,5

Выключатели нагрузки 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.5 Предохранители 10 кВ

На стороне 10 кВ ТП защита трансформаторов ТП осуществляется предохранителем. Выбираем предохранители марки ПКТ101-10, [13].

При проектировании выбор предохранителей 10 кВ выполняется по расчётному току на стороне ВН ТП88 при помощи выражения:

$$I_{P \text{ ВНТП88}} = \frac{S_{\text{НОМ ТП88}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

$$I_{P \text{ ВНТП88}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9 \text{ А}.$$

$$I_{P \text{ ВНТП}} \leq I_{\text{НОМПР}},$$

$$9 \leq 10 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный тока предохранителя ТП88 - 20 А, ток вставки предохранителя ТП88 принимаем 10 А.

Соответствующие расчётные данные по выбору предохранителей 10 кВ размещены в таблице 25 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значение сравниваются между собой.

Таблица 25– Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	S _{НОМ ТП} , кВА	I _{P ВНТП} , А	I _{НОМПР} , А	I _{ВСТ} , А	Тип предохранителя
88	162	9	20	10	ПКТ 101 – 10
79	252	14	20	20	ПКТ 101 – 10
143	495	36	80	40	ПКТ 101 – 10
51	245	14	20	20	ПКТ 101 – 10
144	385	23	80	40	ПКТ 101 – 10
140	131	9	20	10	ПКТ 101 – 10

Предохранители 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.6 Трансформаторы тока

В КРУ-10 кВ ПС Электрокотельная города Алдан устанавливаются трансформаторы тока на каждом присоединении.

Соответствующие расчётные данные по выбору приборов во вторичной цепи трансформаторов тока 10 кВ размещены в таблице 26 данной работы.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Подключаемый измерительный прибор	Марка прибора щитового исполнения	Нагрузка прибора, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	СА-3021		0.53	
Счетчик АЭ и РЭ	РиМ 889.01	0.24		0.24
Ватметр	СР-3021	0.53		0.53
Варметр	СР-3021	0.53		0.53
сумма		1.30	0.53	1.30

При проектировании планируемая нагрузка по фазе А и С наибольшая, расчёт загрузки вторичной обмотки трансформатора тока проводится для данных фаз. при помощи выражения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (40)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.3}{5^2} = 0.052 \text{ Ом.}$$

где $S_{\text{приб}}$ – загрузка вторичной обмотки трансформатора тока подключаемыми приборами, ВА;

I_2 – справочное значение тока вторичных цепей, 5 А.

При проектировании выбор проводов вторичных цепей трансформатора тока 10 кВ выполняется в соответствии с [19] по рекомендуемому проводу марки АКРВГ-1х4 длиной $l=5$ м при помощи выражения:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (41)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом,}$$

где ρ - справочная величина для алюминиевых проводов 0,0283 Ом·м/мм²;

l - длина подключаемых проводов, 5 м;

q - площадь сечения провода, 4 мм².

При проектировании выбор сопротивления контактов вторичных цепей трансформатора тока 10 кВ выполняется в соответствии с [19] по рекомендуемому значению $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом.

При проектировании проверка фактической нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока выполняется при помощи выражения:

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.052 = 0.187 \text{ Ом.}$$

При проектировании проверка номинальной допустимой нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока выполняется при помощи выражения:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (42)$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

где S_{2H} - справочная величина для трансформатора тока классом точности 0,5, 12,5 ВА.

Особенность режима работы трансформаторов тока предусматривает соблюдение мощности подключаемой нагрузки к вторичной обмотке трансформатора тока при помощи выражения:

$$r_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (43)$$

$$0,187 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

где Z_2 – вторичная расчётная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – расчётная величина для трансформатора тока 0,5 Ом.

При проектировании проверка по термической устойчивости трансформатора тока линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 выполняется при помощи выражения:

$$B_k = 4,06^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 26 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{НОМ}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с}.$$

При проектировании проверка по электродинамической устойчивости трансформатора тока линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 выполняется при помощи выражения:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (44)$$

$$6,3 \leq 32 \text{ кА},$$

где $I_{\text{дин}}$ - справочная величина для трансформатора тока, 32 кА.

В КРУ устанавливаем ТТ марки ТОЛ 10-1.

Соответствующие расчётные данные по выбору трансформатора тока 10 кВ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 размещены в таблице 27 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 27 – Выбор трансформатора тока 10 кВ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{P_{\text{макс}}} = 64 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P_{\text{макс}}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.183 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{уд} = 6,3 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

При проектировании проверка по термической устойчивости трансформатора тока линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 выполняется при помощи выражения:

$$B_K = 7,75^2 \cdot (0.045 + 0.01 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 93 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_{K_{ном}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с}.$$

При проектировании проверка по электродинамической устойчивости трансформатора тока линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 выполняется при помощи выражения:

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \tag{45}$$

$$7,75 \leq 32 \text{ кА}.$$

Соответствующие расчётные данные по выбору трансформатора тока 10 кВ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 размещены в таблице 28 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 28 – Выбор трансформатора тока 10 кВ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{P_{\text{макс}}} = 64 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P_{\text{макс}}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Hr} = 0.183 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hr}$
$B_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kp} = 93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,75 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Трансформаторы тока 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.7 Трансформаторы напряжения

В КРУ-10 кВ ПС Электрокотельная города Алдан устанавливаются трансформаторы напряжения на каждую секцию шин.

Соответствующие расчётные данные по выбору приборов во вторичной цепи трансформаторов напряжения 10 кВ размещены в таблице 29 данной работы.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Нагрузка прибора, ВА	
						P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	СА-3020	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	СР-3021	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	РиМ 889.01	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	РиМ 889.01	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
сумма	-	-	-	-	-	24	46

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10УЗ по [11].

При проектировании проверка фактической нагрузки вторичной обмотки трансформатора напряжения выполняется при помощи выражения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (46)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА} .$$

Особенность режима работы трансформаторов напряжения предусматривает соблюдение мощности подключаемой нагрузки к вторичной обмотке трансформатора напряжения при помощи выражения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} , \quad (47)$$

$$52 \leq 75 \text{ ВА} ,$$

где $S_{2\Sigma}$ – вторичная расчётная нагрузка трансформатора напряжения, ВА;
 $S_{\text{ном}}$ – расчётная величина для трансформатора напряжения 75 ВА.

Соответствующие расчётные данные по выбору трансформатора напряжения 10 кВ размещены в таблице 30 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 30– Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 52 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 75 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

Трансформаторы напряжения 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.8 Ограничители перенапряжения

Соответствующие расчётные данные по выбору ограничителей перенапряжения 10 кВ размещены в таблице 31 данной работы, марка ОПН – РВ/TEL У1, [11]. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 31 – Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ 0,49 кДж/кВ	$U_{устопн} = 10$ кВ класс энергоемкости 1	$U_H \geq U_{устопн}$ $1 \geq 0,49$

При проектировании выбор ограничителей перенапряжения по энергии поглощения выполняется при помощи выражения:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (48)$$

$$\mathcal{E} = \frac{43 - 12,6}{250} \cdot 12,6 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 4,9 \text{ кДж},$$

где U - справочная величина, 43 кВ [14];

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, справочная величина, 12,6 кВ;

z - волновое сопротивление провода, справочная величина, 250 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

$T = 7,94$ мкс - допустимое время распространения волны в оценочном расчёте.

При проектировании проверка ограничителей перенапряжения по удельной энергоёмкости выполняется при помощи выражения:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{уст опн}},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{4,9}{10} = 0,49 \text{ кДж/кВ},$$

Принимается ОПН 1 класса по энергоемкости с допустимой удельной энергоемкостью 1,1 кДж/кВ. Ограничители перенапряжения 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.9 Шины 10 кВ

Принимаются однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения 60×8 мм². При проектировании проверка минимального сечения по условию термической стойкости выполняется для ячейки КРУ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 при помощи выражения:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} \quad (49)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{25,6 \cdot 10^6}}{91} = 53,2 \text{ мм}^2.$$

При проектировании проверка минимального сечения по условию термической стойкости выполняется для ячейки КРУ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 при помощи выражения:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{106 \cdot 10^6}}{91} = 106 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя, рисунок 5.

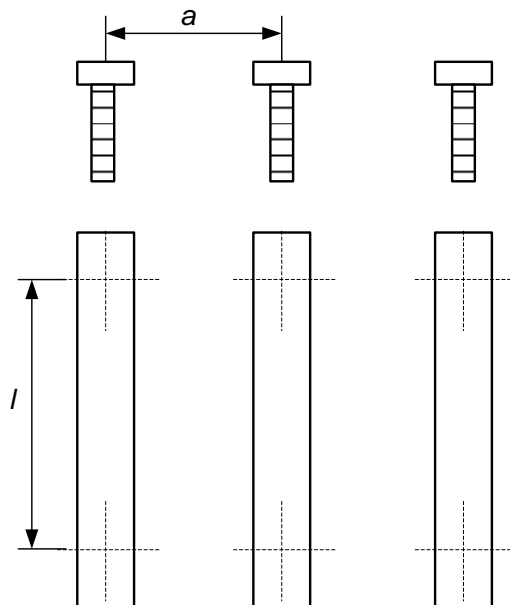


Рисунок 5 - Расположение шин

При проектировании проверка минимальной длина пролёта l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц выполняется для ячейки КРУ при помощи выражения:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (50)$$

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1440}{480}}} = 1,2,$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов КРУ К-63, м;
 J - момент инерции шины.

При проектировании расчёт момента инерции шины выполняется для ячейки КРУ при помощи выражения:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (51)$$

$$J = \frac{80 \cdot 6^3}{12} = 1440 \text{ мм}^4$$

где b - ширина полосы шины, принимается 80 мм;

h - толщина полосы шины, принимается 8 мм;

q - поперечное сечение шины, равное 480 мм².

В результате проверки условия по допустимой длине пролёта выявлено, что для внутреннего размещения шин в ячейке КРУ К-63 расстояние между пролётами в любой плоскости составляет максимум 0,7 м.

При проектировании расчёт механического напряжения в материале шины ячейки КРУ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 выполняется при помощи выражения:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{ВД}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (52)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{6300^2 \cdot 0,7^2}{0,64 \cdot 0,45} = 1,2 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 ,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ минимальное расстояние равно 0,45 м ;

l - длина пролета, м.

При проектировании расчёт момента сопротивления шины выполняется для ячейки КРУ при помощи выражения, см^3 :

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6},$$

$$W = \frac{0,8^2 \cdot 6}{6} = 0,64 .$$

При проектировании расчёт механического напряжения в материале шины ячейки КРУ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 выполняется при помощи выражения:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{14000^2 \cdot 0,7^2}{0,64 \cdot 0,45} = 2,3 \text{ МПа},$$

Соответствующие расчётные данные по выбору жестких шин 10 кВ размещены в таблице 32-33 данной работы, марка алюминиевого сплава шин АДО, для которого определяется допустимая нагрузка 75 МПа, [11]. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соот-

ветствующему условию выбора, при этом численные значение сравниваются между собой.

Таблица 32 – Выбор жёстких шин 10 кВ ячейки КРУ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 39 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 1,2 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 53 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

Таблица 33– Выбор жёстких шин 10 кВ ячейки КРУ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 33 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 2,3 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 106 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

Жесткие шины 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.10 Выбор опорных изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н}$.

При проектировании расчёт механической прочности головки изоляторов ячейки КРУ линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143 выполняется при помощи выражения:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6300^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 5 \text{ Н}.$$

При проектировании расчёт механической прочности головки изоляторов ячейки КРУ линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144 выполняется при помощи выражения:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14000^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 12 \text{ Н}.$$

При проектировании расчёт допустимой нагрузки на головку изоляторов ячейки КРУ выполняется при помощи выражения:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр}.$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Соответствующие расчётные данные по выбору опорных изоляторов 10 кВ размещены в таблице 34-35 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 34 – Выбор опорных изоляторов линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 5 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таблица 35 – Выбор опорных изоляторов линии ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 12 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Опорные изоляторы 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

3.4.11 Проверка проводов 10 кВ

При проектировании расчёт термически стойкого к токам КЗ сечения линий выполняется при помощи выражения для участка до ТП-88:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_T}, \quad (53)$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{9 \cdot 1000000}}{95} = 32 \text{ мм}^2.$$

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

C_T - температурный коэффициент, равный 95.

$$B_k = I_{\text{по}}^{(3)2} \cdot t_{\text{п}} ,$$

$$B_k = 4,06^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5) = 9 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{\text{по}}^{(3)}$ - значение тока трёхфазного КЗ, посчитан ранее для сети 10 кВ, кА;

где $t_{\text{п}}$ - справочная величина, характерная для принятого типа выключателя, $t_{\text{отк}} = 0,045 + 0,01 \text{ с}$, с учётом ступени селективности 0,5 с для каждой ТП.

