

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11 с заменой
масляных выключателей на элегазовые

Обучающийся

В. В. Дроздов
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В. И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

В работе проведена реконструкция электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11 с заменой масляных выключателей на элегазовые.

Приведены общие сведения о Князегубской ГЭС-11 с анализом особенностями её работы и связей ГЭС в рамках объединённой региональной энергосистемы. Осуществлён анализ электрических нагрузок и режимов работы Князегубской ГЭС-11.

Проведён анализ существующей схемы электрических соединений электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11, на основании полученных результатов разработаны предложения по реконструкции данного объекта. Осуществлён расчёт системы РЗА и выбор коммутационных и защитных аппаратов электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11.

Для обеспечения безопасности работы в электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11, рассчитаны системы освещения, молниезащиты и заземления объекта проектирования.

Работа представлена расчётно-пояснительной запиской объёмом 60 печатных страниц и графической частью, содержащей шесть основных чертежей формата А1, выполненных в САПР «AutoCAD».

Расчётно-пояснительная записка работы состоит из введения, трёх основных разделов, заключения, списка используемых источников из 20 наименований. Она выполнена в приложении «Microsoft Word» с использованием для визуализации данных анализа и полученных результатов 10 таблиц и 11 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Основные сведения о Князегубской ГЭС-11	7
1.1 Общая характеристика ГЭС и особенностей её работы	7
1.2 Анализ связей ГЭС в рамках объединённой региональной энергосистемы	12
1.3 Анализ электрических нагрузок и режимов работы ГЭС.....	14
2 Обоснование предложений по реконструкции ОРУ-110 кВ	16
2.1 Анализ существующей схемы ОРУ-110 кВ и её элементов.....	16
2.2 Разработка предложений по реконструкции ОРУ-110 кВ.....	17
2.3 Расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания на ОРУ-110 кВ .	19
2.4 Расчёт системы РЗиА ОРУ-110 кВ.....	30
2.5 Выбор коммутационных аппаратов	35
3 Обеспечение безопасности работы ОРУ-110 кВ	42
3.1 Расчет системы освещения	42
3.2 Расчёт молниезащиты и заземления	45
Заключение	55
Список используемых источников.....	58

Введение

Известно, что реконструкция схем и модернизация устаревшего оборудования распределительных устройств является важнейшим этапом, направленным на повышение технико-экономических показателей энергетических объектов [12].

При этом, в конечном итоге, такие мероприятия сводятся к повышению параметров надёжности, безопасности, бесперебойности электроснабжения потребителей, а также экономичности и экологичности.

Несоответствие схем электрических соединений распределительных устройств установленным параметрам и нормам основополагающих документов, является грубейшим нарушением, приводящим к ухудшению качества резервирования, увеличению аварий, снижению надёжности не только в самом распределительном устройстве, но и в энергосистеме в целом.

С другой стороны, использование устаревшего оборудования, которое полностью выработало свой технический ресурс, без должного уровня модернизации, приводит к снижению параметров надёжности, влечёт значительное увеличение расходов на ремонт, обслуживание и эксплуатацию, повышает риск аварий.

Таким образом, применение соответствующих современных схемных решений и инновационного оборудования на распределительных устройствах энергосистемы является одной из приоритетных задач современной отечественной электроэнергетики [9].

Перечисленные аспекты определяют актуальность и важность данной работы.

Основной целью работы является реконструкция электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11 с заменой масляных выключателей на элегазовые.

Объектом исследования в работе является электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11.

Предметом исследования в работе выступает схема электрических соединений и основное оборудование распределительного устройства электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11, а также система релейной защиты, системы заземления и молниезащиты, а также система освещения объекта исследования.

Для достижения основной цели в работе необходимо осуществить решение следующих задач:

- привести общие сведения о Князегубской ГЭС-11 с анализом особенностями её работы и связей ГЭС в рамках объединённой региональной энергосистемы, осуществить анализ электрических нагрузок и режимов работы Князегубской ГЭС-11;
- провести анализ существующей схемы электрических соединений электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11, на основании полученных результатов разработать предложения по реконструкции данного объекта;
- осуществить расчёт системы РЗА и выбор коммутационных и защитных аппаратов электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11;
- для обеспечения безопасности работы в электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11, рассчитать систему освещения, молниезащиты и заземления объекта проектирования.

