

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт - филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Разработка схемы внешнего электроснабжения ООО «УК «Разрез Бейский» и
реконструкция схемы ОРУ-110 ПС 220 кВ Абакан-районная
тема

Руководитель _____ доцент, к.э.н. _____ Н.В. Дулесова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Е.В. Кондратьев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт - филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Кондратьеву Евгению Викторовичу

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ЗХЭН-19-01(З-19) Направление 13.03.02

(код)

«Электроэнергетика и электротехника»

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Разработка схемы внешнего электроснабжения ООО «УК «Разрез Бейский» и реконструкция схемы ОРУ-110 ПС 220 кВ Абакан-районная

Утверждена приказом по университету № 260 от 07.05.2024г.

Руководитель ВКР: Н.В. Дулесова, доцент каф. «Электроэнергетика, машиностроения и транспорт», кандидат экономических наук

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Однолинейная схема подстанции, структурная схема питающих подстанции потребителей, данные из журнала регистраций оперативно-дежурного персонала, ведомость нагрузок оборудования.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Ведение

1. Характеристика объекта

1.1. Общая характеристика подстанции «Абакан-районная»

1.2. Описание схемы электрических соединений ОРУ-110кВ и существующего оборудования

1.3. Местонахождение и климатические условия района проектирования

2. Аналитическая часть

2.1. Расчет электрической нагрузок

2.2. Выбор сечения ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский»

2.3. Расчет тока короткого замыкания

2.4. Выбор оборудования ОРУ-110кВ ПС «Абакан-районная»

2.5. Защита ОРУ-110кВ от прямых ударов молнии

2.6. Расчет сети заземления ОРУ-110кВ

2.7. Выбор оборудования ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский»

2.8. Релейная защита и автоматика ВЛ-110кВ

3. Организационно-экономическая часть

3.1. Затраты на реализацию проекта

Заключение

Приложение А

Руководитель ВКР Н. В. Дулесова

(подпись)

(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению Е.В. Кондратьев

(подпись)

(инициалы и фамилия)

«05» февраля 2024 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка схемы внешнего электроснабжения ООО «УК Разрез Бейский» и реконструкция схемы ОРУ-110 ПС 220 кВ Абакан-районная содержит 58 страниц текстового документа, 15 таблиц, 29 использованных источников.

ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Объект исследования – ПС 220/110/10кВ «Абакан-районная» и ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский».

Предмет исследования – методы выбора электрооборудования, расчета токов короткого замыкания и электрических нагрузок.

Методы исследования – использование комплекса методов системного анализа и обобщения нормативных, научных и практических материалов, формально-логический, структурно-функциональный методы исследования.

Цель данной работы является реконструкция ОРУ-110кВ ПС 220/110/10кВ «Абакан-районная» с подключением ВЛ-110кВ для электроснабжения ООО «УК «Бейский разрез».

Исходя из поставленной цели, в работе решаются следующие задачи:

1. произвести анализ существующей схемы электроснабжения ПС 220/110/10кВ «Абакан-районная»;
2. рассчитать токи нормального и утяжеленного режима путем определения электрических нагрузок отходящих присоединений;
3. рассчитать токи короткого замыкания и выбрать оборудование ОРУ-110кВ ПС 220/110/10кВ «Абакан-районная»;
4. произвести проектирование и выбор оборудования ВЛ-110кВ для электроснабжения ООО «УК «Бейский разрез»;
5. Рассчитать уставки релейной защиты ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Бейский разрез»;
6. определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

Практическая значимость работы обусловлена необходимостью расширения ОРУ-110кВ ПС 220/110/10кВ «Абакан-районная» для подключения ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Бейский разрез», а также замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования ОРУ-110кВ ПС 220/110/10кВ «Абакан-районная».

Область применения – результаты работы могут быть использованы для реконструкции ОРУ-110кВ и проектирования ВЛ-110кВ аналогичного типа.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Development of an external power supply scheme for power receiving devices of LLC "UK Razrez Bei-sky" and reconstruction of the open switchgear-110 scheme of the 220/110/10 kV substation "Abakan-rayonnaya" contains 58 pages of text document, 15 tables, 29 used sources.

OPEN SWITCH DEVICE, SHORT CIRCUIT, RELAY PROTECTION, LIGHTNING PROTECTION, GROUNDING

The object of the study is the 220/110/10 kV substation “Abakan-rayonnaya” and the 110 kV overhead line “Abakan-rayonnaya” - LLC “UK “Razrez Beisky”.

The subject of the research is methods for selecting electrical equipment, calculating short circuit currents and electrical loads.

Research methods - the use of a set of methods for system analysis and generalization of normative, scientific and practical materials, formal-logical, structural-functional research methods.

The purpose of this work is the reconstruction of the 110 kV outdoor switchgear of the 220/110/10 kV substation "Abakan-rayonnaya" with the connection of a 110 kV overhead line for power supply to LLC "MC Beysky Razrez".

Based on the goal, the following tasks are solved in the work:

1. analyze the existing power supply scheme of the 220/110/10 kV substation “Abakan-rayonnaya”;
2. calculate normal and heavy-duty currents by determining the electrical loads of outgoing connections;
3. calculate short-circuit currents and select equipment for outdoor switchgear-110 kV SS 220/110/10 kV “Abakan-rayonnaya”;
4. design and select equipment for 110 kV overhead lines for power supply to LLC Management Company Beysky Razrez;
5. Calculate the relay protection settings for the 110 kV overhead line “Abakan-rayonnaya - Beysky Razrez Management Company LLC”;
6. determining the economic efficiency of investments in the reconstruction and modernization of the network.

The practical significance of the work is due to the need to expand the 110 kV outdoor switchgear of the 220/110/10 kV "Abakan-rayonnaya" substation to connect the 110 kV "Abakan-rayonnaya - LLC" Management Company "Beysky Razrez" overhead line, as well as to replace the obsolete and physically worn-out equipment of EUR-110 kV substation 220/110/10 kV “Abakan-rayonnaya”.

Scope of application - the results of the work can be used for the reconstruction of 110 kV outdoor switchgear and the design of 110 kV overhead lines of a similar type.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика объекта	7
1.1 Общая характеристика подстанции «Абакан-районная».....	7
1.2 Описание схемы электрических соединений ОРУ-110кВ и существующего оборудования	9
1.3 Местонахождение и климатические условия района проектирования	12
2 Аналитическая часть.....	13
2.1 Расчет электрических нагрузок	13
2.2 Выбор сечения ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский».....	15
2.3 Расчет токов короткого замыкания	16
2.4 Выбор оборудования ОРУ-110кВ ПС «Абакан-районная»	22
2.4.1 Выбор выключателей.....	22
2.4.2 Выбор разъединителей	25
2.4.3 Выбор трансформаторов тока.....	25
2.4.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	28
2.4.5 Выбор гибких токопроводов.....	29
2.4.6 Выбор изоляторов	30
2.5 Защита ОРУ-110кВ от прямых ударов молнии	31
2.6 Расчет сети заземления ОРУ-110кВ	33
2.7 Выбор оборудования ВЛ-110 кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский»	36
2.7.1 Выбор типов опор	36
2.7.2 Выбор изоляторов	39
2.7.3 Расстановка опор по профилю трассы	40
2.8 Релейная защита и автоматика ВЛ-110кВ	42
3 Организационно – экономическая часть	45
3.1 Затраты на реализацию проекта	45
Заключение.....	50
Список использованных источников	51
Приложение А	56

ВВЕДЕНИЕ

В 2023 году были разработаны схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2024 – 2029 годы. Важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Сибирского федерального округа. Это связано с тремя причинами, стимулирующими рост энергопотребления: интенсивное промышленное освоение территорий Восточно-Сибирского экономического района; внутренняя политика государства, направленная на демографический прирост населения и развитием научно-технического прогресса.

Все это требует развития и переоснащения существующих электроэнергетических систем, внедрения новых технологий и современного оборудования этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В данной работе рассматривается развитие электрических сетей напряжением 110 кВ ПАО «Россети» в связи со строительством ВЛ 110 кВ ООО «УК «Разрез Бейский».

Электроснабжение горных предприятий имеет ряд особенностей, а именно удаленность от электрических сетей, пропускная способность существующих сетей не позволяет обеспечить электроэнергией предприятия, качество электрической энергии не удовлетворяет требованиям [1], высокие потери напряжения в сетях.

Актуальность данной работы заключается в том, что надежность электроснабжения потребителей в связи с ростом нагрузок не удовлетворяют требуемым значениям, что связано со схемой питания ПС «Возжаевка» и ПС «Ромны» от одноцепных ВЛ напряжением 110 кВ, решением данной проблемы является создание дополнительной связи между ПС «Ромны» и ПС «Хвойная». Повышение надежности электроснабжения позволит снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии и от штрафных санкций связанных с отключением потребителей. Увеличение объемов добычи требуют дополнительных мощностей электрической энергии.