$F_{\text{СИПЗ факт}}$ выбрано ранее, составляет 35 мм^2 .

Соответствующие расчётные данные по проверке сечений линий 10 кВ размещены в таблице 36 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных и справочных показателей по соответствующему условию выбора, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 36 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия	$I^{(3)}_{\text{по}}$, кА	t_i , с	K_T	F_{\min} , мм^2	$F_{\text{СИПЗ факт}}$, мм^2
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143					
ближняя ТП 88	4,06	(0,045 + 0,01 + 0,5)	95	31,8	35
дальняя ТП 143	2,71	(0,045 + 0,01 + 1,5)	95	35,5	35
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144					
ближняя ТП 140	7,75	(0,045 + 0,01 + 0,5)	95	40,8	35
дальняя ТП 144	3,48	(0,045 + 0,01 + 1,5)	95	37,7	35

По таблице 36 видно, что все ранее выбранные сечения линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

4 НАГРУЗКА И ОБОРУДОВАНИЕ ЦЕНТРА ПИТАНИЯ

4.1 Нагрузка центра питания

При проектировании расчёт нагрузки ЦП выполняется по [4] при помощи выражения:

$$P_{P\text{ ЦП}} = \kappa_{\text{СОВМ}} \cdot (P_{P\text{ ТП88}} + P_{P\text{ ТП79}} + P_{P\text{ ТП143}} + P_{P\text{ ТП140}} + P_{P\text{ ТП51}} + P_{P\text{ ТП144}}),$$

$$P_{P\text{ ЦП}} = 0,8 \cdot (125 + 193 + 387 + 192 + 286 + 101) = 1026 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = \kappa_{\text{СОВМ}} \cdot (Q_{P\text{ ТП88}} + Q_{P\text{ ТП79}} + Q_{P\text{ ТП143}} + Q_{P\text{ ТП140}} + Q_{P\text{ ТП51}} + Q_{P\text{ ТП144}}),$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = 0,8 \cdot (52 + 82 + 130 + 68 + 145 + 40) = 413 \text{ квар}.$$

где $\kappa_{\text{СОВМ}}$ - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, который зависит от характера нагрузки и количества трансформаторов, при числе трансформаторов 9 $\kappa_{\text{СОВМ}} = 0,8$ [4].

При проектировании расчёт полной нагрузки ЦП выполняется по [4] при помощи выражения:

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{P_{P\text{ ЦП}}^2 + Q_{P\text{ ЦП}}^2},$$

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{1026^2 + 413^2} = 1106 \text{ кВА}.$$

4.2 Компенсация реактивной мощности

При проектировании расчёт требуемой реактивной мощности для обеспечения предельно допустимого коэффициента мощности на стороне НН питающей ПС выполняется по [4] при помощи выражения:

$$Q_{KV} = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \phi_{\Sigma}, \quad (54)$$

$$Q_{KV} = 413 - 1026 \cdot 0,4 = 2,4 \text{ квар},$$

где $\operatorname{tg} \phi_{\Sigma}$ - коэффициент реактивной мощности, задаваемый энергосистемой, для питающей ПС «Электрокотельная» с низким напряжением 10 кВ $\operatorname{tg} \phi_{\Sigma} = 0,4$, [15].

Для подключаемой нагрузки к ПС «Электрокотельная» КРМ не требуется.

4.3 Компенсация емкостных токов

При проектировании расчёт величины ёмкостного тока выполняется приближенным методом при помощи выражения:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (55)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 3,3}{10} = 4,5 \text{ A}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина ВЛ, км.

Полученная величина меньше допустимой, компенсация тока такой величины нецелесообразна, так как требуется установка дугогасящего реактора:

$$4,5 \text{ A} \leq 20 \text{ A}.$$

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Чтобы оценить значение токов КЗ в сети, проведём расчёт на электрически ближайшей и дальнейшей к шинам ЦП ТП, [13].

В общем виде схема замещения сети 10 кВ для расчёта токов КЗ показана на рисунке 6. Определяем исходные данные для расчёта, сопротивление системы находим при отключающей способности выключателя 12,5 кА.

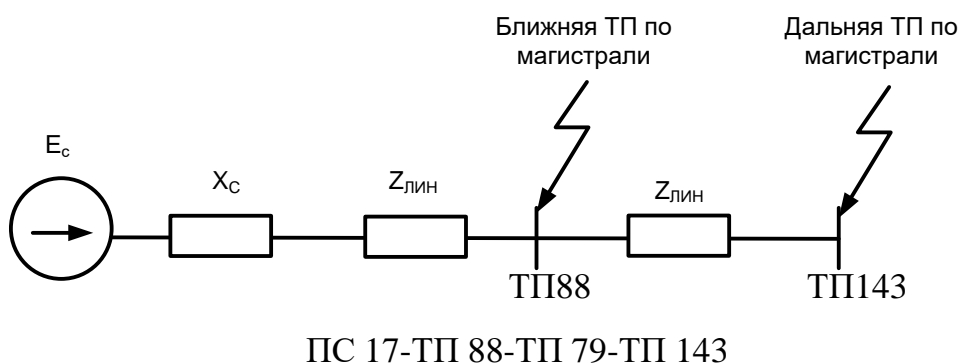


Рисунок 6 - Схема замещения сети 10 кВ

При проектировании сопротивление системы в сети 10 кВ находится при помощи выражения:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}, \quad (56)$$

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,486 \text{ Ом},$$

где U_H - напряжение системы, кВ.

При проектировании сопротивление участков линий 10 кВ до ТП88 находится при помощи выражения:

$$R_{ЛТП88} = r_{уд} \cdot L, \quad (57)$$

$$R_{ЛП188} = 0,99 \cdot 0,9 = 0,89 \text{ Ом},$$

$$X_{ЛП188} = x_{y\delta} \cdot L, \quad (58)$$

$$X_{ЛП188} = 0,8 \cdot 0,9 = 0,72 \text{ Ом},$$

При проектировании ток трехфазного КЗ в сети 10 кВ находится при помощи выражения:

$$I^{(3)}_{\text{ПО П188}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{ЛП188})^2 + (x_C + X_{ЛП188})^2}}, \quad (59)$$

$$I^{(3)}_{\text{ПО П188}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,89)^2 + (0,486 + 0,72)^2}} = 4,06 \text{ кА},$$

При проектировании постоянная затухания тока трехфазного КЗ в сети 10 кВ находится при помощи выражения:

$$T_{П188} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (60)$$

$$T_{П188} = \frac{0,486 + 0,72}{0,89 \cdot 314} = 0,004 \text{ с},$$

При проектировании ударный коэффициент в сети 10 кВ находится при помощи выражения:

$$K_{y\delta П188} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{П188}}}, \quad (61)$$

$$K_{y\partial TП88} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,004}} = 1,1,$$

При проектировании ударный ток короткого замыкания в сети 10 кВ находится при помощи выражения:

$$i_{y\partial TП88} = K_{y\partial TП88} \cdot \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ПО TП88}, \quad (62)$$

$$i_{y\partial TП88} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,06 = 6,3 \text{ кА}.$$

При проектировании ток двухфазного КЗ в сети 10 кВ находится при помощи выражения:

$$I^{(2)}_{но TП} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{но TП}. \quad (63)$$

$$I^{(2)}_{ПО TП88} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,06 = 3,53 \text{ кА}.$$

Соответствующие расчётные данные по определению токов КЗ в сети 10 кВ размещены в таблице 37 данной работы. Полученная величина наибольшего тока трехфазного КЗ – 7,75 кА, наименьшая величина тока трехфазного КЗ – 2,71 кА.

Таблица 37 – Токи КЗ в сети 10 кВ

Линия	L, км	Rуд, Ом	Rэкв, Ом	Zэкв, Ом	I(3)по, кА	I(2)по, кА	T, с	Kуд	Iуд, кА
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143									
ближняя ТП 88	0,90	0,99	0,89	1,50	4,06	3,53	0,004	1,10	6,3
дальняя ТП 143	1,50	0,99	1,48	2,24	2,71	2,36	0,004	1,06	4,1
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144									
ближняя ТП 140	0,3	0,99	0,30	0,78	7,75	6,74	0,008	1,28	14,0
дальняя ТП 144	1,1	0,99	1,08	1,74	3,48	3,03	0,004	1,08	5,3

5.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети напряжением 0,4 кВ

Выбор и проверка уставок релейной защиты и автоматики, выбор и проверка данных электрических аппаратов возможно на основе рассчитанных токов КЗ, [8].

За расчётные точки КЗ и оценки возможного разброса величины токов короткого замыкания выбраны электрически ближайšie и удалённые точки сети 0,4 кВ для ТП, рисунок 7. Именованные единицы подходят для расчётов токов КЗ в сетях 0,4 кВ, [8].

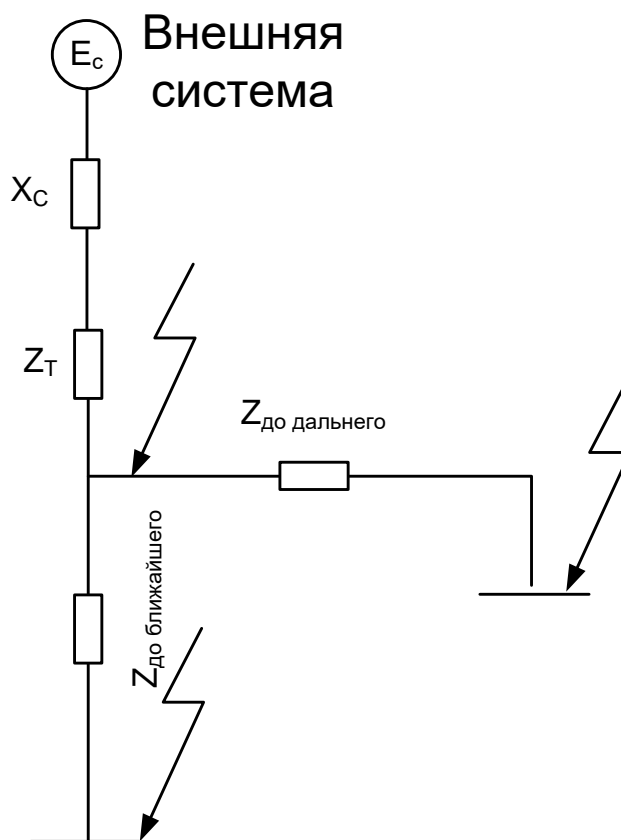


Рисунок 7 - Схема замещения сети 0,4 кВ

При проектировании сопротивление системы находится через отключающую способность выключателя нагрузки на стороне 10 кВ ТП 10/0,4 кВ при помощи выражения, Ом:

$$x_c = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (64)$$

$$x_c = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,022,$$

где U_{HH} - номинальное напряжение стороны НН ТП, 0,38 кВ.

При проектировании сопротивления участков линий 0,4 кВ по активной и индуктивной составляющей для потребителя, приближенного и удаленного от шин 0,4 кВ ТП88, Ом:

$$X_{Л1} = x_{y\partial} \cdot L; ;$$

$$X_{Л1} = 0,1 \cdot 0,05 = 0,005 ;$$

$$R_{Л1} = r_{y\partial} \cdot L,$$

$$R_{Л1} = 1,91 \cdot 0,05 = 0,096$$

где $r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ - сопротивление провода или кабеля по активной и реактивной составляющей на единицу длины, Ом/км;

L – протяженность кабеля или провода, км.