Таким образом, в работе необходимо решить две основные задачи, первая из которых заключается в реконструкции схемы электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11, а вторая – в модернизации устаревшего оборудования на данном объекте.

Решение основных задач в работе необходимо проводить с практическим внедрением современных требований нормативных документов и инновационных технических разработок в сфере схемных решений и электротехнического оборудования.

В работе для решения основных поставленных задач применяются

следующие методы исследования:

- анализ нормативно-технической литературы;
- дедуктивный анализ;
- индуктивный анализ;
- методы теории, расчёта и проектирования электрических цепей;
- метод аналогий (сопоставления).

Источниками для написания работы являются нормативно-правовые документы, научная литература, учебные пособия, типичные проекты, а также интернет-ресурсы.

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11 с модернизацией и полной заменой масляных выключателей объекта исследования на элегазовые, с расчётом релейной защиты, систем молниезащиты и заземления распределительного устройства 110 кВ.

При этом, в конечном итоге, такие мероприятия приведут к повышению параметров надёжности, безопасности, бесперебойности электроснабжения потребителей, а также экономичности и экологичности, электрической части ОРУ-110 Князегубской ГЭС-11.

1 Основные сведения о Княжегубской ГЭС-11

1.1 Общая характеристика ГЭС и особенностей её работы

На первом этапе работы, с целью уточнения состояния объекта проектирования и проведения анализа исходных данных, проводится общая характеристика Княжегубской ГЭС-11 и особенностей её работы.

Рассматриваемая в работе Княжегубской ГЭС-11, является одной из генерирующих гидроэлектростанций региональных электрических сетей Мурманской области, а также обеспечивает резерв мощности Республики Карелия.

«Княжегубская ГЭС-11 стоит на реке Ковда, недалеко от посёлка Зеленоборска, в Мурманской области. Гидроэлектростанция является частью Каскада Нивских ГЭС, его владельцем является ТГК-1. Строительство ГЭС заняло 5 лет, с 1951 по 1956 год. После запуска первого гидроагрегата 21 октября 1955, станция была допущена в эксплуатацию в июле 1959 года.

Княжегубская ГЭС-11 была построена по плотинно-деривационному типу, имеет полный отбор стока Ковды и 3 отдельных гидроузла. В здании ГЭС установлено 4 гидроагрегата мощностью по 38 МВт, работающих при расчётном напоре 34 м. С мощностью в 152 мегаватта гидроэлектростанция достигает среднегодовой выработки в 706 миллионов киловатт-часов. Здание ГЭС оборудовано 4 радиально-осевыми гидроагрегатами с мощностью в 40 и 36 мегаватт. В наше время большинство оборудования Княжегубской ГЭС требует ремонта, замены и модернизации» [8].

Таким образом, Княжегубская ГЭС-11 играет важную роль в обеспечении электроснабжением важных потребителей Мурманской области, а также Республики Карелия. Также установлено, что оборудование Княжегубской ГЭС-11 значительно устарело и нуждается в срочной модернизации.

Внешний вид Княжегубской ГЭС-11 показан в работе на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид Княжегубской ГЭС-11

На Княжегубской ГЭС-11 установлены четыре гидрогенератора марки СВ 850/120-60 и четыре приводные турбины марки РО 211-ВМ-410 (установлены в 1955-1956 гг.).

Генераторы и турбины образуют единые гидроэнергоблоки Княжегубской ГЭС-11 (всего – четыре единицы).

Четыре гидроэнергоблока через блочные повышающие трансформаторы выдают электроэнергию номинальным напряжением 110 кВ в сеть потребителей Княжегубской ГЭС-11 (через открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ).

Каждый энергоблок на Княжегубской ГЭС-11 представляет собой моноблок, состоящий из генераторного и турбинного отделений.

Энергоблоки расположены в машинном зале Княжегубской ГЭС-11. Машинный зал Княжегубской ГЭС-11 показан на рисунке 2.