Целью данной работы является проектирование системы электроснабжения ООО «УК «Бейский разрез» и реконструкция ОРУ-110кВ ПС 220/110/10кВ «Абакан-районная».

К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения проектируемой ВЛ, выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения на ПС «Абакан-районная» в связи с реконструкцией. В данной работе выполнены следующие задачи: выбор основного электротехнического оборудования на ПС и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

1 Характеристика объекта

1.1 Общая характеристика подстанции «Абакан-районная»

Установленная мощность подстанции «Абакан районная» как как энерго-объекта составляет 400 МВА. Подстанция введена в промышленную эксплуатацию в 1964 году. Это узловая подстанция, обеспечивающая электроэнергией столицу Хакасии город Абакан, а также город Черногорск и прилегающие к ним районы. Данный питающий центр обеспечивает электроэнергией ряд подстанций напряжением 110 кВ, а также угольные разрезы и шахты Хакасии. В числе крупных потребителей подстанции – Черногорский угольный разрез. Кроме того, от подстанции 220 кВ «Абакан–Районная» осуществляется резервное питание системы собственных нужд подстанции 500 кВ «Абаканская».

Подстанция 220 кВ «Абакан-Районная» имеет связи со следующими питающими и отходящими линиями:

- 1) воздушная линия 220 кВ Д-67/68 «Абакан-Районная – Абаканская 500»;
- 2) воздушная линия 220 кВ Д-69 «Абакан-Районная – Абаканская 500», III цепь;
- 3) воздушная линия 220 кВ Д-61 «Абакан-районная – Абаканская ТЭЦ» (АСО-400, 9,69 км);
- 4) воздушная линия 220 кВ Д-65 «Сора – Абакан-районная, I цепь» (АСО-500, 77,879 км);
- 5) воздушная линия 220 кВ Д-66 «Сора – Абакан-районная, II цепь» (АСО-500, 77,82 км);
- 6) воздушная линия 110 кВ С–98 электрическая подстанция «Абакан – Районная» – электрическая подстанция «Райково» с отпайкой на электрическую подстанцию «Абаканская 500» (АС-185, АС-70, 18,57 км);
- 7) воздушная линия 110 кВ С–87 электрическая подстанция «Абакан-

Районная» – электрическая подстанция «Западная»;

8) воздушная линия 110 кВ С – 89/90 электрическая подстанция «Абакан-Районная» – электрическая подстанция «КСК»;

9) воздушная линия 110 кВ С–303/304 электрическая подстанция «Абакан-Районная» – электрическая подстанция «Абаканская ТЭЦ»;

10) воздушная линия 110 кВ С–99/100 электрическая подстанция «Абакан-Районная» – электрическая подстанция «Южная».

Существующая схема, представленная в Приложении А, включает в себя следующие основные структурные единицы:

1) автотрансформаторы: 2×АТДЦТН 200МВА;

2) ОРУ–220 кВ (6 питающих линий, без резервных ячеек ОРУ) выполненная ПО схеме 220-12 (Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин) – применяется в РУ с 5-ю и более присоединениями, недопускающая даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы [2]; реконструкция ОРУ–220 кВ проводилась 11 лет назад, в результате которой были заменены выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения;

3) ОРУ–110кВ (10 отходящих линий, без резервных ячеек ОРУ), выполненное ПО схеме, аналогичной ОРУ–220 кВ, –110–12 (Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин) с подобным набором оборудования, только на напряжение 110 кВ;

4) ЗРУ–10 кВ (7 отходящих линий и 2 резервные ячейки), в нем применена схема с одной секционированной системой шин. Присутствуют ячейки с выкатными элементами выключателей напряжением 10 кВ.

На каждом РУ секционный выключатель имеет устройство АВР включается при обесточивании одной рабочей секции.

Сведения о максимальной нагрузке потребителей электрической энергии сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Сведения о нагрузках ПС 220/110/10 «Абакан-Районная»

Присоединение	Максимальная активная мощность $P_{\text{макс}}$, МВт
ВЛ-110кВ	
С-303	65
С-304	65
С-89	15
С-90	15
С-87	15
С-88	15
С-99	70
С-100	50
С-98	30
ВЛ-220кВ	
Д-61	16
Д-66	45
Д-65	50
Д-67	35
Д-68	35
Д-69	35

1.2 Описание схемы электрических соединений ОРУ-110 кВ и существующего оборудования

ОРУ–110 комплектуется из блоков. Количество и тип блоков ОРУ выбираются в зависимости от номинального напряжения и главной схемы электрических соединений подстанции. Блоки можно применять как при новом строительстве подстанций, так и при реконструкции ОРУ.

Блочная компоновка ОРУ 110 кВ позволяет проводить ремонт и техническое обслуживание выключателей, измерительных трансформаторов, разъединителей и других аппаратов с применением автокранов или гидроподъемников, преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений. Также облегчает подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ [2, 3, 4, 5].

Ошиновка ОРУ–110 кВ выполнена гибкими сталеалюминевыми проводами АС 300/39. Соединение проводов в ответвлениях предусмотрено при помощи соответствующих прессуемых зажимов. Спуски к аппаратам выполняются

на 6–8% длиннее, чем расстояние между точкой соединения проводов и зажимом аппарата. Присоединение проводов к аппаратам осуществляется с использованием соответствующих прессуемых аппаратных зажимов.

Спаренные провода смонтированы на расстоянии 120 мм и фиксируются про помощи стандартных распорок, устанавливаемых через 5-6м.

Межполюсное расстояние всех аппаратов принято в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей и типовых материалов.

Количество и типы коммутационных аппаратов:

а) выключатели:

1) МКП–110м–630–20У1 – 9шт;

2) МКП–110м–1000–20У1 – 4 шт.

б) разъединители:

1) РНДЗ1Б–110–630 – 9шт;

2) РДЗ1–110/1000Н – 1шт;

3) РДЗ22–110/1000Н – 1шт;

4) РНДЗ–1Б–35/630 – 30 шт.

в) трансформаторы тока ТФЗМ110Б-I ХЛ1 в количестве 32 шт.;

г) трансформаторы напряжения НКФ–110–83 в количестве 9 шт.

Выключатели типа МКП–110 – масляный, камерный, подстанционный [6].

Сейчас эти выключатели уже не производятся, поскольку вытеснены другими типами подобных устройств. Но они по-прежнему эксплуатируются на подстанциях напряжением 35–220 кВ. В них имеется АПВ (автоматическое повторное включение), может устанавливаться пневматический или электромагнитный привод. Несмотря на простоту конструкции и независимость от атмосферных явлений, у них все же большая взрыво–и пожаро- опасность, использование больших объёмов масла и, как следствие, большие размеры, большая масса таких выключателей, а также необходимость в содержании масляного хозяйства. В процессе эксплуатации наблюдается значительный износ контактов, поверхностное

обугливание перегородок дугогасительной камеры, увеличение сечения дутьевых каналов.

Разъединители типа РНДЗ–110 – это давнее поколение разъединителей, трехполюсные, с рычажным приводом типа ПР-90, для установки на горизонтальной поверхности [7]. Полюс разъединителя выполнен в виде двухколонкового аппарата с разворотом главных ножей в горизонтальной плоскости и состоит из цоколя, изоляционных колонн, токоведущей системы и заземляющего устройства. Часто изоляция у них не выдерживает более высокие испытательные напряжения грозового импульса относительно земли и между полюсами, а контактные ножи в виде медных шин подвержены коррозии и ничем не покрыты.

Трансформаторы тока типа ТФЗМ–110 – однофазный масляный однокаскадный измерительный с внешней фарфоровой изоляцией [6]. Трансформаторы напряжения типа НКФ-110-83 – однофазный масляный каскадный одноблочный в фарфоровой крышке [7].

Все эти измерительные трансформаторы имеют литую изоляцию, большие габаритные размеры и вес, наличие масла внутри устройства, высокий уровень шума и пожароопасность, имеется необходимость наличия специального заграждения для защиты другого оборудования, а также аварийной емкости масла.

Все эти измерительные трансформаторы имеют литую изоляцию, большие габаритные размеры и вес, наличие масла внутри устройства, высокий уровень шума и пожароопасность, имеется необходимость наличия специального заграждения для защиты другого оборудования, а также аварийной емкости масла.

Все перечисленные недостатки, несмотря на известные достоинства основного оборудования ОРУ–110 кВ обуславливают его замену на более современные типы устройств, лучших во многих отношениях по своим техническим характеристикам.

1.3 Местонахождение и климатические условия района проектирования

Объект проектирования расположен по адресу: Республика Хакасия, Усть-Абаканский район, село Ташеба. Климат Республики Хакасия резко-континентальный, который характеризуется коротким жарким летом и продолжительной зимой, с значительными суточными колебаниями температуры. В течении года преобладает юго-западный ветер.