Справочные данные трансформатора ТМ-160 позволяют использовать расчётные данные для сопротивлений, Ом:

$$R_{TM160} = 0,0166,$$

$$X_{TM160} = 0,0417.$$

При проектировании трехфазный ток короткого замыкания находится при помощи выражения на ТП88, кА:

$$I_{\text{ПО ТП88}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}; \quad (65)$$

$$I_{\text{ПО ТП88}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{TM160}})^2 + (X_{\text{TM160}} + x_{\text{C}})^2}};$$

$$I_{\text{ПО ТП88}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0166)^2 + (0,0417 + 0,022)^2}} = 3,34,$$

$$I_{\text{ПО .л1}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{TM160}} + R_{\text{Л1}})^2 + (X_{\text{TM160}} + x_{\text{C}} + X_{\text{Л1}})^2}},$$

$$I_{\text{ПО .л1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,0166 + 0,096)^2 + (0,0417 + 0,022 + 0,005)^2}} = 1,67,$$

При проектировании постоянная затухания тока короткого замыкания находится при помощи выражения на ТП88, с:

$$T_{\text{ТП88}} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}; \quad (66)$$

$$T_{\text{ТП1}} = \frac{(0,0417 + 0,022)}{0,0166 \cdot 314} = 0,008 \text{ с},$$

$$T_1 = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314} = \frac{(0,0417 + 0,022 + 0,005)}{(0,0166 + 0,096) \cdot 314} = 0,001 \text{ с}.$$

При проектировании коэффициент ударного тока короткого замыкания находится при помощи выражения на ТП88:

$$K_{y\partial TП88} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{П88}}}, \quad (67)$$

$$K_{y\partial TП88} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,008}} = 1,29,$$

$$K_{y\partial 1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,00.$$

При проектировании ударный ток короткого замыкания находится при помощи выражения на ТП88, кА:

$$i_{y\partial TП88} = K_{y\partial TП88} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПOTП88}, \quad (68)$$

$$i_{y\partial TП88} = 1,29 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,34 = 6,07,$$

$$i_{y\partial 1} = K_{y\partial 1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПO1} = 1,00 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,67 = 2,36.$$

При проектировании однофазный ток короткого замыкания находится при помощи выражения на ТП88, кА:

$$I_{ПO TП88}^{(1)} = \frac{U_{HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (69)$$

$$I_{ПO TП88}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0166)^2 + (0,0417 + 0,022)^2}} = 1,63,$$

$$I_{ПO1}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,0166 + 0,005 \cdot 10)^2 + (0,0417 + 0,022 + 0,096 \cdot 2)^2}} = 0,97,$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - сопротивления элементов схемы замещения обратной последовательности, равно сопротивлению прямой последовательности, Ом;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления элементов схемы замещения прямой последовательности, Ом;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления элементов схемы замещения нулевой последовательности, Ом.

Сопротивление нулевой последовательности для системы:

$$R_{0c} = 0.$$

Сопротивление нулевой последовательности для линий приближенно принимаются, [9]:

$$X_{0л} = 3-5 \cdot X_{1л},$$

$$R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}.$$

Сопротивления отдельных последовательностей для силового трансформатора зависят от схемы соединения его обмоток, для стороны 10 кВ используется схема «звезда», поэтому сопротивление высокой стороны и все элементы, расположенные за ней по мере удаления от трансформатора не учитываются в схеме замещения. На стороне 0,4 кВ используется схема «звезда с заземленной нейтралью», поэтому сопротивление стороны 0,4 кВ полностью входит в схему замещения.

Соответствующие расчётные данные величины токов КЗ в сети 0,4 кВ размещены в таблице 38 данной работы. Для анализа результатов проводится сравнение расчётных показателей с допустимыми величинами, при этом численные значения сравниваются между собой.

Таблица 38 – Токи КЗ в сети 0,4 кВ

Подстанция	$S_{тр\ ном,}$ кВА	L, км	R _л , Ом	X _л , Ом	R _т , Ом	X _т , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽¹⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ТП 88 (шины НН)	160				0,0166	0,0417	0,066	3,34	1,63	0,008	1,29	6,07
наиболее близкий	160	0,05	0,10	0,005	0,0166	0,0417	0,131	1,67	0,97	0,001	1,00	2,36
наиболее удаленный	160	0,15	0,07	0,015	0,0166	0,0417	0,114	1,93	0,65	0,002	1,01	2,75
ТП 79 (шины НН)	250				0,0094	0,0272	0,050	4,39	2,54	0,009	1,34	8,30
наиболее близкий	250	0,05	0,02	0,005	0,0094	0,0272	0,063	3,51	1,77	0,003	1,05	5,19
наиболее удаленный	250	0,32	0,07	0,032	0,0094	0,0272	0,111	1,98	1,05	0,003	1,02	2,86
ТП 143 (шины НН)	630				0,0034	0,014	0,036	6,07	5,08	0,013	1,47	12,60
наиболее близкий	630	0,05	0,02	0,005	0,0034	0,014	0,048	4,53	1,94	0,002	1,01	6,49
наиболее удаленный	630	0,35	0,09	0,035	0,0034	0,014	0,116	1,89	0,52	0,002	1,00	2,68
ТП 51 (шины НН)	160				0,0166	0,0417	0,066	3,34	1,63	0,008	1,29	6,07
наиболее близкий	160	0,10	0,06	0,01	0,0166	0,0417	0,108	2,02	0,72	0,002	1,01	2,89
наиболее удаленный	160	0,35	0,09	0,035	0,0166	0,0417	0,144	1,52	0,62	0,002	1,01	2,18
ТП 144 (шины НН)	160				0,0166	0,0417	0,066	3,34	1,63	0,008	1,29	6,07
наиболее близкий	160	0,10	0,06	0,01	0,0166	0,0417	0,108	2,02	0,72	0,002	1,01	2,89
наиболее удаленный	160	0,30	0,06	0,03	0,0166	0,0417	0,122	1,80	0,51	0,003	1,03	2,62
ТП 140 (шины НН)	160				0,0166	0,0417	0,066	3,34	1,63	0,008	1,29	6,07
наиболее близкий	160	0,10	0,03	0,01	0,0166	0,0417	0,088	2,49	1,08	0,003	1,05	3,70
наиболее удаленный	160	0,35	0,11	0,035	0,0166	0,0417	0,162	1,35	0,46	0,002	1,01	1,93

6 РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СЕТИ 10 КВ

Расчет надежности сетей электроснабжения города Алдан проводим вероятностным методом, [17].

При проектировании расчёт интенсивности отказов для последовательно соединенных элементов выполняется при помощи выражения:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (70)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

При проектировании расчёт интенсивности отказов для двух параллельно соединенных элементов выполняется при помощи выражения:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (71)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки.

При проектировании расчёт вероятности преднамеренного отключения цепочки выполняется при помощи выражения для трансформатора 10/0,4 кВ:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_c}; \quad (72)$$

$$q_{\text{пр}} = \frac{0,016 \cdot 50}{8760} = 0,00009132;$$

При проектировании расчёт приведённого потока отказа цепочки выполняется при помощи выражения:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}}. \quad (73)$$

При проектировании расчёт средней вероятности отказа системы выполняется при помощи выражения:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1, \quad (74)$$

где K_{npi} – коэффициент, позволяющий учесть сокращение вероятности преднамеренного отключения i -го элемента и аварийного отключения $i+1$ -го.

При проектировании расчёт коэффициента, позволяющего учесть сокращение вероятности преднамеренного отключения i -го элемента и аварийного отключения $i+1$ -го выполняется при помощи выражения:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Вэкс}}}. \quad (75)$$

При проектировании расчёт отказа системы с учетом АВР при различных комбинациях событий отказов выполняется при помощи выражения:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (76)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - поток отказа вероятности, для невозможности события отказа выведенного из строя элемента и невозможности события отказа при подключении элемента резерва;

$q(S / A_1' A_2)$ - поток отказа вероятности, для возможности события отказа выведенного из строя элемента и невозможности события отказа при подключении элемента резерва;

$q(S/A_1A_2')$ - поток отказа вероятности, для невозможности события отказа выведенного из строя элемента и возможности события отказа при подключении элемента резерва;

$q(S/A_1'A_2')$ - поток отказа вероятности, для возможности события отказа выведенного из строя элемента и возможности события отказа при подключении элемента резерва;

$p(A_1)$ - поток возможной вероятности для невозможности события отказа выведенного из строя элемента в режиме автоматики;

$p(A_2)$ - поток возможной вероятности для невозможности события отказа элемента резерва в режиме автоматики;

$q(A_1')$ - поток возможной вероятности отказа для возможности события отказа выведенного из строя элемента в режиме автоматики;

$q(A_2')$ - поток возможной вероятности отказа для возможности события отказа элемента резерва в режиме автоматики.

При проектировании среднее время безотказной наработки на отказ системы выполняется при помощи выражения:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}. \quad (77)$$

$$T_c = \frac{1}{0,0033} = 30,1 \text{ лет}.$$

При проектировании расчёт расчётного времени безотказной наработки на отказ системы выполняется при помощи выражения:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}, \quad (78)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,0033} = 3,2 \text{ лет} .$$

При проектировании расчёт среднего времени возобновления работы системы выполняется при помощи выражения:

$$t_{BC} = \frac{q_c \cdot T_z}{\omega_c} . \quad (79)$$

$$t_{BC} = \frac{0,00012 \cdot 360}{0,0033} = 1,3 \text{ час} .$$

При проектировании расчёт количества недоотпущенной электроэнергии потребителям города Алдан выполняется при помощи выражения:

$$W_{нед} = P_{расч} \cdot q_c \cdot T_z , \quad (80)$$

$$W_{нед} = 1026 \cdot 0,00012 \cdot 8760 = 1079 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где $P_{расч}$ - расчётная нагрузка центра питания, количество которой ограничивается вероятностью отказа системы, кВт;

q_c - расчётная вероятность отказа системы;

T_z – годовое число часов, 8760 ч в год.

При проектировании расчёт расчётной нагрузки центра питания, количество которой ограничивается вероятностью отказа системы выполняется при помощи выражения:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c , \quad (81)$$

$$P_{нед} = 1026 \cdot 0,00012 = 0,12 \text{ кВт}.$$

где P_p - расчётная нагрузка центра питания, кВт;

При проектировании расчёт ущерба от недоотпуска электроэнергии за год выполняется при помощи выражения:

$$Y = C \cdot W_{нед}, \quad (82)$$

$$Y = 2,14 \cdot 10795 = 2308 \text{ руб.}$$

где C – тариф, по которой потребители рассчитываются за потребленную электроэнергию, 4,55 руб/кВт·ч.

Расчёты произведены в программе Mathcad 2007 по описанному выше алгоритму и сведены в приложение. Соответствующие расчётные данные по надёжности линий 10 кВ размещены в таблице 39-40 данной работы.

Таблица 39 – Результаты расчёта надёжности сети 10 кВ в нормальном режиме

Показатели надёжности	Значение показателя
Параметр потока отказов системы	0,0033
Коэффициент простоя системы	0,00012
Среднее время безотказной работы, лет	30,1
Время восстановления, час	1,3
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	1078
Ограничения мощности, кВт	0,12
Ущерб от недоотпуска за год, руб	4907

Таблица 40 – Результаты расчёта надёжности сети 10 кВ в аварийном режиме

Показатели надёжности	Значение показателя
Параметр потока отказов системы	0,362
Коэффициент простоя системы	0,000619
Среднее время безотказной работы, лет	2,5
Время восстановления, час	6,7
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	5560
Ограничения мощности, кВт	0,63
Ущерб от недоотпуска за год, руб	25300

Схемы замещения и схемы замещения для расчёта надёжности приведены на рисунках 8-9.