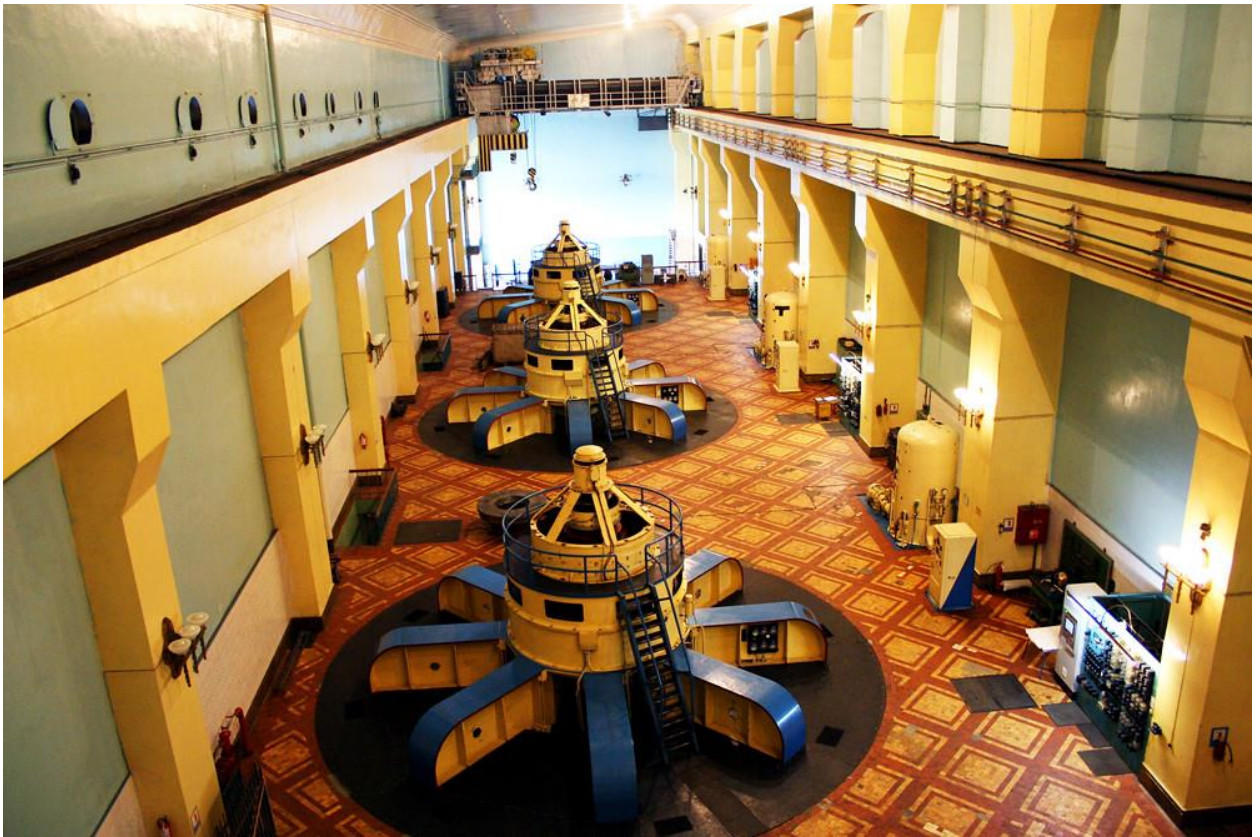


Рисунок 2 – Машинный зал Князегубской ГЭС-11

Из электрической части, на Князегубской ГЭС-11 есть следующие распределительные устройства и оборудование, показанное на структурной схеме энергообъекта, приведённой на рисунке 3 [8]:

- четыре блока «генератор-трансформатор» (Г-Т), включающие гидрогенераторы и блочные повышающие трансформаторы, питающие ОРУ-110 кВ: Г1-Т1 (ТДГ-40500/110), Г2-Т2 (ТДГ-40500/110), Г2-Т2 (ТДГ-40500/110), Г1-Т1 (ТДГ-40500/110);
- открытое распределительное устройство 150 кВ (ОРУ-150 кВ);
- открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ-110 кВ);
- комплектное распределительное устройство генераторного напряжения 10 кВ (КРУ-10 кВ);
- закрытое распределительное устройство 6 кВ (ЗРУ-6 кВ);
- автотрансформатор связи между ОРУ-110 кВ и ОРУ-150 кВ (АТ-1 типа АТДТГ-90000/150);

- отходящие линии (выводы) потребителей (от ОРУ-110 кВ – шесть линий, от ОРУ-150 кВ – три линии);
- система собственных нужд энергоблоков и распределительных устройств.