Климатические условия района проектирования:

- климатический подрайон – III;
- абсолютная минимальная температура воздуха – -47°C ;
- средняя скорость ветра за зимний период – 4,8 м/с;
- максимальная скорость ветра – 2,3 м/с;
- гололёдный район – III;
- расчетный вес снегового покрова – 1 кПа (III снеговой район);
- нормативная ветровая нагрузка – (IV ветровой район);
- нормативная глубина промерзания – 3м;
- сейсмичность района – 7 баллов.

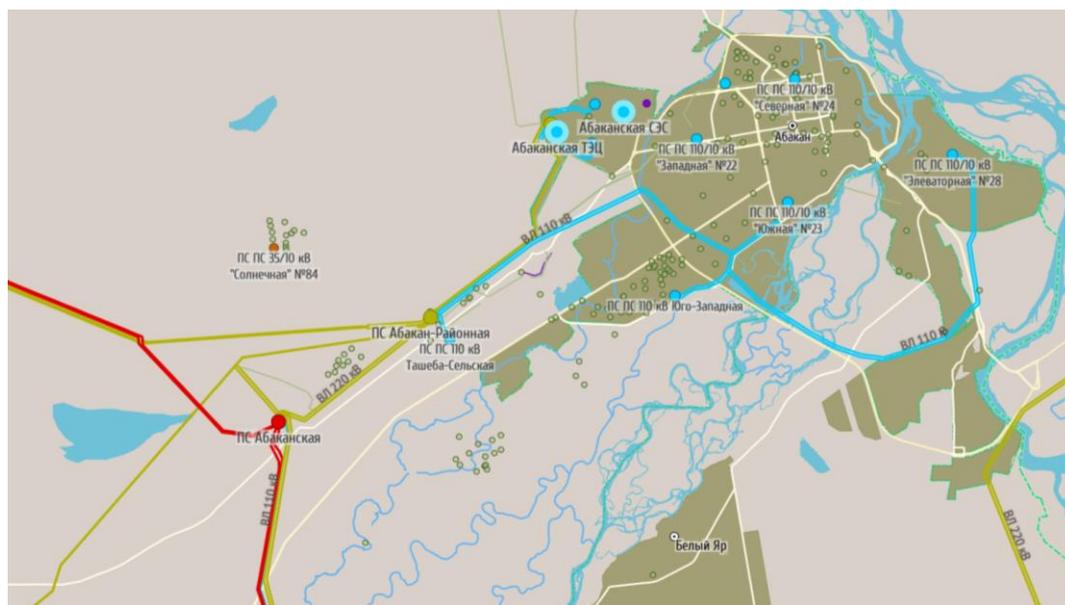


Рисунок 1.1 – Местонахождение объекта проектирования

2 Аналитическая часть

2.1 Расчет электрических нагрузок

Для выбора оборудования проектируемой подстанции необходимо определить максимальные электрические нагрузки потребителей. Ввиду отсутствия в исходных данных значений коэффициента мощности по потребителям, значение максимальной реактивной мощности определим по формуле:

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}, \quad (1)$$

где P_P – максимальная активная нагрузка ВЛ-110кВ;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$ – предельное значение коэффициент реактивной мощности, для ВЛ-110кВ $\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}=0,5$ [8].

Максимальное значение полной мощности определяется по формуле:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}. \quad (2)$$

По полученным значениям полной мощности определяем максимальный ток присоединения:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (3)$$

Произведем расчет максимальной нагрузки на примере ВЛ-110кВ С-98:

$$Q_{\text{макс}} = 30 \cdot 0,5 = 15 \text{ МВАр},$$

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{30^2 + 15^2} = 33,54 \text{ МВА},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{33,54}{\sqrt{3} \cdot 110} = 176,25 \text{ А.}$$

Также при подключении одной ВЛ-110кВ для электроснабжения ООО «УК «Разрез Бейский» максимальной мощностью 25 МВт. Произведем расчет максимального тока присоединения:

$$Q_{\text{макс}} = 25 \cdot 0,5 = 12,5 \text{ МВАр,}$$

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{25^2 + 12,5^2} = 27,95 \text{ МВА,}$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{27,95}{\sqrt{3} \cdot 110} = 146,88 \text{ А.}$$

Результаты расчета по остальным потребителям сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета максимальной нагрузки ОРУ-110кВ

Наименование ВЛ	$P_{\text{макс}}$, (МВт)	$Q_{\text{макс}}$, МВАр	$S_{\text{макс}}$, МВА	$I_{\text{макс}}$, А
С-303	65,0	32,5	72,67	381,88
С-304	65,0	32,5	72,67	381,88
С-89	15,0	7,5	16,77	88,13
С-90	15,0	7,5	16,77	88,13
С-87	15,0	7,5	16,77	88,13
С-88	15,0	7,5	16,77	88,13
С-99	70,0	35,0	78,26	411,26
С-100	50,0	25,0	55,90	293,76
С-98	30,0	15,0	33,54	176,25
Проектируемая ВЛ-110 «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский»	25	12,5	27,95	146,88
Итого по ОРУ-110кВ	365,0	182,5	408,08	2144,42

2.2 Выбор сечения ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский»

Сечение ВЛ определяется по экономической плотности тока [9]:

$$S = \frac{I_{\text{макс}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (4)$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормируемое значение экономической плотности тока.

Для проектируемой ВЛ-110кВ получаем:

$$S = \frac{146,88}{1} = 146,88 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке провод типа АС-150/24 – неизолированный стале-алюминевый провод выполнен из стального несущего сердечника сечением 24 мм² и алюминиевой жилой сечением 150 мм². Отношение сечения алюминия и стали в данном проводе равно 6,25. Физико-механические характеристики провода и грозозащитного троса представлены в таблице 2.2-2.3.

Таблица 2.2 – Физико-механические характеристики провода АС-150/24

Характеристика	Значение
Сечение, мм ²	
-алюминиевой части	24,24
-стальной части	148,86
-всего провода	173,10
Наружный диаметр, мм	17,1
Число и диаметр проволок, шт.мм	
-алюминиевых	7x2,1
-стальных	26x2,7
Модуль упругости, даН/мм ²	8250

Окончание таблицы 2.2

Предел прочности при растяжении, даН/мм ²	160-195
Разрывное усилие провода, даН	5227,9
Температурный коэффициент линейного удлинения, град ⁻¹	19,2·10 ⁻⁶
Вес провода, кг/км	599

Таблица 2.3 – Физико-механические характеристики грозозащитного троса

Условное обозначение	Расчетное сечение, мм ²	Число проволок и их диаметр, мм	Диаметр каната, мм	Масса, кг/км
С-50	48,64	1·1,9+18·1,8	9,1	418

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

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

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Данный расчет токов КЗ проводился для выбора оборудования на ОРУ-110кВ ПС-220/110/10 «Абакан-районная» в связи с реконструкцией и расчета защита на вновь проектируемой ВЛ-110кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский». Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 2.1.

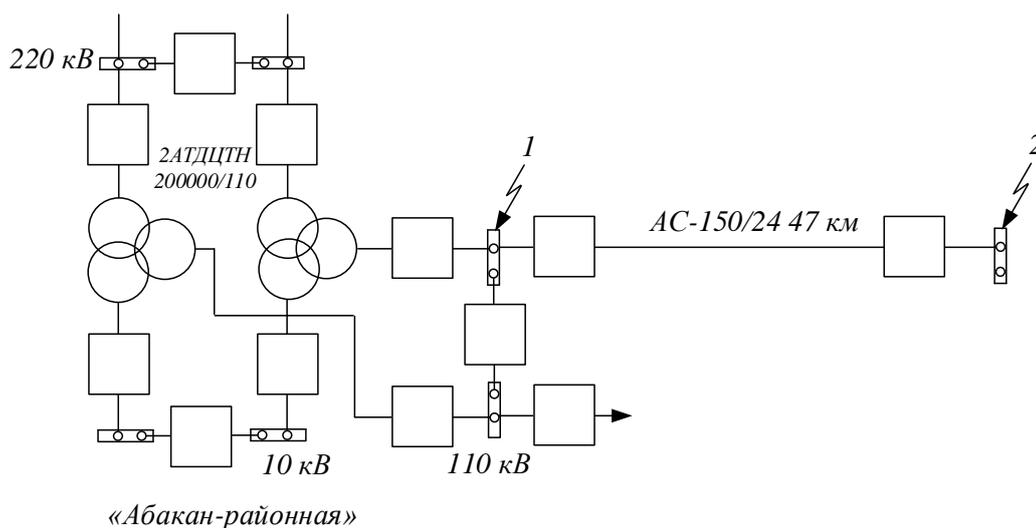


Рисунок 2.1 – Расчетные точки короткого замыкания

В качестве источников для подпитки места короткого замыкания будут учтены узлы нагрузки на шинах среднего напряжения подстанции. На рисунке 2.2 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания.