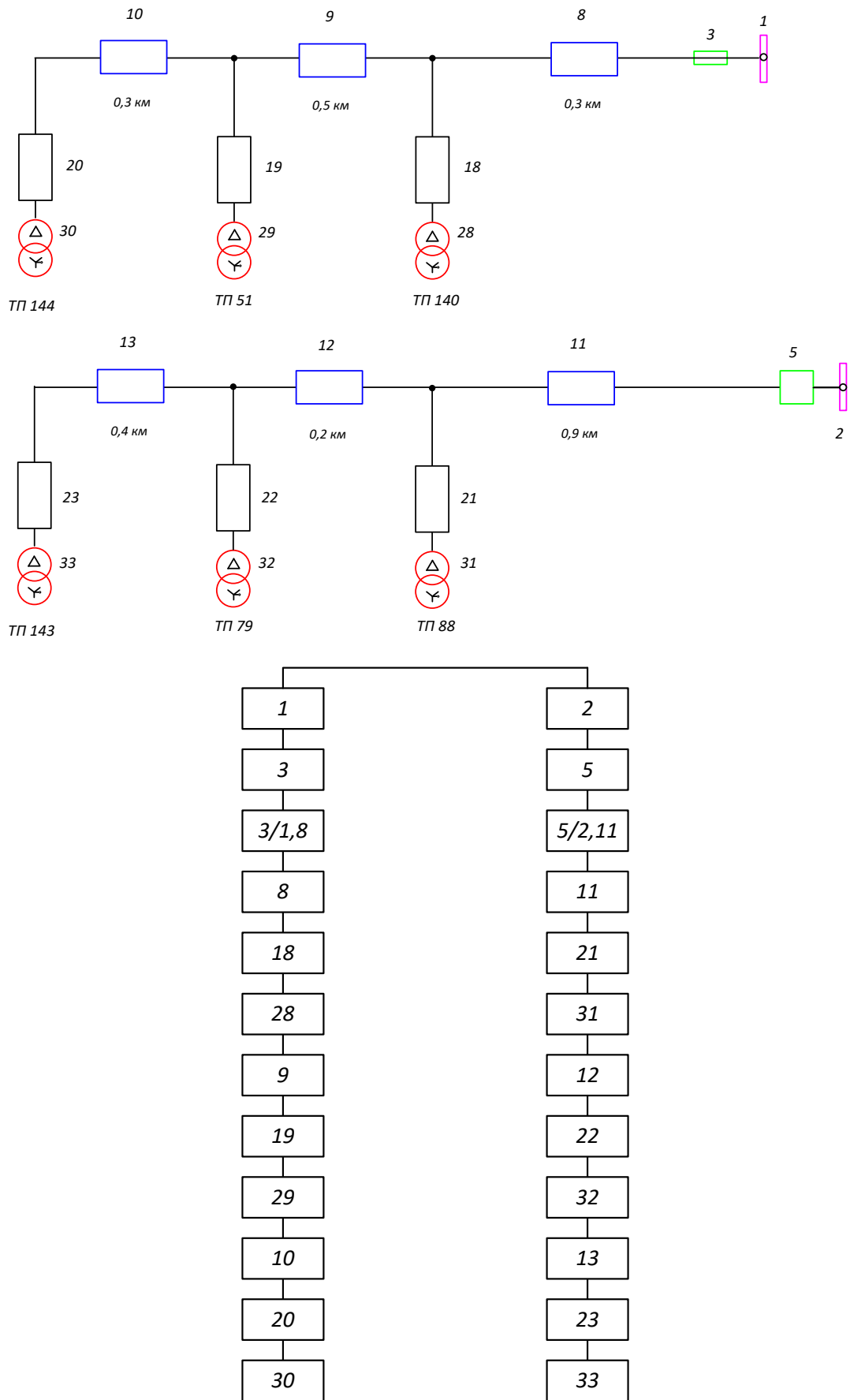


Рисунок 8 Схема замещения для расчёта надёжности в нормальном режиме

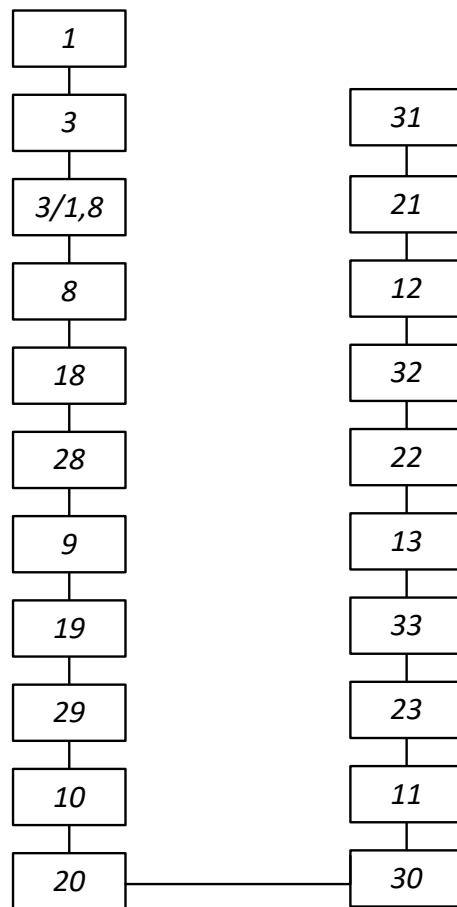
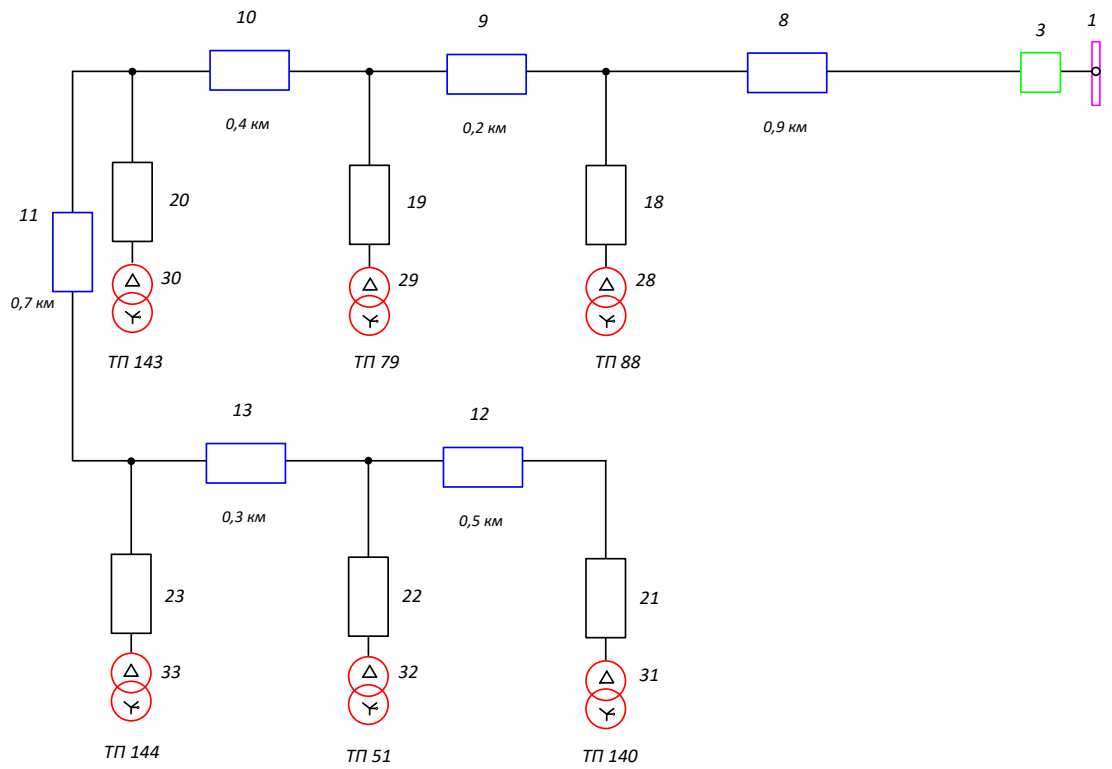


Рисунок 9 - Схема замещения для расчёта надёжности в аварийном режиме

Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям в аварийном режиме почти в 5 раз выше, поэтому не допускается эксплуатация сети в аварийном режиме дольше 7 часов в связи с тем, что аварийный режим приводит к существенному росту недоотпуска потребителям города Алдан и в период устранения аварии снижается качество электроэнергии благодаря использованию аварийной петлевой схемы электроснабжения.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Реконструкция сетей 10 кВ города Алдан проводится для замены голого провода марки А и АС на провод марки СИП-3. Релейная защита ВЛ 10 кВ со стороны источников питания осуществляется как от многофазных коротких замыканий, так и от однофазных замыканий на землю.

Для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143. Используем ход расчёта подробно описанный в [20].

При проектировании расчёт коэффициента трансформации трансформатора тока выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$n_r = \frac{I_{ТТВН}}{I_{ТТНН}},$$

$$n_r = \frac{100}{5} = 20 .$$

7.1 Токовая отсечка без выдержки времени

При проектировании расчёт первичного тока срабатывания токовой отсечки выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \tag{83}$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 4,06 = 4,46 \text{ кА},$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1, [20];

$I_{к.маx}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах ТП88.

При проектировании проверка чувствительности защиты выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} < 2, \quad (84)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,36}{4,46} = 0,53 < 2$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока двухфазного КЗ.

Используется отсечка с выдержкой времени в условиях низкой чувствительности отсечки без выдержки времени.

При проектировании расчёт вторичного тока срабатывания ТО выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}}. \quad (85)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{4461}{20} = 223 \text{ А}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{\text{с.з.}} \approx 0,05 \text{ с}.$

Соответствующие расчётные данные для токовой отсечки линий 10 кВ размещены в таблице 41 данной работы.

Таблица 41 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)\text{по}}$, кА	$I_{(2)\text{по}}$, кА	$I_{\text{р}}$, А	$I_{\text{н ТТ}}$, А	$I_{\text{с.з.}}$, кА	n_{T}	$I_{\text{с.р.}}$, А	$K_{\text{ч}}$
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143	4,06	2,36	64	100	4,461	20	223	0,53
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144	7,75	3,03	64	100	8,526	20	426	0,36

7.2 Максимальная токовая защита линий

При проектировании расчёт тока срабатывания МТЗ выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_в \quad (86)$$

$$I_{c.з.} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232 \text{ кА.}$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$, [21];

$k_{c.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1, [21];

$k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$, [21];

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

При проектировании расчёт тока срабатывания реле МТЗ выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{c.р.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T, \quad (87)$$

$$I_{c.р.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T = 232 \cdot 1 / (20) = 12 \text{ А.}$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, $k_{cx} = 1$, [21];

При проектировании расчёт чувствительности защиты МТЗ выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (88)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,36}{0,232} = 10 \geq 1,5,$$

При проектировании расчёт выдержки времени срабатывания МТЗ выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$t_{мтз} = t_{р.з.} + \Delta t + t_{ОТСЕЧКИ.}, \quad (89)$$

$$t_{мтз} = 0,05 + 0,5 + 0,05 = 0,6 \text{ с},$$

где $t_{ОТСЕЧКИ.}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени;

Δt - ступень селективности, 0,5 с.

Соответствующие расчётные данные для токовой отсечки линий 10 кВ размещены в таблице 42 данной работы.

Таблица 42 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	I_p , А	$I_{Н ТТ}$, А	$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143	4,06	2,36	64	100	0,232	12	10
ТП 56-ТП 140-ТП 51- ТП 144	7,75	3,03	64	100	0,232	12	13

7.3 Защита от однофазных замыканий на землю

При проектировании расчёт тока срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (90)$$

$$I_{с.з.} = 2,43 / 1,5 = 1,62 \text{ А}.$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток через трансформатор тока нулевой последовательности, А.

При проектировании расчёт тока через трансформатор тока нулевой последовательности выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (91)$$

$$I_{\text{ТНП.повр.л}} = 3,3 - 2,03 = 2,43 \text{ А,}$$

где $I_{\text{ЗНЗ}}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{\text{ЗНЗ}} = 6,1 \text{ А}$.

$I_{\text{повр.л}}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

При проектировании расчёт тока замыкания на землю выполняется при помощи выражения для линии ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143:

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{1,35 \cdot U_{\text{н}} \cdot L_{\text{к}}}{10},$$

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{10 \cdot 1,35 \cdot 1,5}{10} = 2,03 \text{ А.}$$

Соответствующие расчётные данные для токовой отсечки линий 10 кВ размещены в таблице 43 данной работы.