Система собственных нужд Князегубской ГЭС-11 получает питание от ЗРУ-6 кВ и включает совокупность мощных насосных установок и прочего оборудования. Для связи ЗРУ-6 кВ с РУ-10 кВ (генераторное напряжение), предусмотрены четыре трансформатора связи 6/10 кВ. Кроме того, от шин ЗРУ-6 кВ получают питание потребители «местного района» (2 линии) и 7 линий системы собственных нужд. Всего – 9 линий.

Структурная схема рассматриваемой в работе Князегубской ГЭС-11 представлена на рисунке 3.

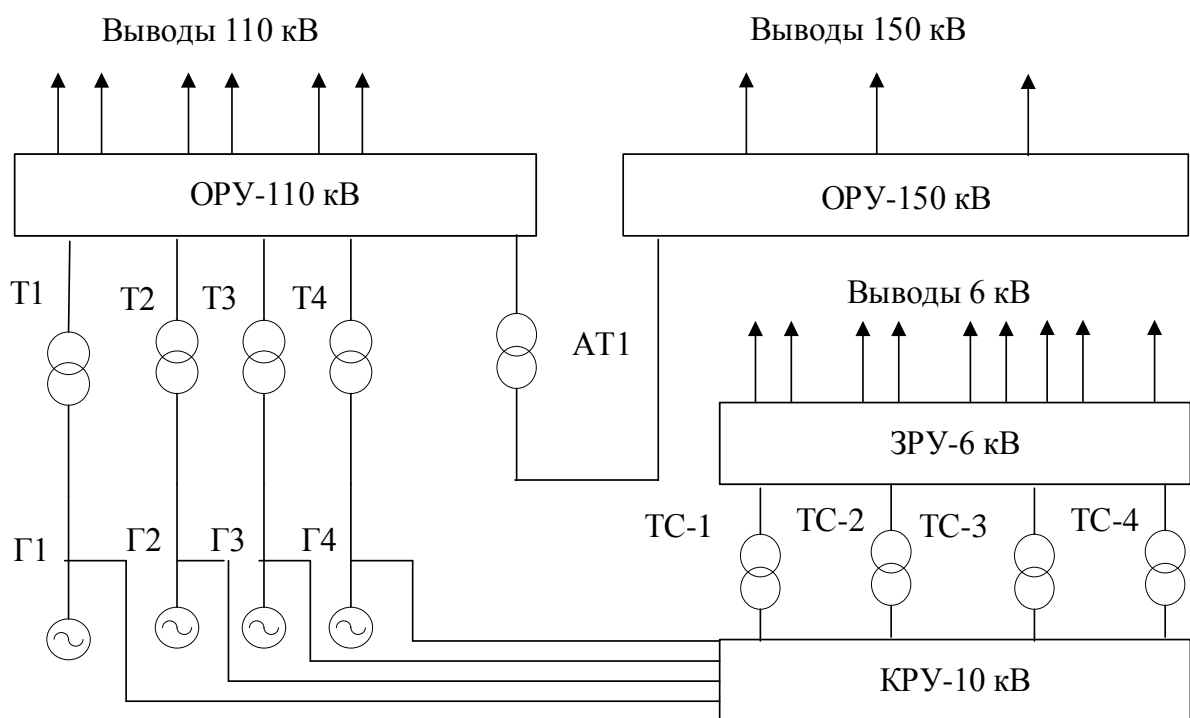


Рисунок 3 – Структурная схема Князегубской ГЭС-11

Нормальная схема электрических соединений Князегубской ГЭС-11 по состоянию на 2023 год представлена на рисунке 4.