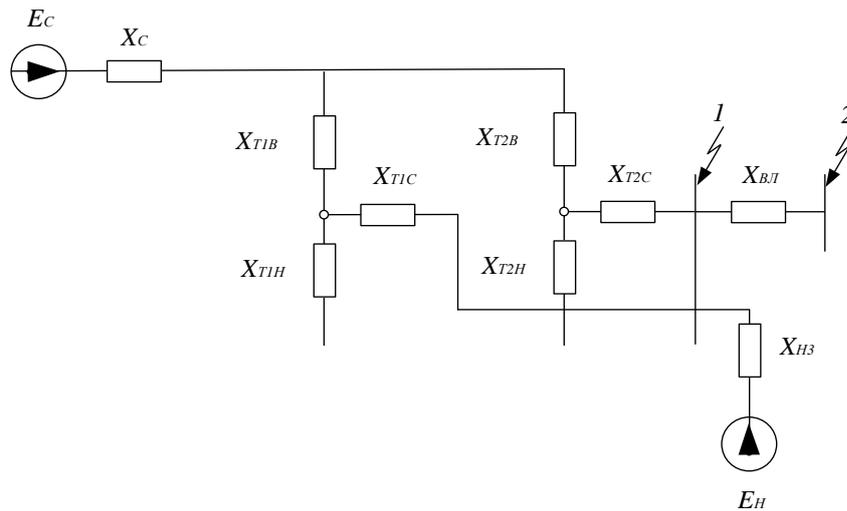


Рисунок 2.2 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания будем производить в относительных единицах, принимаем базисную мощность равную $S_B=100$ МВА. Базисное напряжение $U_B=115$ кВ.

Определяем базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Параметры энергосистемы:

$$E_C = 1 \text{ о. е.,}$$

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}}, \tag{5}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания.

$$X_C = \frac{100}{600} = 0,17 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (6)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания, для трехобмоточного трансформатора определяется по формулам:

$$u_{k.B} = 0,5 \cdot (u_{k.BC} + u_{k.BH} - u_{k.CH}), \quad (7)$$

$$u_{k.C} = 0,5 \cdot (u_{k.BC} + u_{k.CH} - u_{k.BH}), \quad (8)$$

$$u_{k.H} = 0,5 \cdot (u_{k.BH} + u_{k.CH} - u_{k.BC}). \quad (9)$$

Для трансформатора АДЦТН-200000/220 согласно выражений (6)-(9) получаем:

$$u_{k.B} = 0,5 \cdot (11 + 32 - 20) = 11,5\%,$$

$$u_{k.C} = 0,5 \cdot (11 + 20 - 32) = -0,5\%,$$

$$u_{k.H} = 0,5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20,5\%,$$

$$X_{T1B} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{200} = 0,0575 \text{ о. е.},$$

$$X_{T1C} = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{100}{200} = -0,0025 \text{ о. е.},$$

$$X_{T1H} = \frac{20,5}{100} \cdot \frac{100}{200} = 0,1025 \text{ о. е.}$$

Параметры нагрузки:

$$E_H = 0,85 \text{ о. е.},$$

$X_H = 0,35 \text{ о. е.}$ – при расчете КЗ в начальный момент времени.

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (10)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление воздушной линии;
 l – длина воздушной линии.

$$X_{ВЛ} = 0,42 \cdot 47 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,149 \text{ о. е.}$$

Произведем упрощение схемы замещения:

$$X_1 = X_C + \frac{X_{Т1В} + X_{Т1С}}{2} = 0,17 + \frac{0,0575 - 0,0025}{2} = 0,198 \text{ о. е.}$$

Схема замещения после первого упрощения изображена на рисунке 2.3.

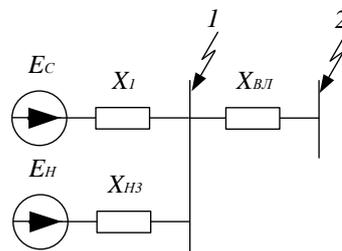


Рисунок 2.3 – Схема замещения после первого упрощения

Производим второе упрощение схемы замещения:

$$E_{ЭКВ} = \frac{E_C \cdot X_H + E_H \cdot X_1}{X_H + X_1} = \frac{1 \cdot 0,35 + 0,85 \cdot 0,198}{0,35 + 0,198} = 0,946 \text{ о. е.},$$

$$X_{ЭКВ.К1} = \frac{X_1 \cdot X_H}{X_1 + X_H} = \frac{0,35 \cdot 0,198}{0,35 + 0,198} = 0,126 \text{ о. е.}$$

Схема замещения после второго упрощения изображена на рисунке 2.4.

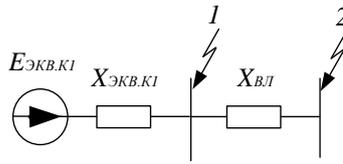


Рисунок 2.4 – Схема замещения после второго упрощения

Ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$I_K^{(3)} = I_B \cdot \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (11)$$

$$I_{K1}^{(3)} = 502 \cdot \frac{0,946}{0,126} = 3769 \text{ А.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К2:

$$X_{ЭКВ.К2} = X_{ЭКВ.К1} + X_{ВЛ} = 0,126 + 0,149 = 0,275 \text{ о. е.},$$

$$I_{K2}^{(3)} = 502 \cdot \frac{0,946}{0,275} = 1727 \text{ А.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} \quad (12)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3769 = 3260 \text{ А,}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1727 = 1494 \text{ А.}$$

Расчет ударного тока:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot K_{уд}, \quad (13)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый по [9] ориентировочно в зависимости от места короткого замыкания.

$$i_{уд,К1} = \sqrt{2} \cdot 3260 \cdot 1,717 = 7892 \text{ А.}$$

Расчет апериодической составляющей тока КЗ в момент времени:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (14)$$

где τ – время действия РЗ + собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, согласно [9] для шин 110 кВ составляет 0,03.

$$i_{ат,К1} = \sqrt{2} \cdot 3260 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,03}} = 529 \text{ А.}$$

2.4 Выбор оборудования ОРУ-110кВ ПС «Абакан-районная»

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 2.1. Произведем выбор оборудования для присоединения к силовому трансформатору.

2.4.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [10]:

$$U_{НОМ} \geq U_{Н.СЕТИ}, \quad (15)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{макс}. \quad (16)$$

После чего выключатель должен быть проверен по термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (17)$$

где $I_{ТЕР}$ – ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ – время термической стойкости,

B_K – интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{уд} \quad (17)$$

где $i_{ПРСКВ}$ – предельный сквозной ток;

$i_{ДИН}$ – ток электродинамической стойкости аппарата.

Определим значение интеграла Джоуля:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) = 3,26^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 6,70 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем выключатель типа ВГБУ-110 II - 40/2000 У1 – выключатель элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока предназначен для выполнения коммутационных операций (в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4) при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50Гц. Выключатель предназначен для работы в следующих условиях:

- нормальные значения климатических факторов внешней среды в соответствии с [11] и [12] для климатического исполнения У - категории размещения 1.

При этом:

а) рабочее значение температуры окружающего воздуха:

- верхнее – плюс 40 °С,

- нижнее – минус 45 °С;

б) окружающая среда - не содержащая химически активных разъедающих оболочек и опасных в отношении взрыва примесей (содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа II по [11]).

Выключатель пригоден для работы в условиях:

- наибольшая высота над уровнем моря – не более 1000 м;

- допустимое натяжение проводов:

а) в горизонтальной плоскости – 1000 Н(100 кгс);

б) вертикально вниз – 750 Н (75 кгс).

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток, А	2000	1471,0	$I_{НОМ} \geq I_{МАКС}$
Номинальный ток включения, кА	40	3,26	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения, кА	102	7,89	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения, кА	40	3,26	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	18	0,5	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток, кА	102	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, кА ² .с	4800	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

2.4.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [3].

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РГП-110/2000 ХЛ1 – разъединитель для наружной установки горизонтально-поворотного типа с заземляющими ножами, номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток, А	2000	1471,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток, кА	80	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, МА ² ·с	2,790	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

2.4.3 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}}. \quad (18)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{К}}=0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (19)$$

где ρ – удельное сопротивление, для меди – $0,017$ Ом·мм²/м;

l – длина соединительных проводов, принимается равным 75 м;

F – сечение соединительного провода, по условию механической прочности минимальное сечение медного провода должно быть $2,5$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,017 \cdot 75}{2,5} = 0,51 \text{ Ом}.$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2}, \quad (20)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток трансформатора тока.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс СЕ303 фирмы АО «Энергомера». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	СЕ303	0,12
Счетчик РЭ		
Итого:		1,62

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПР}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,065 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,065 + 0,71 + 0,1 = 0,875 \text{ Ом.}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОЛ-110 Ш, с номинальным током первичной обмотки 1500 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Проверка выбранного трансформатора тока

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток, А	1500	1471,0	$I_{НОМ} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток, кА	126	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, МА ² ·с	13,872	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка, Ом	20	0,875	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

2.4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [7]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2НОМ} \geq S_2, \quad (21)$$

где $S_{2НОМ}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 – нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	СЕ303	2	1
Счетчик РЭ			
Итого:			32

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ-110. Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения с расчетными данными приведен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Проверка выбранного трансформатора напряжения

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	32 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

2.4.5 Выбор гибких токопроводов

Шины выбираются по допустимому току, таким образом применяем два провод АС-400/51 с длительно допустимым током 1650 А.