Таблица 43 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л}}$, А	$I_{\text{ТНП.повр.л}}$, А	$I_{\text{с.з}}$, А
ПС 17-ТП 88-ТП 79-ТП 143	2,03	2,43	1,62
ТП 56-ТП 140-ТП 51-ТП 144	1,49	2,97	1,98

7.4 Устройства автоматического включения резерва

При проектировании расчёт напряжения срабатывания пусковых реле для ПС Электрокотельная выполняется при помощи выражения:

$$U_{\text{авр 10 кв.}} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном}}, \quad (92)$$

$$U_{\text{авр 10 кв}} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

При проектировании расчёт выдержки времени срабатывания АВР для ПС Электрокотельная выполняется при помощи выражения:

$$t_{\text{авр 10 кв}} = t_{\text{мтз}} + \Delta t,$$

$$t_{\text{авр } 10 \text{ кв}}=0,6 + 0,5=1,1\text{с.}$$

Выбор выдержки времени срабатывания АВР на ПС Электрокотельная позволяет добиться корректности срабатывания АВР в случаях коммутационных перенапряжений, близких коротких замыканий к шинам ПС Электрокотельная, [21].

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

8.1 Защита от ударов молнии в здание трансформаторной подстанции

В соответствии с [22], для обеспечения молниезащиты ТП города Алдан установка молниеотводов не является обязательной. Кровля КТП выполнены из профнастила, при этом кровля КТП заземлена.

Защита КТП от прямых ударов экономически оправдана при интенсивности грозовой деятельности 20 грозовых часов в год и более.

При проектировании расчёт числа грозовых разрядов в КТП выполняется при помощи выражения:

$$N_{ТП} = p_0 \cdot (a_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_C + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot 10^{-6}; \quad (93)$$

$$N_{ТП} = 2,5 \cdot (3,5 + 2 \cdot 9,7) \cdot (3,5 + 2 \cdot 9,7) \cdot 10^{-6} = 0,001;$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю для Южной Якутии;

a_T, b_T – длина и ширина КТП, м;

$R_{ЭКВ}$ – эквивалентная высота, с которой КТП собирает боковые разряды молнии, при $h_C \leq 30$ м.

При проектировании расчёт плотности разрядов молнии на землю выполняется при помощи выражения:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{з.ч.};$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5 \frac{1}{\text{км}^2};$$

При проектировании расчёт эквивалентной высоты, с которой КТП собирает боковые разряды выполняется при помощи выражения:

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30};$$

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot 2 - \frac{2 \cdot 2^2}{30} = 9,7 \text{ м};$$

где h_c - высота КТП, м.

При проектировании расчёт грозопоражаемости КТП выполняется при помощи выражения:

$$T_{\text{КТП}} = \frac{1}{N_{\text{КТП}}}; \quad (94)$$

$$T_{\text{КТП}} = \frac{1}{0,001} = 758,3 \text{ лет}.$$

Соответствующие расчётные данные для грозопоражаемости КТП размещены в таблице 44 данной работы.

Таблица 44 – Расчёт грозопоражаемости КТП

Длина сооружения, м	3,5
Ширина сооружения, м	3,5
Высота сооружения, м	2
Эквивалентная ширина сооружения, м	9,7
Число грозových часов для Амурской области, ч	50,0
Плотность разрядов молнии на землю, 1/ км ²	2,5
Число грозových разрядов на сооружение	0,001
Грозопоражаемость ТП, лет	758,3

Из таблицы 34 видно, что грозопоражаемость КТП составляет 1 раз в 758 лет, что приемлемо, так как допустимая величина 1 раз в 200 лет.

8.2 Заземление трансформаторной подстанции

Рассчитаем заземляющее устройство столбовой ТП и КТП. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Порядок расчёта заземления столбовой ТП:

При проектировании расчёт стационарного сопротивления вертикального электрода в единичном количестве выполняется при помощи выражения:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (95)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{80}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 17 \text{ Ом},$$

где l_B - длина вертикального электрода, 2 м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, 0,7 м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [22] для неводоносных песков берём из диапазона 80-200 Ом·м;

d - диаметр электродов, м.

При проектировании расчёт стационарного сопротивления горизонтального электрода в единичном количестве выполняется при помощи выражения:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (96)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{80}{\pi \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 2}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,7}} \right] = 18 \text{ Ом},$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

При проектировании расчёт стационарного сопротивления заземлителя выполняется при помощи выражения:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (97)$$

$$R = \frac{17 \cdot 18}{0,75 \cdot (2 \cdot 17 + 4 \cdot 18)} = 4 \text{ Ом},$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент для учёта условий растекания тока молнии;

n_B - количественная характеристика вертикальных электродов;

n_G - количественная характеристика горизонтальных электродов.

При проектировании расчёт импульсного сопротивления вертикального электрода в единичном количестве выполняется при помощи выражения:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (98)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 17}{0,75 \cdot 2} = 11 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода для столбовой ТП.

При проектировании расчёт удельной индуктивности горизонтального электрода в единичном количестве выполняется при помощи выражения:

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (99)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{2}{0,01} - 0,31 \right) = 1 \text{ мкГн/м},$$

При проектировании расчёт импульсного коэффициента протяженного заземлителя в единичном количестве выполняется при помощи выражения:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (100)$$

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1 \cdot 2}{3 \cdot 2 \cdot 18} = 1,02,$$

где $\tau_\phi = 2$ мкс - длительность фронта тока молнии, справочная величина, позволяет учесть крутизну фронта молнии.

При проектировании расчёт импульсного сопротивления протяженного заземлителя в единичном количестве выполняется при помощи выражения:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{ЭГ}}, \quad (101)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,08 \cdot 18 = 19 \text{ Ом}.$$

При проектировании расчёт общего импульсного сопротивления заземлителя выполняется при помощи выражения:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (102)$$

$$R_u = \frac{19 \cdot 11}{0,75 \cdot (2 \cdot 19 + 4 \cdot 11)} = 3,4 \text{ Ом}.$$

Соответствующие расчётные данные для заземления столбовой ТП и КТП размещены в таблице 45 данной работы.

Таблица 45 – Расчёт заземления СТП и КТП

Данные для расчёта	СТП	КТП
L_B	5	3
H_3	0,7	0,3
$R_{уд}$	80	80
$D_Э$	0,02	0,01
$R_{ст в}$	17	29
$L_Г$	2	3,25
$R_{ст Г}$	18	16
N_B	2	4
$N_Г$	4	4
$R_{ст}$	4,0	3,5
$R_{имп в}$	11	10
$L_{уд}$	1,00	1,23
$a_{имп}$	1,02	1,04
$R_{имп Г}$	19	17
$R_{имп}$	3,4	2,1

Электробезопасность, согласно [23], обеспечивается в том случае, если стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом.

Молниезащита, согласно [23], обеспечивается в том случае, если импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом.

В обоих случаях рассчитанное заземление для столбовой ТП и КТП меньше допустимых значений, что подтверждает корректность расчётов.

Устройство заземлителя КТП и СТП показано на рисунке 10-11.

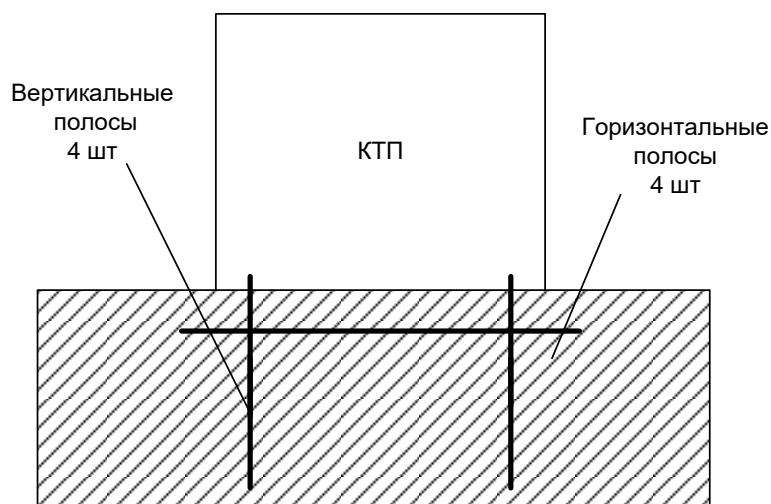


Рисунок 10 – Общий вид устройства заземлителя КТП

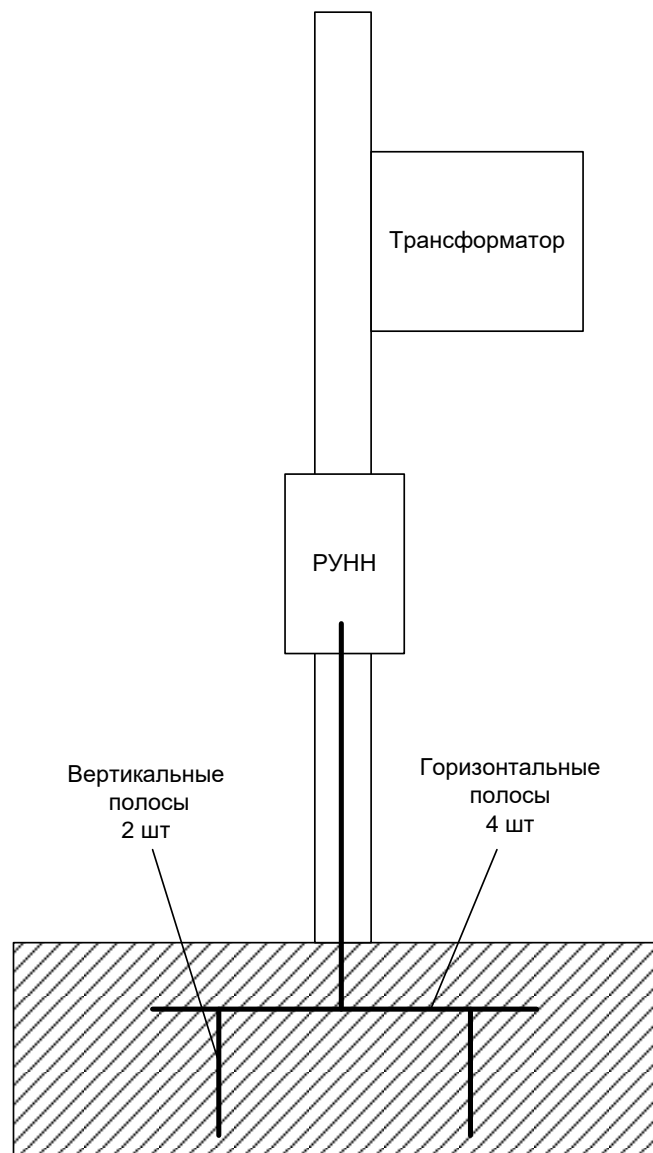


Рисунок 11 – Общий вид устройства заземлителя СТП

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Система электроснабжения выбранного района города Алдан, подлежащего застройке в соответствии с генеральным планом, должна реконструироваться с соблюдением мер безопасности. Проектом предусматривается сооружение дополнительных ячеек РУ-10 кВ на ПС «Электрокотельная», сооружение воздушных линий напряжением 0,4 и 10 кВ с изолированным проводом СИП, монтаж столбовых и комплектных ТП.

Также необходимо определить площадь земель отводимых во временное и постоянное пользование. В качестве мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций рассмотрим меры пожарной безопасности.

9.1 Безопасность

В ходе модернизации сетей 0,4-10 кВ города Алдан планируется проведение осмотров существующих воздушных линий, их ремонт, ревизия опор и арматуры воздушных линий, монтаж новых опор и проводов СИП. Также предусматривается реконструкция ячеек КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» с их заменой. При проведении такого вида работ требуется соблюдение «Правил технической эксплуатации электроустановок», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок». Нарушения техники безопасности при проведении каких-либо работ в КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» не допускается. Инструктажи по технике безопасности являются обязательными для персонала, приступающего к работе в КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная». Инструменты и приспособления, различные механизмы монтажа и подъёма аппаратов должны быть приведены в работоспособное состояние, безопасное выполнение работ таким оборудованием должно обеспечиваться перед началом работ.