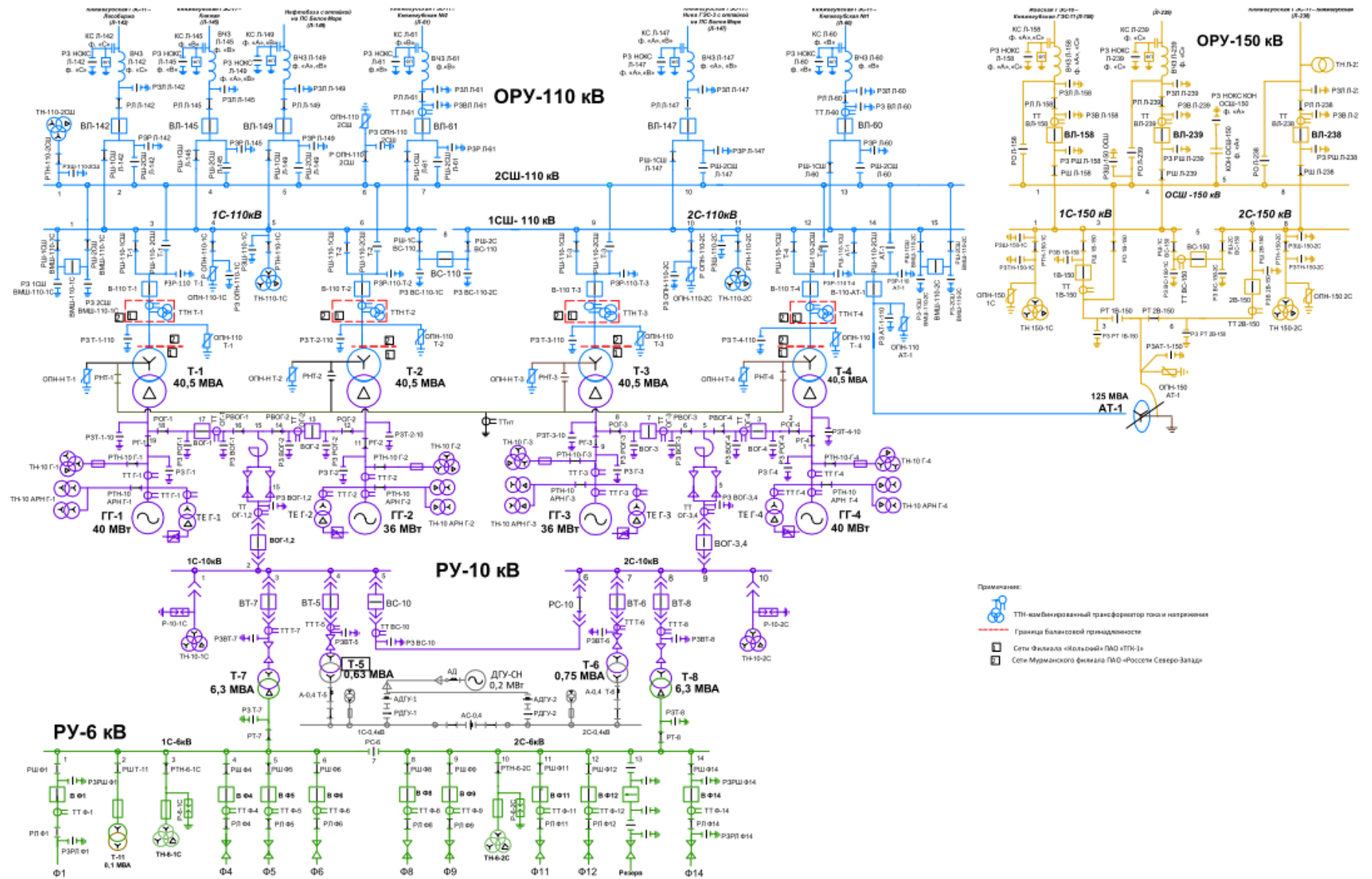


Рисунок 4 – Нормальная схема электрических соединений Князегубской ГЭС-11 по состоянию на 2023 год

1.2 Анализ связей ГЭС в рамках объединённой региональной энергосистемы

Рассматриваемая в работе Князегубской ГЭС-11 входит в Ковдинский каскад Нивских ГЭС [8].

Согласно результатам проведённого анализа, каскад Нивских ГЭС выдаёт в энергосистему Мурманской области примерно 40% всей потребляемой электроэнергии. Также каскад Нивский ГЭС резервирует систему электроснабжения Республики Карелия.