Выбранный гибкий токопровод должен быть проверен на электродинамическую стойкость (схлестывание), так как ток КЗ на шинах РУ-110кВ равняется 3,26 кА необходимость проверки отсутствует [3].

Следующим шагом производится проверка на «корону» по условию:

$$0,9E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (22)$$

где E_0 – критическая напряженность электрического поля, кВ/см и рассчитывается по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (23)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, $m=0,82$;

r_0 – радиус провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 31,18 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}} \quad (24)$$

где D – расстояние между фазами.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,375 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,375}} = 12,77 \text{ кВ/см}$$

По формуле (22) производится проверка:

$$0,9 \cdot 31,18 = 28,06 \text{ кВ/см} \geq 1,07 \cdot 12,77 = 13,66 \text{ кВ/см}$$

Условие выполняется.

2.4.6 Выбор изоляторов

Для 2-й степени загрязнения рекомендуется выбирать открытое исполнение распределительных устройств. Нормированная эффективная удельная длина пути утечки для поддерживающих гирлянд порталов и воздушных линий: $\lambda_3 = 2,00 \text{ см/кВ}$;

Для выбора размера изоляционной конструкции определяется требуемая длина пути утечки по формуле:

$$L = \lambda_3 \cdot k \cdot U_{\text{max.раб}}, \quad (25)$$

где k – поправочный коэффициент для различных условий и изоляторов;

$U_{\text{max.раб}}$ – наибольшее рабочее межфазное напряжение, $U_{\text{max.раб}} = 126 \text{ кВ}$.

Длина утечки для внешней изоляции электрооборудования:

$$L_2 = 2,0 \cdot 1,2 \cdot 126 = 302,4 \text{ см.}$$

Выбирается опорный стержневой кремнийорганический ОСК 10-110-Г-3 УХЛ1. Параметры выбранного изолятора занесены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Параметры ОСК 10-110-Г-3 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	Минимальная разрушающая сила при изгибе, кН	Длина пути утечки, см	Масса, кг
110	550	10	315	35

Выбор остального оборудования сведен в Приложение А.

2.5 Защита ОРУ-110кВ от прямых ударов молнии

Согласно ПУЭ, открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний. Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельностоящего 110 кВ – 19 метров.

Эффективная высота молниеотвода [13]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \tag{26}$$

где h – высота молниеотвода.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)}, \quad (27)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

$$r_x = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{22}{7} = 15,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{сх}} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}}, \quad (28)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{15,9 - 11}{1 + \frac{11}{15,9}} = 4,6 \text{ м.}$$

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Параметры зон молниезащиты

Пара молниеотводов	L , м	H , м	$h_{эф}$, м	h_c , м	r_0 , м	r_x , м	r_{cx} , м
1-2	36	19	16,15	13,9	20,18	8,1	2,5
2-3	36	19	16,15	13,9	20,18	8,1	2,5
3-4	27	19	16,15	15,1	20,18	8,1	3,8
4-5	27	19	16,15	15,1	20,18	8,1	3,8
1-6	24	19	16,15	15,6	20,18	8,1	4,3
6-11	22	19	16,15	15,9	20,18	8,1	4,6
11-12	36	19	16,15	13,9	20,18	8,1	2,5
12-13	36	19	16,15	13,9	20,18	8,1	2,5
13-14	27	19	16,15	15,1	20,18	8,1	3,8
14-15	27	19	16,15	15,1	20,18	8,1	3,8
5-10	24	19	16,15	15,6	20,18	8,1	4,3
10-15	22	19	16,15	15,9	20,18	8,1	4,6

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части дипломного проекта.

2.6 Расчет сети заземления ОРУ-110кВ

Согласно [14] сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ОРУ-110кВ 51×126 м.

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (126 + 3) \cdot (51 + 3) = 6966 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов: $d=0,022$ м.

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2.$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,26^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,79 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

где I_M – максимальный ток короткого замыкания (кА)

T – предельное время работы защиты (сек)

β – коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k, \quad (29)$$

где a_k, b_k, c_k, d_k – вспомогательные коэффициенты.

$$S_{\text{ср}} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1.$$

Минимальное сечение по коррозионной стойкости:

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (S_{\text{ср}} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{nn} = 5$ м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Pi} = \frac{(A + 3)}{l_{\Pi\Pi}} \cdot (B + 3) + \frac{(B + 3)}{l_{\Pi\Pi}} \cdot (A + 3), \quad (30)$$
$$L_n = \frac{(126 + 3)}{5} \cdot (51 + 3) + \frac{(51 + 3)}{5} \cdot (126 + 3) = 2980,8 \text{ м.}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2980,8}{2 \cdot \sqrt{6966}} = 17,26.$$

Принимаем число ячеек: $m=17$. Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{6966}}{17} = 5,08 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m + 1) = 2 \cdot \sqrt{6966} \cdot (17 + 1) = 3107,7 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\text{г}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{6966}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 24,49 \approx 25 \text{ шт.}$$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_{\text{г}}=4$ м. Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \cdot \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_B \cdot n_B} \right), \quad (31)$$

где A – вспомогательный коэффициент.

$$R_C = 50 \cdot \left(0,42 \cdot \frac{1}{\sqrt{6966}} + \frac{1}{2980,8 + 4,0 \cdot 25} \right) = 0,442.$$

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{6966}}{(21 + 320) \cdot (3,26 + 45)}} = 1,09.$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{И} = R_C \cdot \alpha_{И} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ Ом.}$$

Сопротивление не превышает максимального значения следовательно расчет проведен верно.

2.7 Выбор оборудования ВЛ-110 кВ «Абакан-районная – ООО «УК «Разрез Бейский»

2.7.1 Выбор типов опор

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раза в 10 лет.

Исходя из расчетного сечения провода АС-150/24 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор [4]:

Опора анкерная угловая – У 110;

Опора промежуточная – П 110.

Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом.

Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Нагрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p}, \quad (32)$$

где $g = 9,81$ м/сек²;

G_0 – масса 1 м провода;

F_p – расчетное сечение провода.

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,499}{174 \cdot 10^{-6}} = 28,68 \text{ кПа/м.}$$

Нагрузка от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p}, \quad (33)$$

где b – толщина стенки гололеда;

g_0 – плотность льда;

d – диаметр провода.

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,02)}{174 \cdot 10^{-6}} = 107,31 \text{ кПа/м.}$$

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 28,68 + 107,31 = 135,99 \text{ кПа/м.}$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p}, \quad (34)$$

где a – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, $a = 0,81$;

q_{\max} – скоростной напор ветра, $q_{\max} = 650$ Па;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$;

k_q – поправочный коэффициент, $k_q = 1,15$.

$$\gamma_4 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 1,15 \cdot 0,0149}{174 \cdot 10^{-6}} = 38,29 \text{ кПа/м.}$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом:

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p}, \quad (35)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,02)}{174 \cdot 10^{-6}} = 25,08 \text{ кПа/м.}$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{28,68^2 + 38,29^2} = 47,84 \text{ кПа/м.}$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{135,99^2 + 25,08^2} = 138,28 \text{ кПа/м.}$$

Рассчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

2.7.2 Выбор изоляторов

Для подвески в поддерживающих гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-70/110 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70кН.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma} \cdot g'} \quad (36)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma} \cdot g'} \quad (37)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, $p_1 = 11,57$ кН/м, $p_7 = 107,53$ кН/м;

$l_{\text{вес}}$ – весовой пролет, 300 м;

G_{Γ} – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/110 УХЛ1 2,1 кг.

$$n_1 = \frac{70000}{107,53 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 3,7 \geq 2,7,$$

$$n_2 = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 34,4 \geq 5.$$

Для подвески в натяжных гирляндах применяем полимерные изоляторы марки ЛК 120/110-3 УХЛ1.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам:

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_r \cdot g\right)^2}}, \quad (38)$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_3 \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_r \cdot g\right)^2}}, \quad (39)$$

где $\sigma_{\gamma max}$ и σ_3 – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре.