Выполнение работ в КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» проводится в соответствии с требованиями [26]:

- оборудование КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» должно быть выбрано и проверено на соответствие нормальной работе при номинальном, послеаварийном режиме, при коротких замыканиях, перенапряжениях в пределах допу-

стимых значений;

- оборудование КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» должно соответствовать по номинальному напряжению и напряжению изоляции, для ограничителей перенапряжений должен быть выбран соответствующий класс защиты изоляции;

- внутри здания РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» должна обеспечиваться температура воздуха менее 40°С. При температуре воздуха более 40°С предусматриваются способы снижения температуры и вентиляции помещения РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная»;

- внутри здания РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» оборудуются устройства, которые препятствуют проникновению в камеру КРУ, помещение РУНН птиц и животных, кроме того следует предусмотреть устройство полов, препятствующих образованию пыли различной фракции.

- от улицы и других помещений отсек РУНН ПС «Электрокотельная», в котором установлены ячейки КРУ-10 кВ, должен быть выполнен отдельно таким образом, чтобы было возможным проведение ремонтных и обслуживающих работ;

- окраска стен, полов и потолка РУНН ПС «Электрокотельная» осуществляется с применением краски, не удерживающей пыль. Система вентиляции РУНН ПС «Электрокотельная» должна обеспечивать отсос воздуха снизу помещения, тип используемой системы приточно-вытяжной. Приток воздуха оборудуется пылевым фильтром с фильтрующим негорючим элементом;

- устройство переходов между кабельными отсеками, туннелями, этажами, осуществляется с использованием уплотнителя из негорючего материала; устройство кабельных каналов, лотков осуществляется с использованием плит, закрывающих их из негорючего материала;

- выполняется контроль контактных соединений ошиновки РУНН ПС «Электрокотельная» на предмет их целостности и отсутствия перегрева;

- устройство блокировок РУНН ПС «Электрокотельная», предотвращающих ошибочные операции разъединителями, заземлителями, выкатными те-

лежками с вакуумными выключателями КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная». Опломбированные запирающие устройства должны быть в наличии в РУНН ПС «Электрокотельная». Диспетчер АО ДРСК определяет схему и объём блокировочных решений на ПС «Электрокотельная»;

- Использование переносных или стационарных заземлителей при проведении работ в КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» в зависимости от условия проведения работ с точки зрения возможности использования стационарного заземлителя;

- применение различной окраски заземляющих ножей в КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» и приводов разъединителей, красный цвет применяется для приводом разъединителей, черный цвет для приводом заземлителей;

- в КРУ-10 кВ ПС «Электрокотельная» предусматривается хранение переносных заземлителей, средства оказания первой помощи, защитные средства для работ в электроустановках и противопожарные первичные средства пожаротушения;

- в РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» лицевые части КРУ-10 кВ, панели щитов с лицевой и оборотной сторон оборудуются надписи, указывающие диспетчерское название и наименование оборудования, надписи обязательно дублируются и не допускают разночтений;

- в РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» на дверях размещаются предупреждающие знаки и плакаты, доносящие информацию о правилах применении средств защиты;

- в РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» шкафы предохранительных сборок и все используемые предохранители должны быть снабжены информацией об номинальном токе их плавких вставок;

- в РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» все оборудование, имеющее металлические корпуса обозначается цветами соответствующих фаз;

- в РУНН-10 кВ ТП города Алдан устанавливается периодичность осмотров оборудования без его отключения не реже 1 раз в полгода;

- в холодное время года в РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» приме-

няются аппараты подогрева приводов разъединителей, шкафов релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи,

- в РУНН-10 кВ ПС «Электрокотельная» используются вакуумные выключатели с указателями коммутационного положения выключателя.

Реконструкция сетей 0,4-10 кВ города Алдан предусматривает работы по замене проводов ВЛ на провод марки СИП, поэтому целесообразно привести меры безопасности при монтаже и эксплуатации ВЛ с проводом СИП.

В [26] приведен порядок принятия в эксплуатацию и испытаний ВЛ с проводами СИП.

АО ДРСК проводит технический надзор за проводимыми работами по монтажу и устройству ВЛ с проводом СИП 0,4-10 кВ, в том числе проводится контроль за работой подрядных организаций.

Воздушная линия с проводом СИП состоит из проводов, изолированных друг от друга и скрученными в жгут, прокладка проводов осуществляется без изоляторов с применением специальной арматуры для крепления, переходов и стяжки проводов на опоре и в пролётах ВЛ. В сетях 0,4-10 кВ города Алдан имеются участки совместной подвески проводов СИП на напряжение 0,4 и 10 кВ

. В сетях 0,4-10 кВ города Алдан используются следующие типы проводов СИП:

- конструкция, использованная для магистралей, когда несущий неизолированный провод принимает нагрузку тяжести от фазных проводов на себя;

- конструкция, использованная для ответвления от магистралей не более 20 м., когда несущий изолированный провод принимает нагрузку тяжести от фазных проводов на себя;

- конструкция, использованная для ответвления от магистралей не более 20 м., когда нет несущего провода, а фазные и нулевой провода скручены между собой;

- конструкция, использованная для ответвления от магистралей не более 20 м., когда фазные и нулевой провода скручены между собой.

В сетях 0,4-10 кВ города Алдан по всей трассе линий наносятся обозначения на опоры ВЛ и провода при помощи нанесения водостойкой краски или установкой меток на изоляцию проводов СИП.

Применяемые инструменты, монтажная арматура и приспособления полностью соответствуют выбранным проводам СИП для рассматриваемого района электрических сетей города Алдан.

В реконструируемых сетях 0,4-10 кВ города Алдан осмотр линий 0,4-10 кВ осуществляется по утвержденному графику осмотра в дневное время с составлением дефектовочных ведомостей и учётом расходных материалов и оборудования.

Тщательному осмотру сетей 0,4-10 кВ города Алдан подвергаются элементы крепления и арматуры воздушной линии с проводом СИП – зажимы и крюки соединений, ответвлений, поддерживающие кронштейны, колпачки и кожухи защиты, проводная фазная и нулевая изоляция жил в характерных для повреждения местах установки зажимов на изоляции.

Внеплановый осмотр сетей 0,4-10 кВ города Алдан организуется и проводится после различных природных явлений опасного характера, таких как порывистый ветер, снегопад, ливневый дождь. В результате внепланового осмотра выявляются повреждения и дефекты проводов СИП, опор ВЛ, составляется акт осмотра, в соответствии с которым проводится организация работ по устранению последствий таких природных явлений.

Деревянные опоры сетей 0,4-10 кВ города Алдан заменяются по возможности на железобетонные, в случае использования деревянных опор проводится контроль их состояния специальными средствами и инструментами.

Железобетонные опоры сетей 0,4-10 кВ города Алдан проверяются специальными средствами и инструментами для оценки состояния основания опоры, укрепляющей арматуры.

Промежуточные и анкерные опоры сетей 0,4-10 кВ города Алдан проверяются по качеству заделки, прочности крепления проводов, состоянию заземлителей опор для оценки сопротивления контура заземления.

Сети 0,4-10 кВ города Алдан, выполненные проводами СИП. Регулярно проверяются на соблюдение допустимых расстояний от проводов СИП до конструкций, стен, сооружений, зданий и деревьев, до других проводов в случае совместного монтажа на одной опоре,

Проверка сетей 0,4-10 кВ города Алдан включает в себя замер сопротивления петли фаза-ноль для контроля состояния проводникового материала провода СИП.

Средняя величина срока проверки сети 0,4-10 кВ города Алдан с проводами СИП на железобетонных опорах не реже одного раза в 12 лет.

Обслуживание по текущему ремонту сетей 0,4-10 кВ города Алдан выполняется с использованием технологических карт, утвержденных и заверенных в соответствии с требованиями безопасности персонала. Изоляция жил при работе с проводом СИП должна быть без повреждений, в случае обнаружения повреждений изоляции применяются специальные средства устранения повреждений с использованием средств защиты от поражения электрическим током.

При завершении модернизации сетей 0,4-10 кВ города Алдан организуется приёмочная комиссия, представители которой проводят визуальный осмотр и проверяют соответствие устройства ВЛ, трансформаторной подстанции, расчётных параметров технической документации на вводимые в эксплуатацию линии, приемка осуществляется в несколько этапов, все выявленные замечания актируются и устраняются производителем работ.

При завершении модернизации сетей 0,4-10 кВ города Алдан проверяется оборудование ВЛ с проводом СИП в части целостности зажимов и крюков соединений, ответвлений, поддерживающих кронштейнов, колпачков и кожухов защиты, целостность проводной фазной и нулевой изоляции жил в характерных для повреждения местах установки зажимов на изоляции.

9.2 Экологичность

В данном подразделе выполняется оценка экологичности модернизации сетей 0,4-10 кВ города Алдан. Для оценки выполняются расчёты площади отводимых земель во временное и постоянное пользование и шумового воздей-

ствия трансформаторов ТП. Устройство маслоприёмников не предусматривается, так как в системе электроснабжения рассматриваемого района города Алдан применены трансформаторы мощностью до 630 кВА с массой трансформаторного масла 540 кг, поэтому по [30] устройство маслоприемника не выполняется.

9.2.1 Площадь отвода земель

Электрические сети напряжением 0,4-10 кВ города Алдан располагаются на муниципальной земле города Алдан, поэтому для урегулирования отношений собственника электросетевого хозяйства с администрацией города Алдан требуется знать площадь земель, изымаемых в постоянное и временное пользование у муниципалитета.

По данным [27], отвод земель в постоянное пользование для опор ВЛ 0,4 кВ города Алдан не осуществляется.

Для ТП 10/0,4 кВ района города Алдан определяется значение площади земли, отчуждаемой под ТП в постоянное пользование с применением выражения:

$$S_{\text{пост } mn} = n_{mn} \cdot S_{mn}, \quad (103)$$

$$S_{\text{пост } mn} = 6 \cdot 50 = 300 \text{ м}^2,$$

где S_{mn} - площадь земли, отводимой для отчуждения по [27] для ТП с одним силовым трансформатором 10/0,4 кВ, 50 м^2 ;

n_{mn} - количество ТП рассматриваемого района города Алдан, шт.

Для опор ВЛ-10 кВ района города Алдан определяется значение площади земли, отчуждаемой под опоры ВЛ-10 кВ в постоянное пользование с применением выражения:

$$S_{\text{пост вл10}} = n_{\text{опор}} \cdot (A_{\text{опоры}} + \Delta) \cdot (B_{\text{опоры}} + \Delta);$$

$$S_{\text{пост вл10}} = 47 \cdot (0,273 + 1) \cdot (0,273 + 1) = 76,2 \text{ м}^2,$$

где $A_{опоры}$, $B_{опоры}$ – длина и ширина основания опоры ВЛ 10 кВ по рисунку 12, согласно [27], $м^2$;

Δ – контур полосы вокруг основания опоры 10 кВ равный 1 м, согласно [27];

$n_{опор}$ – число опор по трассе ВЛ 10 кВ, шт.

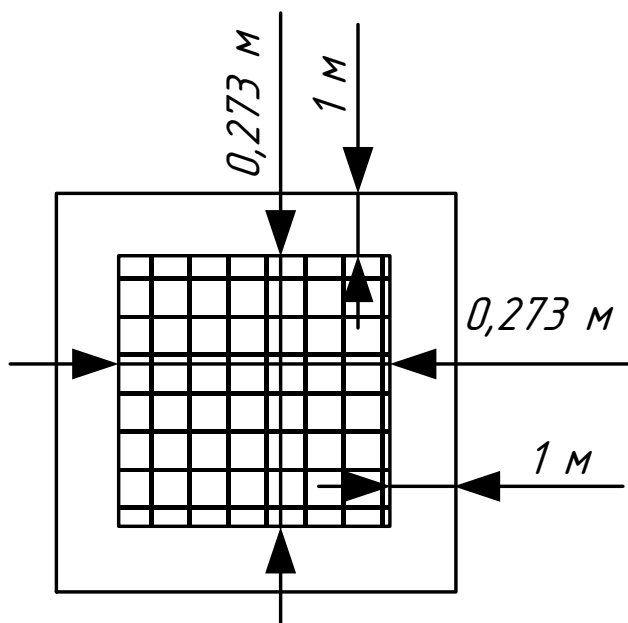


Рисунок 12 – Площадь основания опоры 10 кВ на уровне земли

Для опор ВЛ 10 кВ города Алдан и ТП 10/0,4 кВ определяется значение площади земли под эти объекты электросетевого хозяйства, отводимой в постоянное пользование с применением выражения:

$$S_{пост} = S_{пост\ вл10} + S_{пост\ тп}, \quad (104)$$

$$S_{пост} = 76,2 + 300 = 376,2 \text{ м}^2,$$

где $S_{пост\ тп}$ – площадь земли, отводимой в постоянное пользование под трансформаторные подстанции, $м^2$;

$S_{пост\ вл10}$ – площадь земли, отводимой в постоянное пользование под установку опор линий 10 кВ, $м^2$.