В каскад Нивских ГЭС Мурманской области входят шесть основных ГЭС, построенные и введённые в эксплуатацию в 30-60 годах 20 века [8]:

- Нивская ГЭС-1 (генерируемая мощность – 24,9 МВт, год ввода в эксплуатацию – 1952 г.);
- Нивская ГЭС-2 (генерируемая мощность – 60,0 МВт, год ввода в эксплуатацию – 1934 г.);
- Нивская ГЭС-3 (генерируемая мощность – 155,5 МВт, год ввода в эксплуатацию – 1949 г.);
- Кумская ГЭС (генерируемая мощность – 80,0 МВт, год ввода в эксплуатацию – 1962 г.);
- Иовская ГЭС (генерируемая мощность – 96,0 МВт, год ввода в эксплуатацию – 1960 г.);
- Князегубская ГЭС (генерируемая мощность – 152,0 МВт, год ввода в эксплуатацию – 1955 г.).

Таким образом, суммарная максимальная генерирующая мощность каскада Нивских ГЭС составляет 568,4 МВт.

Связь внутри каскада Нивских ГЭС осуществляется на номинальных напряжениях 35-330 кВ.

Структура и связь внутри каскада Нивских ГЭС, в состав которого входит Князегубская ГЭС, в рамках объединённой региональной энергосистемы, показана на рисунке 5.

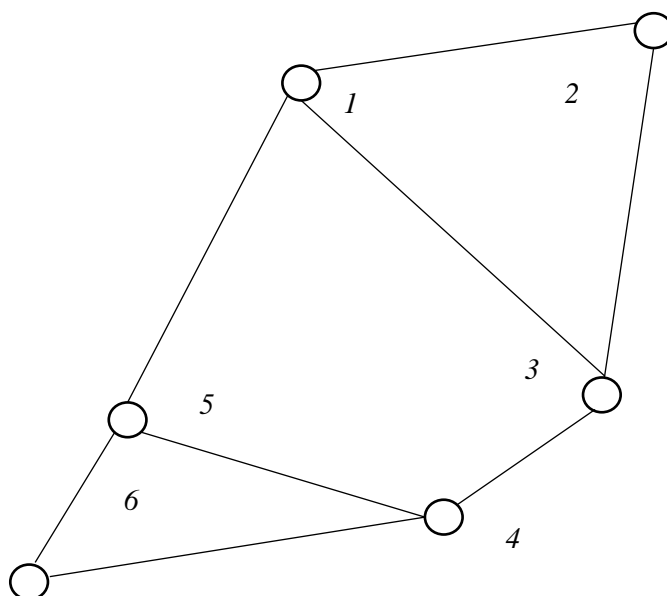


Рисунок 5 – Структура и связь внутри каскада Нивских ГЭС, в состав которого входит Княжегубская ГЭС, в рамках объединённой региональной энергосистемы

На рисунке 5 цифрами обозначены следующие ГЭС:

- 1 – Нивская ГЭС-1;
- 2 – Нивская ГЭС-2;
- 3 – Нивская ГЭС-3;
- 4 – Кумская ГЭС;
- 5 – Иовская ГЭС;
- 6 – Княжегубская ГЭС.

Также, помимо внутренних связей внутри каскада Нивских ГЭС, в состав которого входит Княжегубская ГЭС, в рамках объединённой региональной энергосистемы, ГЭС данного каскада связаны с такими объектами энергосистемы Мурманской области и Республики Карелия (с целью резервирования и транзита мощности):

- каскад Туломских ГЭС;
- каскад Пазских ГЭС;
- каскад Серебрянских ГЭС;
- питающие подстанции энергосистемы Мурманской области и Республики Карелия.

1.3 Анализ электрических нагрузок и режимов работы ГЭС

В работе проводится анализ электрических нагрузок и режимов работы Князегубской ГЭС-11. Исходя из описания и структурной схемы Князегубской ГЭС-1, установлено, что потребителям электроэнергия отпускается на следующих классах напряжения:

- 150 кВ (от ОРУ-150 кВ) – три отходящие линии;
- 110 кВ (от ОРУ-110 кВ) – шесть отходящих линий;
- 6 кВ (от ЗРУ-6кВ) – две отходящие линии (а также семь отходящих линий используется для питания системы собственных нужд).