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 174)^2 + \left(\frac{107,53 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 5,83 \geq 2,7,$$

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 174)^2 + \left(\frac{11,57 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 10,99 \geq 5.$$

В арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется. Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – прессуемые, т.к. сечение провода 150 мм².

2.7.3 Расстановка опор по профилю трассы

Перед расстановкой опор по профилю трассы необходимо построить шаблон, представляющий собой набор кривых: провисания провода, габаритную кривую и земляную кривую.

Построение указанных кривых производится по следующей зависимости (для кривой провисания провода):

$$f1(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2, \quad (40)$$

Для габаритной кривой:

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{\text{габ}} - h_{\text{габ}}, \quad (41)$$

Для земляной кривой:

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{\text{габ}} - h_{\text{габ}} - f_{\text{макс}}, \quad (42)$$

где σ – допустимое напряжение при среднегодовой температуре;

$\Delta h_{\text{габ}}$ – поправка на неточность подвески провода;

$h_{\text{габ}}$ – габарит до земли;

$f_{\text{макс}}$ – максимальная стрела провеса провода.

Шаблон для расстановки опор по профилю трассы представлен на рисунке 13. Расстановка опор производится следующим образом: на профиле трассы устанавливается начальная опора, далее к профилю прикладывается шаблон таким образом, чтобы точка пересечения земляной кривой с поверхностью земли совпадала с точкой основания первой опоры, при этом габаритная кривая должна касаться поверхности земли.

Пересечение земляной кривой с поверхностью земли является местом установки второй опоры, расстановка продолжается на протяжении всей трассы.

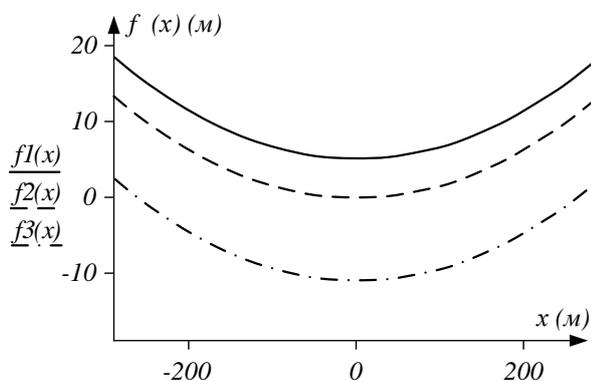


Рисунок 13 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

2.8 Релейная защита и автоматика ВЛ-110кВ

Основной защитой воздушных линий 110 кВ служат [15, 16, 17]:

- высокочастотная дифференциально-фазная защита;
- комплект ступенчатых защит (дистанционная защита, токовая отсечка) с передачей разрешающего или блокирующего сигналов;
- токовая защита нулевой последовательности;
- АПВ (для быстрого восстановления питания тупиковой ПС).

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления в сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны с большим временем; КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени) [18, 19].

В таблице 2.12 представлена карта уставок защиты воздушной линии.

Электрические принципиальные и логические схемы защит представлены в приложениях В-Д.

Таблица 2.12 – Карта уставок защит ВЛ-110кВ

Тип защиты	Параметр	Значение
Дифференциально-фазная защита линии	Блокирующий токовый орган с пуском по векторной разности фазных токов $I_{л\text{ бл уст}}$, А	330,33
	Отключающий токовый орган с пуском по векторной разности фазных токов $I_{л\text{ от уст}}$, А	429,43

	Блокирующий токовый орган с пуском по току обратной последовательности $I_{2 \text{ бл уст, А}}$	7,5
	Отключающий токовый орган с пуском по току обратной последовательности $I_{2 \text{ от уст, А}}$	15
	блокирующего токового органа с пуском по скорости изменения тока прямой последовательности $DI_{1 \text{ бл уст, А}}$	128
	органа сравнения фаз по углу блокировки $\Phi_{\text{бл}} = 50^\circ$	50^0
Дистанционная защита	первой ступени дистанционной защиты	21,31 Ом
	второй ступени дистанционной защиты	47,31 Ом
	Время срабатывания второй ступени	0,7 с
	третьей ступени ДЗ	99,32 Ом
	Время срабатывания третьей ступени	1,8 с
Токовая защита нулевой последовательности	Ток срабатывания первой ступени	2245,1 А
		1112 А
		0,7 с
		262 А
		1,8 А
Токовая отсечка	тока срабатывания	944 А
Автоматическое повторное включение	Время срабатывания первой ступени	0,8 с
	Время срабатывания второй ступени	16,1 с

Схема подключения внешнего электроснабжения изображена на рисунке 2.5.

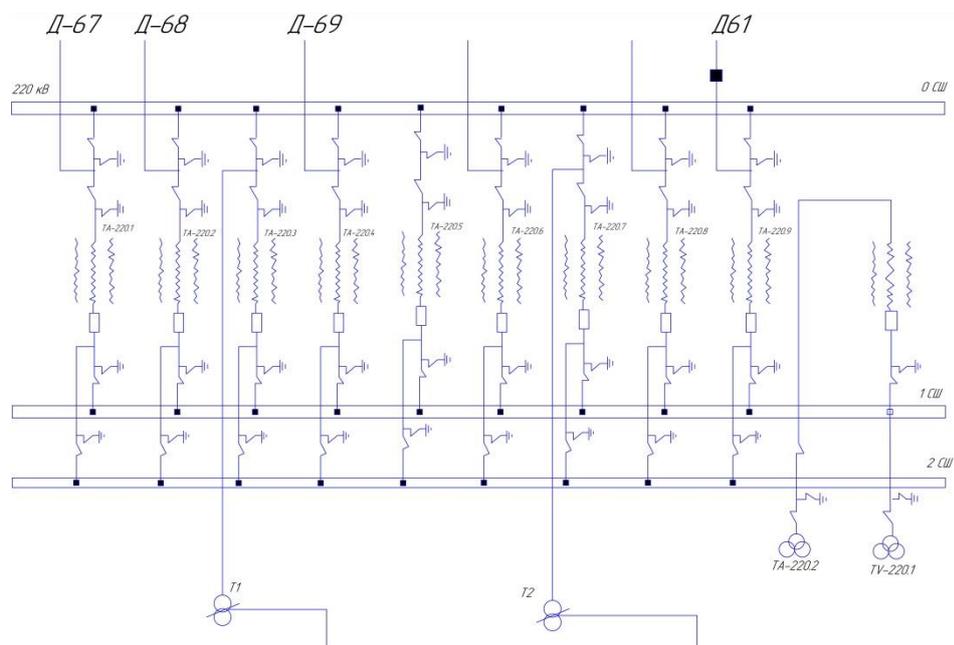


Рис. 2.5- Схема подключения внешнего электроснабжения

Д-67, Д68, Д-69 - это связь с ПС 500/220/110/10 Абаканская первый источник электроснабжения, и еще 1 линия связи с ТЭЦ (Д-61). Это все линии электропередачи, которые приходят на ОРУ -220кВ, откуда также отходят 2 линии 220кВ (на других потребителей). После чего происходит преобразование ЭЭ через трансформаторы, и энергия поступает на ОРУ 110кВ - реконструируем, с ОРУ-110кВ отходит одна ВЛ-110кВ - которую мы также реконструируем на электроснабжение разреза.

3 Организационно – экономическая часть

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

3.1 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}}, \quad (43)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{\text{ПС}}$ – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ПОСТ}}, \quad (44)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

- выкуп земли;
- благоустройство территории;
- подвод коммуникаций.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l, \quad (45)$$

где K_0 – удельная стоимость одного сооружения линии;

l – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$И_{\text{ЭКС}} = И_{\text{ЭКС.ВЛ}} + И_{\text{ЭКС.ПС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (46)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}}=0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт воздушной линии [13];

$\alpha_{\text{ЭКС.ПС}}=5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$И_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СЛ2}}}, \quad (47)$$

где $T_{\text{СЛ1}}=15$ лет – период службы для ВЛ;

$T_{\text{СЛ2}}=20$ лет – период службы для оборудования ПС.

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (48)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}=53,87$ руб/МВт·ч – удельная стоимость потерь электроэнергии [29]. (Согласно Приложение № 1 к приказу №10-Э управления государственного регулирования цен и тарифов Республики Хакасия от 27.12.2023).

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{КОР}}, \quad (49)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{\text{КОР}}$ – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot \tau, \quad (50)$$

где τ – время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ ч.}$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки [32].

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{25^2 + 12,5^2}{110^2} \cdot 9,59 \cdot 3410 = 2111,43 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии за год:

$$I_{\Delta W} = 2111,43 \cdot 53,87 \cdot 10^{-6} = 0,11 \text{ млн. руб./год.}$$

Определяем стоимость открытого распределительного устройства. Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2024 года (индекс цен на оборудование по отношению к ценам 1991 г. составляет 118,05 ед) [30].