По данным [27], отвод земель во временное пользование для монтажа опор ВЛ 0,4 кВ города Алдан не осуществляется.

Для опор ВЛ-10 кВ района города Алдан определяется значение площади земли, отчуждаемой под монтажные площадки опор ВЛ-10 кВ с применением выражения:

$$S_{\text{врем оп}10} = n_{\text{опор}} \cdot S_{\text{опор } 10 \text{ врем}}, \quad (105)$$

$$S_{\text{врем оп}10} = 47 \cdot 150 = 7071 \text{ м}^2,$$

где $S_{\text{опор } 10 \text{ врем}}$ - площадь земли, отводимой для отчуждения под монтажную площадку для сооружения одной опоры ВЛ 10 кВ, согласно [27], м^2 ;

$n_{\text{опор}}$ - число опор по трассе ВЛ 10 кВ, шт.

Для ВЛ-0,4-10 кВ района города Алдан определяется значение площади земли, отчуждаемой под провода ВЛ-0,4-10 кВ во временное пользование с применением выражения:

$$S_{\text{ВЛ}} = (L_{\text{ВЛ}10\text{кВ}} + L_{\text{ВЛ}0,4\text{кВ}}) \cdot L_{\text{полосы}} \quad (106)$$

$$S_{\text{ВЛ}} = (2+2+0,98) \cdot 7640 + (2+2+1,5) \cdot 3300 = 56197,2 \text{ м}^2,$$

где $L_{\text{ВЛ}10\text{кВ}}, L_{\text{ВЛ}0,4\text{кВ}}$ - протяженность линий по трассе для 10 и 0,4 кВ, м ;

$L_{\text{полосы}}$ - ширина полосы земли отчуждения, для определения которой используются рисунки 24-25, по которым определяется междуфазное расстояние крайних фаз, расположенных на опоре и расстояние 2 м от проекции крайних фаз на землю согласно [27], м .

Междуфазное расстояние принимается по рисункам 13 - 14.

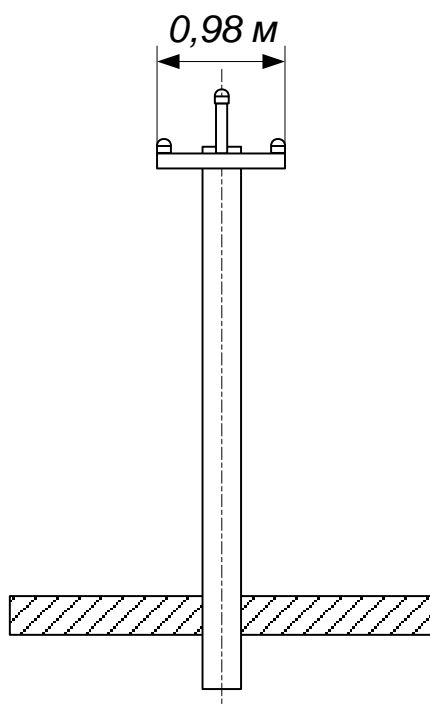


Рисунок 13 – Эскиз опоры 0,4 кВ

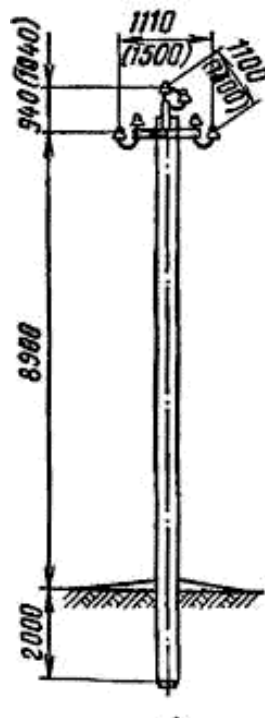


Рисунок 14 – Эскиз опоры 10 кВ

Для опор ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4-10 кВ района города Алдан определяется значение площади земли, отчуждаемой во временное пользование с применением выражения:

$$S_{врем} = S_{врем\ on10} + S_{ВЛ};$$

$$S_{врем} = 56197,2 + 7071 = 63269,2 \text{ м}^2.$$

В результате расчётов получены значения площади земель отводимых во временное и постоянное пользование для рассматриваемого района города Алдан:

$$S_{пост} = 376,2 \text{ м}^2,$$

$$S_{врем} = 63269,2 \text{ м}^2.$$

9.2.2 Расчёт шумового воздействия трансформаторов 10/0,4 кВ

Другим важным аспектом экологичности электросетевого комплекса города Алдан является соблюдение норм шумового воздействия на окружающую среду.

Для рассматриваемого района города Алдан применяются столбовые ТП с открыто установленным трансформатором на опоре и ТП киоскового типа с закрытым расположением трансформатора.

Соответствующие расчётные данные по видам установки трансформаторов ТП размещены в таблице 46 данной работы.

Таблица 46 – Тип установки трансформаторов

№ ТП	N _{тр}	S _{ном ТП} , кВА	Тип ТП	Тип установки трансформатора
88	1	160	столбовая	Открытая установка
79	1	250	киосковая	Закрытая установка
143	1	630	киосковая	Закрытая установка
51	1	250	киосковая	Закрытая установка
144	1	400	киосковая	Закрытая установка
140	1	160	столбовая	Открытая установка

По данным таблицы 46 расчёт шумового воздействия трансформаторов целесообразно провести для открыто установленных трансформаторов на ТП

88 и ТП 140. Для ТП 79, ТП 143, ТП 51, ТП 144 необходимо учесть тип помещения под силовой трансформатор, в результате чего обеспечивается звукоизоляция и расчёт шумового воздействия от соответствующих трансформаторов в данной выпускной квалификационной работе не проводится.

Для рассматриваемого района города Алдан применяются ТП с одним силовым трансформатором, поэтому суммарный скорректированный уровень звуковой мощности ТП равен скорректированному уровню звуковой мощности одного трансформатора [28]:

$$L_{PA \text{ сумм}} = L_{PA}.$$

Для города Алдан действуют нормативные требования [29], в соответствии с которыми требуется соблюдать допустимый уровень звука в ночное время суток:

$$L_A = 45 \text{ дБА.}$$

Для ТП 10/0,4 кВ района города Алдан определяется расстояние до территории жилой застройки города Алдан до ТП 10/0,4 кВ, на котором выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму с применением выражения на примере ТП-88:

$$R = \sqrt{\frac{L_{PA\Sigma} - L_A}{2 \cdot \pi}}, \quad (107)$$

$$R = \sqrt{\frac{62 - 45}{2 \cdot 3,14}} = 3 \text{ м.}$$

Порядок расчёта для всех ТП рассматриваемого района города Алдан аналогичный, составляется таблица 47, в которой указаны итоговые значения расчёта шумового воздействия ТП района города Алдан.

Таблица 47 – Шумовое воздействие ТП района города Алдан

№ ТП	N _{тр}	S, кВА	L _{РА} , дБА	L _{РА сум} , дБА	R, м
88	1	160	62	62	3
140	1	160	62	62	3

В результате расчётов получены значения минимального расстояния до территории жилой застройки города Алдан, далее на плане района с указанием мест расположения ТП-10/0,4кВ указываются зоны шумового воздействия, которые не должна пересекать жилая застройка, рисунок 15. Жилая застройка для всех ТП расположена на расстоянии, превышающим допустимое, поэтому требования по шуму соблюдены.

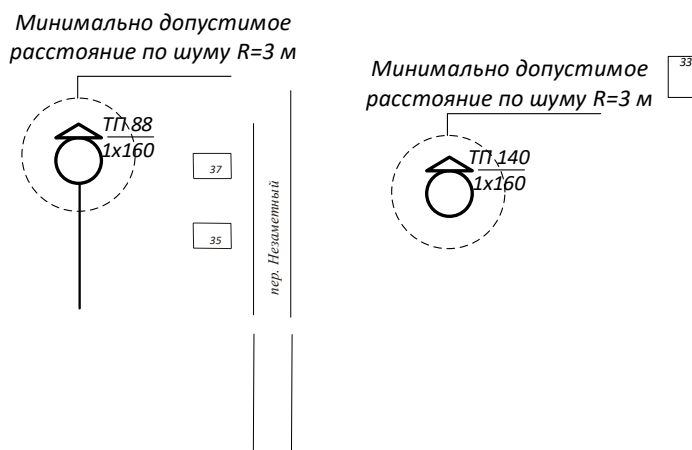


Рисунок 15 - Шумовое воздействие ТП района города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная»

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация в электроустановках связана чаще всего с чрезмерным перегревом оборудования в аномальных режимах его работы. Требуется разобрать меры пожарной безопасности в районе электроснабжения города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная».

Один из наиболее важных факторов, обеспечивающих пожарную безопасность в электрических сетях города Алдан с центром питания ПС «Элек-

трокотельная» это правильно выбранное оборудования электрических сетей, [30].

Предотвращение пожаров в электрических сетях города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная» обеспечивается соблюдением следующих мер:

- подбор и проверка электрооборудования 10-0,4 кВ электрических сетей города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная» в соответствии с характеристиками окружающей среды, климата и оснащения электроустановки;

- монтаж в соответствии с нормативными документами электрооборудования 10-0,4 кВ электрических сетей города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная»;

- использование защитных аппаратов для электрооборудования 10-0,4 кВ электрических сетей города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная»;

- не допущение режимов перегрузок для электрооборудования 10-0,4 кВ электрических сетей города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная».

Аварийные режимы работы электрооборудования 10-0,4 кВ электрических сетей города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная» при соблюдении правил по выбору электрооборудования могут не нести опасности возгорания, случаи аварийных режимов:

- междуфазные короткие замыкания;

- кратная перегрузка оборудования;

- переходные сопротивления большой величины.

Большой ток короткого замыкания влечет за собой опасность возникновения чрезмерного перегрева в месте замыкания. Наиболее вероятные значения токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная» - до 4-5 кА, для сетей 10 кВ значение доходит до 10-20 кА, что приводит:

- за период горения дуги в месте короткого замыкания от 0,05 с до 3 с выделяется большое количество тепловой энергии, отчего происходит возгорание изоляции и проводникового материала, труб прокладки, близкорасположенного оборудования;

- под действием ударного тока происходит динамическая перегрузка проводникового материала, вследствие чего происходит резкое механическое разрушение повреждаемого оборудования, аппаратов и приборов.

Для того, чтобы обеспечить защиту в сетях 0,4-10 кВ города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная» требуется обеспечить:

- условия, при которых возникновение КЗ затруднено;
- условия, при которых можно ограничить время действия токов КЗ.

Для того, чтобы препятствовать возникновению коротких замыканий в сетях 0,4-10 кВ города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная» требуется обеспечить:

- корректный выбор, установку и проверку предохранителей, автоматических выключателей, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей, проводов СИП, кабелей в сетях 0,4-10 кВ города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная»;

- проведение осмотров и технических проверок состояния перечисленного выше оборудования;

Режим работы, при котором в электрической сети или по обмоткам электрических машин протекают токи, превышающие допустимые, называются электрической перегрузкой. Режим работы электрической сети, напряжение, мощность и вид включенных потребителей в электрическую сеть определяют величину рабочего тока в ней, [31].

Ток, протекание которого по проводнику или обмотке электрической машины не вызывает его перегрева и не повреждает тепловым воздействием изоляцию проводника в течении длительного времени, не перегревая проводники, называется длительно допустимым током.