Среди потребителей Князегубской ГЭС-11 преобладают приёмники со II категорией надёжности (около 60%), поэтому их необходимо обеспечить качественной электроэнергией без перерыва. Также в результате проведения анализа было установлено, что среди потребителей ГЭС есть приёмники, относящиеся к I категории надёжности (около 15%) и 3 категории надёжности (все остальные – около 25%). Технические данные максимальных нагрузок потребителей Князегубской ГЭС-1, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные максимальных нагрузок потребителей Князегубской ГЭС-1

Наименование присоединения	Sm, кВА	Секция шин
Линейные присоединения 150 кВ		
Иовская ГЭС-10 – Князегубская ГЭС-11 (Л-158)	8200	1
ВЛ 150 кВ Князегубская ГЭС-11 – Зашеек (Л-239)	9400	1
ВЛ 150 кВ Князегубская ГЭС-11–Князегубская (Л-238)	8600	2
Линейные присоединения 110 кВ		
ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Лесобиржа (Л-142)	6500	1
ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Княжая (Л-145)	3100	1
ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Нефтебаза с отпайкой на ПС Белое Море (Л-149)	2500	1
ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11–Князегубская №2 (Л-61)	2000	2
ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11–Нива ГЭС-3 с отпайкой на ПС Белое Море (Л-147)	2500	2
ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Князегубская №1 (Л-60)	2000	2
Линейные присоединения 6 кВ		
Ф1	550	1
Ф14	900	2

На Княжегубской ГЭС-1 возможны следующие режимы работы:

- номинальный (нормальный) режим – параметры сети и нагрузки оборудования Княжегубской ГЭС-1 соответствуют установленным значениям и не превышают их, используется схема нормального режима;
- максимальный режим – предусматривается загрузка всех генераторов Княжегубской ГЭС-1 на максимальную мощность;
- минимальный режим – предусматривается загрузка всех генераторов Княжегубской ГЭС-1 на минимально допустимую мощность, с разгрузкой (отключением) части линий потребителей;
- аварийный режим – предусматривает минимальный режим работы с учётом выхода из строя систем одного или нескольких генераторов Княжегубской ГЭС-1, с включением резервного источника питания;
- послеаварийный режим – предусматривает выработку и передачу номинальной мощности (с учётом отключения части потребителей), по неполной части схемы с задействованием, как правило, половины отходящих линий для питания потребителей, а также соответствующих схем питания.

Выводы по разделу 1.

На первом этапе работы, с целью уточнения технических условий, необходимых для качественного проведения реконструкции ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-1, проведён анализ следующих исходных данных:

- приведены общие сведения о Княжегубской ГЭС-11 с анализом особенностями её работы и связей ГЭС в рамках объединённой региональной энергосистемы,
- осуществлён анализ электрических нагрузок и режимов работы Княжегубской ГЭС-11.

На основе полученных результатов, далее в работе проводится решение основных поставленных задач.

2 Обоснование предложений по реконструкции ОРУ-110 кВ

2.1 Анализ существующей схемы ОРУ-110 кВ и её элементов

Согласно заданию на выполнение работы, следует разработать проект реконструкции ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Распределительное устройство 110 кВ Князегубской ГЭС-11 конструктивно выполнено открытым (ОРУ-110 кВ).

Всё оборудование ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-1 установлено на открытой площадке на бетонных и фарфоровых опорах.

В схеме ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-1 применена схема «Две рабочие секции сборных шин, секционированные выключателем».

Такая схема – надёжная, однако не обеспечивает необходимые условия для транзита мощности и обеспечения внутренних связей внутри каскада Нивских ГЭС, в состав которого входит Князегубская ГЭС.

Таким образом, данный вопрос необходимо решить в работе далее.

Питание ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 осуществляется от четырёх энергоблоков, в которые входят генераторы и блочные повышающие трансформаторы.

Для данной цели используются четыре блока «генератор-трансформатор» (Г-Т), включающие гидрогенераторы и блочные повышающие трансформаторы, питающие ОРУ-110 кВ: Г1-Т1 (ТДГ 40500/110), Г2-Т2 (ТДГ 40500/110), Г2-Т2 (ТДГ 40500/110), Г1-Т1 (ТДГ 40500/110).