Определяем стоимость распределительного устройства высокого напряжения, при расчете принимается стоимость одной ячейки элегазового выключателя и количество этих ячеек (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 1991 года):

$$K_{ру} = N_{яч110} \cdot K_{яч110} \cdot K_{инф} \cdot K_p, \quad (51)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 1991 года на 2024 год;

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3;

$N_{яч110}$ – количество ячеек выключателей 110 кВ;

$K_{яч110}$ – стоимость ячейки выключателя 110 кВ (в ценах 1991 года);

$$K_{ру} = 14 \cdot 0,29 \cdot 118,05 \cdot 1,3 = 781,41 \text{ млн. руб.}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p, \quad (52)$$

где $K_{пост}$ – стоимость постоянной части затрат (в ценах 1991 года) (млн.руб).

$$K_{пост} = 0,22 \cdot 118,05 \cdot 1,3 = 33,76 \text{ млн. руб.}$$

Определяем капиталовложение на реконструкцию ПС:

$$K_{ПС} = K_{ру} + K_{пост} = 781,41 + 33,76 = 815,17 \text{ млн. руб.}$$

Определяем капиталовложения на сооружение воздушной линии, проводом марки АС 150/24 и имеет протяженность 47,0 км:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot l) \cdot K_{инф} \cdot K_p, \quad (53)$$

где K_p - районный коэффициент;

K_0 - стоимость строительства 1 км ВЛ;

l - протяженность ВЛ.

$$K_{\text{ВЛ}} = 0,042 \cdot 47,0 \cdot 118,05 \cdot 1,4 = 326,24 \text{ млн. руб.}$$

Вычисляем общие капиталовложение на строительство ВЛ и реконструкцию ПС:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}} = 326,24 + 815,17 = 1141,41 \text{ млн. руб.}$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$\begin{aligned} I_{\text{ЭКС}} &= \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} = 0,008 \cdot 326,24 + 0,059 \cdot 815,17 = \\ &= 50,70 \text{ млн. руб./год.} \end{aligned}$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СЛ2}}} = \frac{326,24}{15} + \frac{815,17}{20} = 62,51 \text{ млн. руб./год.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе выполнено анализ и проектирование реконструкции открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ подстанции «Абакан-Районная» с целью обеспечения электроснабжения нового потребителя - ООО «УК «Разрез Бейский».

Для определения необходимой мощности и параметров оборудования был проведен расчет электрических нагрузок в рассматриваемом участке сети, в расчет были включены существующие нагрузки, а также прогнозируемая нагрузка от ООО «УК «Разрез Бейский». На основе полученных данных была выбрана оптимальная схема реконструкции ОРУ-110 кВ и определены параметры оборудования, необходимого для обеспечения надежного электроснабжения.

Разработка реконструкции ОРУ-110 кВ, включала в себя выбор: новых высоковольтных выключателей, соответствующих требованиям по коммутационной способности и надежности; комплекта трансформаторов тока и напряжения для измерения параметров сети; шинного моста.

Проведен расчет молниезащиты ОРУ-110 кВ подстанции «Абакан-Районная» с учетом реконструкции. - Определены оптимальные параметры молниезащитных устройств для обеспечения безопасности оборудования и персонала.

Проектирование новой линии электропередачи ВЛ-110 кВ для подключения ООО «УК «Разрез Бейский» к подстанции «Абакан-Районная», включала в себя выбор: сечения проводов; опор и изоляторов, соответствующие требованиям прочности и устойчивости к внешним нагрузкам (ветер, гололед) в условиях проектирования.

Определены уставки работы защит для проектируемой ВЛ-110 кВ, обеспечивающие селективность и быстроедействие при возникновении аварийных ситуаций. Рассмотрены различные виды защит, включая токовую, дистанционную и направленную, для обеспечения максимальной надежности и безопасности электроснабжения.

В экономической части проекта была проведена оценка эффективности инвестиций в реконструкцию сети, рассчитан дисконтированный срок окупаемости проекта, который составил 7,5 лет

Реализация проекта позволит обеспечить надежное электроснабжение ООО «УК «Разрез Бейский», что позволит увеличить объемы добычи угля и создать новые рабочие места в регионе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 19 с.
2. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции [Текст]: учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. – Электрон. Текстовые данные. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – 111 с.
3. Кокин С.Е. Проектирование подстанций распределительного электро сетевого комплекса [Текст]: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника» / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, Министерство образования и науки Российской Федерации, Национальный исследовательский университет «МЭИ». – Москва: Издательство МЭИ, 2018. – 231 с.
4. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. – 480 с.
5. ОРУ 110кВ. Открытое распределительное устройство [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tes.ru/solutions_oru/oru-110/ (дата обращения 05.04.2024).
6. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Текст]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. – М: «Инфра-Инженерия», 2018. – 148 с.
7. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Текст]: учебное пособие / Г.Н. Ополева. – М: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2018. – 416 с.
8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №380 от 23 июня 2015 года «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.

9. Латушкина Л.Л. Переходные процессы в электроэнергетических системах. Расчет токов короткого замыкания: учебное пособие для выполнения курсовой работы / Л.Л. Латушкина, А.С. Дулесов; Сибирский федеральный университет, ХТИ филиал СФУ. – Абакан, 2013. – 147 с.

10. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

11. ГОСТ ISO 9223- 2017. Коррозия металлов и сплавов. Коррозионная агрессивность атмосферы. Классификация, определение и оценка. – М.: Стандартинформ, 2018. – 23 с.

12. ГОСТ 15543.1-89. Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 27 с.

13. Базуткин В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.

14. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.

15. Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. для вузов / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 288 с.

16. Копьев В. Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения: учеб. пособие / В. Н. Копьев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 153 с.

17. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: учеб. для вузов / М. А. Шабад. – 5-е изд., испр. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2012. – 350 с.

18. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов / В. А. Андреев. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.

19. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. для студ. вузов, обуч. по курсу "Электроснабжение промышлен. предприятий" / Б. И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 671 с.
20. Шкаф дифференциально-фазной защиты линии типа ШЭ2607 083. Руководство по эксплуатации: ЭКРА.656453.029-03 РЭ. – Чебоксары: НПП «ЭКРА». – 122 с.
21. Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО НПП «ЭКРА»: СТО 56947007-29.120.70.032-2009. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 85 с.
22. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2007. – 640 с.
23. Чернобровов Н.В. Релейная защита энергетических систем / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
24. Дистанционная защита линий 35–330 кВ: РУ 7. – М.: Энергия, 1966. – 172 с.
25. Шкаф защиты линии и автоматики управления выключателем типа ШЭ2607016: ЭКРА.656453.050 РЭ. – Чебоксары: НПП «ЭКРА». – 110 с.
26. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ: ГОСТ 12965-85. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. – 48 с.
27. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ. Расчеты: РУ 12. – М.: Энергия, 1980. – 88 с.
28. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – М.: Энергмиздат, 1992. – 528 с.
29. Приказ Государственного Комитета энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия от 27 декабря 2023 года №10-Э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2024 год и на период с 2025 по 2028 годы».

30. Письмо Минстроя России от 22 марта 2024 года №16169-ИФ/09 «Об изменении сметной стоимости строительства на 1 квартал 2024 года».

31. Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей. – М.: ФСК ЕЭС, 2003. – 68 с.

32. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

Приложение А

Выбор оборудования ОРУ-110кВ

Таблица А.1

Тип	Номинальные параметры	Расчетные данные	Условия выбора и проверки	
Линия к силовому трансформатору				
Выключатель ВГБУ-110/2000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	2000	1471,0	$I_{НОМ} \geq I_{МАКС}$
	Номинальный ток включения, кА	40	3,26	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
	Наибольший пик тока включения, кА	102	7,89	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
	Номинальный ток отключения, кА	40	3,26	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
	Номинальное значение апериодической составляющей, кА	18	0,5	$i_{АН} \geq i_A$
	Предельный сквозной ток, кА	102	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	4800	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Разъединитель РГП-110/2000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	2000	1471,0	$I_{НОМ} \geq I_M$
	Предельный сквозной ток, кА	80	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	2790,75	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Трансформатор тока ТОЛ-110 III 1500/5	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	1500	1471,0	$I_{НОМ} \geq I_{МАКС}$
	Предельный сквозной ток, кА	126	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	13872	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
	Номинальная вторичная нагрузка, Ом	20	0,875	$z_{2НОМ} \geq z_2$
ВЛ-110 кВ С-303, С-304				
Выключатель ВГБУ-110/2000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	2000	381,88	$I_{НОМ} \geq I_{МАКС}$
	Номинальный ток включения, кА	40	3,26	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
	Наибольший пик тока включения, кА	102	7,89	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
	Номинальный ток отключения, кА	40	3,26	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
	Номинальное значение апериодической составляющей, кА	18	0,5	$i_{АН} \geq i_A$
	Предельный сквозной ток, кА	102	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	4800	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Разъединитель РГП-110/1000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	1000	381,88	$I_{НОМ} \geq I_M$
	Предельный сквозной ток, кА	80	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	2790,75	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Трансформатор тока ТОЛ-110 III 400/5	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	400	381,88	$I_{НОМ} \geq I_{МАКС}$
	Предельный сквозной ток, кА	126	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	13872	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
	Номинальная вторичная нагрузка, Ом	20	0,875	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Продолжение таблицы А.1