При возникновении перегрузок происходит тепловое разрушение проводника и изоляции. Изоляция как правило рассчитана на определенный отвод тепла от своей поверхности, чего не происходит в случае устойчивого перегрева проводника. Поскольку чаще всего применяется изоляция из горючего материала, а перегрузка превышает двухкратный допустимый ток, то происходит её

воспламенение. Незначительные перегрузки также приводят к чрезмерному ускорению процесса старения изоляции, что влияет на частоту возникновения коротких замыканий в сети.

Наиболее вероятные причины возникновения перегрузок:

- несоответствие выбираемой мощности нагрузки и сечения питающего проводника;
- создание параллельных контуров при подключении нагрузки;
- удар молнии в проводник;
- увеличение температуры окружающей среды;
- неполнофазный режим работы.

Для того, чтобы препятствовать возникновению перегрузок в сетях 0,4-10 кВ города Алдан с центром питания ПС «Электростанция» требуется обеспечить:

- расчет электрических сетей в соответствие с нормативными документами;
- соблюдение режима отвода тепла и охлаждения электрических машин, аппаратов и приборов,
- техническое обслуживание по графикам с чисткой и смазкой,
- использование защитных аппаратов.

В местах соединения двух проводников или в местах подключения аппаратов к проводникам образуется переходное сопротивление. Со временем происходит ухудшение контакта из-за механических вибраций, процессов окисления. В таких случаях возникает повышенный нагрев, что приводит к перегреву в местах ухудшения контакта и способствует воспламенению изоляции. Чувствительность защитных аппаратов может быть недостаточна для обнаружения и отключения повышенного нагрева контактных соединений.

Для того, чтобы препятствовать возникновению переходных сопротивлений в сетях 0,4-10 кВ города Алдан с центром питания ПС «Электростанция» требуется обеспечить:

- надежное крепление проводники между собой,

- использование специальных наконечников на съемных контактах,
- на оборудовании, подверженном вибрации требуется использование фиксирующих болтов и гаек
- использование антикоррозийных покрытий проводников,
- использование трущихся контактов,
- проведение контроля надёжности крепления мест контактных соединений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно плану застройки города Алдан, проведена реконструкция системы электроснабжения 10-0,4 кВ питающейся от ПС «Электрокотельная».

Решены следующие задачи проекта:

- Рассчитана нагрузка потребителей многоквартирных домов, частного сектора, общественных зданий, разработана схема подключения к электроснабжению данных потребителей;
- Выбраны провода СИП-2А и СИП-3 0,4-10 кВ и проверены по потере напряжения и устойчивости к токам КЗ;
- Для подключения к центру питания ПС «Электрокотельная» выбраны аппараты и проверены по устойчивости к токам КЗ, применяются ячейки тика КРУ К-63 в вакуумные выключатели ВВ-Тэл;
- Рассчитана надёжность реконструируемой сети 10 кВ в нормальной и аварийном режимах вероятностным методом, определен ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям города Алдан;
- Выполнен расчёт токов КЗ в проектируемой сети проводится в соответствии с РД по определению уровня токов КЗ, используя определенные допущения.
- Выбраны уставки срабатывания РЗиА для токовой отсечки, максимальной токовой защиты и защиты от замыканий на землю, а также уставки срабатывания АВР;
- Рассчитана подключаемая нагрузка к ПС Электрокотельная после реконструкции сетей 0,4-10 кВ города Алдан;
- Выбран оптимальный по приведенным затратам вариант сети 10 кВ, учитывающий затраты на сооружение линий 10 кВ и выключателей 10 кВ на ПС Электрокотельная.
- Выбраны способы молниезащиты, рассчитано стационарное и импульсное сопротивление заземлителя для соответствия требованиям ПУЭ;

○ Описаны меры безопасности при реконструкции сетей 0,4-10 кВ, рассчитано шумовое воздействие трансформаторов ТП на окружающую застройку, рассчитана площадь отводимых земель в постоянное и временное пользование приведены меры пожарной безопасности при пожаре в сетях 0,4-10 кВ города Алдан с центром питания ПС «Электрокотельная»

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Администрация Алданского района [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://aldray.ru/mo-gorod-aldan-/kratkaaya-harakteristika-2.html> – 10.05.2021.
- 2 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005. – 52 с.
- 3 АО Севкабель, каталог [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://sevcable.ru/sites/default/files/catalog/help/dop-tok-odn-zam.pdf> – 10.05.2021.
- 4 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014.– 132 с.
- 5 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
- 6 Каталог электрооборудования [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://sibelz.ru/catalog/id/42/> – 10.05.2021.
- 7 Киреева, Э.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий : моногр. / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – Москва: НТФ «Энергопресс», 2015. – 96 с.
- 8 Киреева, Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий./ Э.А. Киреева, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2016. – 120 с.
 - а. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – Москва: ЭНАС, 2013. – 320 с.
- 9 Надежность систем электроснабжения. Зорин В. В., Тисленко В. В., Клеппель Ф., Адлер Г. — К.: Вища шк. Головное изд-во, 2014. — 192 с.
- 10 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

11 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

12 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.

13 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

14 Приложение 1 к приказу №353/2 от 18.12.2020г. Правления государственного комитета по ценовой политике – региональной энергетической комиссии Республики САХА (Якутия)

15 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2013. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

16 Ротачёв, Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2010.

17 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 2009.

18 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. – Амурский гос. ун-т, 2017. – 126 с.

19 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

20 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

21 Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 2010.—576 с.

а. Статистика климатических показателей [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : https://ru.wikipedia.org/wiki/%C0%EB%E4%E0%ED_%28%E3%EE%F0%EE%E4%29 – 10.05.2021.

22 СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 17.06.2021)

23 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения 17.06.2021)

24 Трубицын, В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. – М.: ЭНАС, 2011. – 240 с.

25 Тушение пожаров на электрооборудовании [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 10.05.2021. – Режим доступа : <http://forca.ru/knigi/oborudovanie/tushenie-pozharov-v-elektroustanovkah.html> – 10.05.2021.

26 Фадеева, Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей : учеб. пособие / Г.А. Фадеева, В.Т. Федина; под ред. В.Т. Фебина. – Минск : Вышэйш. шк., 2011. – 367 с.

27 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2009. – 513 с.

28 Шум. Трансформаторы силовые масляные ГОСТ 12.2.024—87 ССБТ.

29 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Расчёт надёжности сети 10 кВ

Нормальная схема электроснабжения 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.В} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.В} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$	$a_{о.п} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.076$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л} := 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.л} := 5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.сш} := 7$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.сш} := 5$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.016$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.тр} := 50$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.25$
	$T_{р.тр} := 28$

РУ 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{яч} := 0.0005$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.яч} := 4$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{яч} := 0.1$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.яч} := 3$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{Л8} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л9} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.5 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.3 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л8} = 5.205 \times 10^{-6} \quad q_{Л9} = 8.676 \times 10^{-6} \quad q_{Л10} = 5.205 \times 10^{-6}$$

$$q_{Л12} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.2 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л13} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.4 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л11} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.9 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л12} = 3.47 \times 10^{-6} \quad q_{Л13} = 6.941 \times 10^{-6} \quad q_{Л11} = 1.562 \times 10^{-5}$$

$$q_{ЯЧ} := \frac{\omega_{ЯЧ} \cdot T_{В.ЯЧ}}{8760}$$

$$q_{ЯЧ} = 2.283 \times 10^{-7}$$

$$q_{ТР} := \frac{\omega_{ТР} \cdot T_{В.ТР}}{8760}$$

$$q_{ТР} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ} := \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760}$$

$$q_{СШ} = 2.397 \times 10^{-5}$$

$$q_{ВСТ} := \frac{\omega_{В} \cdot T_{В.В}}{8760}$$

$$q_{РЗШИН} := 0.002$$

$$q_{РЗЛИН} := 0.0012$$

$$q_{РЗТР} := 0.0012$$

$$\omega_{РЗВ} := 0.0012$$

$$q_{ВЗ} := q_{ВСТ} \dots \\ + a_{КЗ} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - \left(1 - q_{РЗШИН} \right) \cdot \left(1 - q_{РЗЛИН} \right) \right] \cdot \left[1 - \left(1 - q_{СШ} \right) \cdot \left(1 - q_{Л8} \right) \right] \dots \\ + a_{О.П} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{ВЗ} = 3.738 \times 10^{-6}$$

$$q_{B5} := q_{BCT} \dots$$

$$+ a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{P3\text{ШИН}}) \cdot (1 - q_{P3\text{ЛИН}}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{CШ}) \cdot (1 - q_{Л11}) \right] \dots$$

$$+ a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{CШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{B5} = 3.738 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B3} + q_{Л8} + q_{Л9} + q_{Л10} \dots$$

$$+ q_{CШ} + q_{Тр} \cdot 3 + q_{Яч} \cdot 3 \quad q_1 = 3.215 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B5} + q_{Л11} + q_{Л12} + q_{Л13} \dots$$

$$+ q_{CШ} + q_{Тр} \cdot 3 + q_{Яч} \cdot 3 \quad q_2 = 3.284 \times 10^{-4}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 0.3 \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B3} = 4.7400208 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B5} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot 0.9 \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B5} = 4.7416624 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B7} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_{Л} \cdot (\omega_{CШ}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{CШ})$$

$$\omega_1 := \omega_{CШ} + \omega_{B3} + \omega_{Л} \cdot (0.3 + 0.5 + 0.3) + 3\omega_{Тр} + 3\omega_{Яч}$$

$$\omega_1 = 0.168$$

$$\omega_2 := \omega_{CШ} + \omega_{B5} + \omega_{Л} \cdot (0.9 + 0.2 + 0.4) + 3\omega_{Тр} + 3\omega_{Яч}$$

$$\omega_2 = 0.198$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{СИСТ} := \omega_1 \cdot \omega_2$$

$$\omega_{СИСТ} = 0.0332729$$

Коэффициент

$$K_{Гр1} := 1 - e^{-\frac{T_{P.Гр}}{T_{B.Гр}}} \quad K_{Гр1} = 0.429$$

$$K_{Гр2} := 1 - e^{-\frac{T_{P.Гр}}{T_{B.Гр}}} \quad K_{Гр2} = 0.429$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сбезАВР}} := q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.00005$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{ВЗ}}) \cdot [(1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})]$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{ВСТ}}) \cdot (0.91)$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сбезАВР}} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot p_2 + 0.5 \cdot (1 - p_2) \cdot p_1 + 0.5 \cdot (1 - p_1) \cdot (1 - p_2)$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.00012$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сАВР}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00012$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99988$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 360}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 1.298 \quad \text{час}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{Р}} = 3.2 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 30.1 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1026 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1026 \cdot 8760 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 1078.5 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1026 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 0.1231 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 4.55$$

$$Y_{\text{нед}} = 4907.3 \quad \text{руб}$$

Аварийная схема электроснабжения 10 кВ

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{\text{Л11}} := \frac{\omega_{\text{Л}} \cdot 0.7 \cdot T_{\text{В.Л}}}{8760}$$

$$q_{\text{Л11}} = 1.215 \times 10^{-5}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{\text{ВЗ}} + q_{\text{Л8}} + q_{\text{Л9}} + q_{\text{Л10}} + q_{\text{Л11}} + q_{\text{Л13}} + q_{\text{Л12}} \dots \\ + q_{\text{СШ}} + q_{\text{Тр}} \cdot b + q_{\text{Яч}} \cdot b \quad q_1 = 0.000619$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_1 := \omega_{\text{СШ}} + \omega_{\text{ВЗ}} + \omega_{\text{Л}} \cdot (0.9 + 0.2 + 0.4 + 0.7 + 0.3 + 0.5) + b\omega_{\text{Тр}} + b\omega_{\text{Яч}}$$

$$\omega_1 = 0.362$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_1$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00061867$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99938$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 360}{\omega_{\text{СИСТ}}} \quad t_{\text{ВС}} = 6.7 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_1} \quad T_{\text{Р}} = 0.3 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_1} \quad T_{\text{С}} = 2.8 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1026 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1026 \cdot 8760 K_{\text{ПС}} \qquad W_{\text{нед}} = 5560.4 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1026 K_{\text{ПС}} \qquad P_{\text{огр}} = 0.6348 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 4.55 \qquad Y_{\text{нед}} = 25300 \quad \text{руб}$$