ВЛ-110 кВ С-89, С-90, С-87, С-88				
Выключатель ВГБУ-110/2000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	2000	88,13	$I_{НОМ} \geq I_{макс}$
	Номинальный ток включения, кА	40	3,26	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
	Наибольший пик тока включения, кА	102	7,89	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
	Номинальный ток отключения, кА	40	3,26	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
	Номинальное значение апериодической составляющей, кА	18	0,5	$i_{АН} \geq i_A$
	Предельный сквозной ток, кА	102	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	4800	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Разъединитель РГП-110/1000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	1000	88,13	$I_{НОМ} \geq I_M$
	Предельный сквозной ток, кА	80	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	2790,75	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Трансформатор тока ТОЛ-110 III 100/5	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	100	88,13	$I_{НОМ} \geq I_{макс}$
	Предельный сквозной ток, кА	126	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	13872	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
	Номинальная вторичная нагрузка, Ом	20	0,875	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
ВЛ-110 кВ С-99				
Выключатель ВГБУ-110/2000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	2000	411,26	$I_{НОМ} \geq I_{макс}$
	Номинальный ток включения, кА	40	3,26	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
	Наибольший пик тока включения, кА	102	7,89	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
	Номинальный ток отключения, кА	40	3,26	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
	Номинальное значение апериодической составляющей, кА	18	0,5	$i_{АН} \geq i_A$
	Предельный сквозной ток, кА	102	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	4800	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Разъединитель РГП-110/1000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	1000	411,26	$I_{НОМ} \geq I_M$
	Предельный сквозной ток, кА	80	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	2790,75	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Трансформатор тока ТОЛ-110 III 600/5	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	600	411,26	$I_{НОМ} \geq I_{макс}$
	Предельный сквозной ток, кА	126	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	13872	6,70	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
	Номинальная вторичная нагрузка, Ом	20	0,875	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
ВЛ-110 кВ С-98				
Выключатель ВГБУ-110/2000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
	Номинальный ток, А	2000	176,25	$I_{НОМ} \geq I_{макс}$
	Номинальный ток включения, кА	40	3,26	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
	Наибольший пик тока включения, кА	102	7,89	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
	Номинальный ток отключения, кА	40	3,26	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
	Номинальное значение апериодической составляющей, кА	18	0,5	$i_{АН} \geq i_A$
	Предельный сквозной ток, кА	102	7,89	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	
	Термическая стойкость, кА ² ·с	4800	6,70	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
Разъединитель РГП-110/1000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
	Номинальный ток, А	1000	176,25	$I_{\text{НОМ}} \geq I_m$
	Предельный сквозной ток, кА	80	7,89	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	2790,75	6,70	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
Трансформатор тока ТОЛ-110 III 200/5	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
	Номинальный ток, А	200	176,25	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$
	Предельный сквозной ток, кА	126	7,89	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	13872	6,70	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
	Номинальная вторичная нагрузка, Ом	20	0,875	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$
ВЛ-110 кВ УК «Разрез Бейский»				
Выключатель ВГБУ-110/2000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
	Номинальный ток, А	2000	146,88	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$
	Номинальный ток включения, кА	40	3,26	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$
	Наибольший пик тока включения, кА	102	7,89	$i_{\text{ВКЛ}} \geq i_{\text{УД}}$
	Номинальный ток отключения, кА	40	3,26	$I_{\text{ОТК}} \geq I_{\text{ПО}}$
	Номинальное значение апериодической составляющей, кА	18	0,5	$i_{\text{АН}} \geq i_A$
	Предельный сквозной ток, кА	102	7,89	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	4800	6,70	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
Разъединитель РГП-110/1000	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
	Номинальный ток, А	1000	146,88	$I_{\text{НОМ}} \geq I_m$
	Предельный сквозной ток, кА	80	7,89	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	2790,75	6,70	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
Трансформатор тока ТОЛ-110 III 150/5	Номинальное напряжение, кВ	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
	Номинальный ток, А	150	146,88	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$
	Предельный сквозной ток, кА	126	7,89	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
	Термическая стойкость, кА ² ·с	13872	6,70	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
	Номинальная вторичная нагрузка, Ом	20	0,875	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$

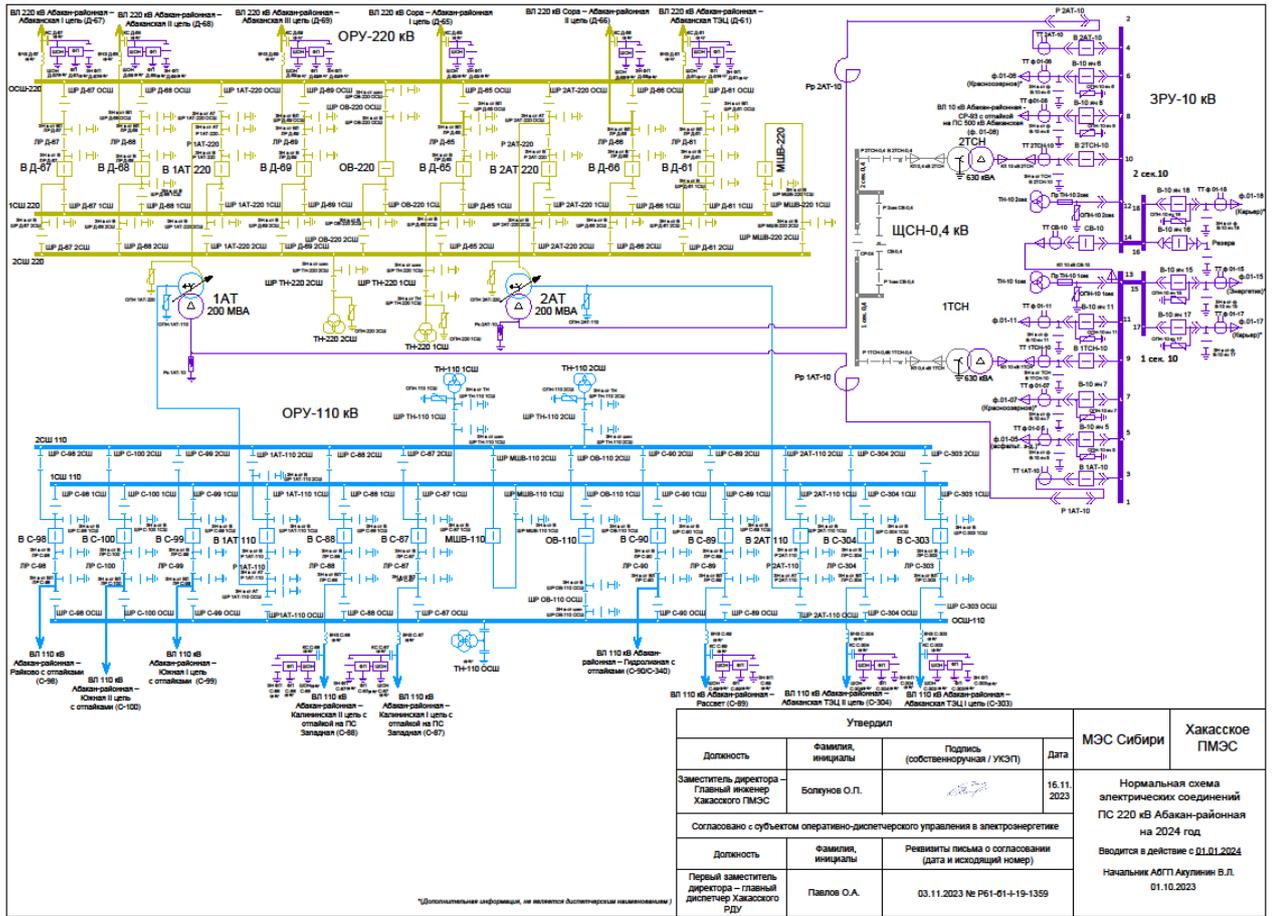


Рис А.1 Общая схема ООО «УК Разрез Бейский»

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт - филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия

«21» 06 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Разработка схемы внешнего электроснабжения ООО «УК «Разрез Бейский» и
реконструкция схемы ОРУ-110 ПС 220 кВ Абакан-районная
тема

Руководитель О.И. Фролова доцент, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Н.В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник Нор 11.06.24
подпись, дата

Е.В. Кондратьев
инициалы, фамилия

Нормоконтролер К. 11.06.24
подпись, дата

И.А. Кычкова
инициалы, фамилия

Абакан 2024