Между ОРУ-110 кВ и ОРУ-150 кВ Князегубской ГЭС-11 находится автотрансформатор связи (АТ-1 типа АТДТГ-90000/150).

От ОРУ-110 кВ отходят шесть линий ВЛ-110 кВ к потребителям (показаны в таблице 1).

Из основного силового оборудования в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 можно выделить:

- высоковольтные выключатели высокого напряжения масляного бакового типа марки МКП-110М-630(1000)-20-У1 с приводами ШПЭ-33;
- разъединители 110 кВ марок РЛНЗ-1-110/630, РДЗ-1-110/1000 и РНД-110/600;
- трансформаторы напряжения 110 кВ марки НКФ-110 УХЛ1.
- ограничители перенапряжения 110 кВ марки ОПН-110/77/10/400 УХЛ1 и ОПНп-110/73/10/550 УХЛ1 (для защиты трансформаторов напряжения);
- трансформаторы тока 110 кВ марки ТФЗМ-110 УХЛ1.

В результате проведённого анализа состояния оборудования, было установлено, что масляные баковые выключатели требуют замены на современный тип и модификацию выключателей высокого напряжения, лишённые многих недостатков, присущих устаревшим масляным выключателям. Решение данного вопроса также проводится в работе далее.

Схема ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 до проведения реконструкции показана в графической части работы на листе 2.

На основании приведённой информации, с учётом исходной схемы ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 до проведения реконструкции, далее в работе проводится решение поставленных задач.

2.2 Разработка предложений по реконструкции ОРУ-110 кВ

Исходя из результатов проведённого анализа основного силового оборудования ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, с учётом исходной схемы объекта до проведения реконструкции, установлено, что реконструкцию данного объекта целесообразно проводить с внедрением следующих основных мероприятий:

- с целью повышения надёжности и обеспечения необходимых условий транзита мощности и внутренних связей каскада Нивских ГЭС, в

состав которого входит Князегубская ГЭС, в схеме электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 рекомендуется применить схему «Две рабочие системы шин с обходной системой шин», такая схема имеет значительные преимущества перед применяемой схемой «Две рабочие секции сборных шин, секционированные выключателем» и позволяет осуществлять вывод в ремонт оборудования без отключения основных потребителей и перевода их нагрузки на другую рабочую секцию сборных шин, таким образом, при применении новой схемы электрических соединений «Две рабочие системы шин с обходной системой шин», будут повышены параметры надёжности, резервирования, секционирования и бесперебойности электроснабжения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11;

- с целью повышения коммутационной способности, надёжности и безаварийности работы основного оборудования, а также снижения затрат на ремонт и обслуживание основного оборудования, в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, рекомендуется провести полную замену устаревших масляных баковых выключателей марки МКП-110М-630(1000)-20-У1 с приводами ШПЭ-33, на элегазовые модели выключателей высокого напряжения, такая замена будет иметь значительный технико-экономический эффект, также предлагается проверить на соответствие расчётным параметрам сети остальных аппаратов ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, не нуждающихся в замене.

Таким образом, на основании приведённой информации, с учётом исходной схемы ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 до проведения реконструкции, разработаны рекомендации по реконструкции объекта исследования, которые необходимо проверить и подтвердить на основании технических расчётов.

Далее в работе проводится решение поставленных задач.

2.3 Расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания на ОРУ-110 кВ

Для выбора основного силового оборудования и расчёта системы РЗА ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, необходимо провести расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания на ОРУ-110 кВ.

При этом расчёту в работе подлежат нормальные рабочие токи следующих присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

- вводные присоединения 110 кВ;
- секционные присоединения 110 кВ;
- линейные присоединения 110 кВ.

В работе расчёт нормальных рабочих токов ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 осуществляется по известной формуле [12]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (1)$$

где n – количество линий, по которым получают питание соответствующие потребители, шт.;

S_{np} – мощность присоединения, кВА;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение присоединения, кВ.

Проводится расчёт нормальных рабочих токов вводов напряжением 110 кВ ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11. Расчётные нагрузки определены в работе ранее.

Для каждого из четырёх вводных присоединений 110 кВ ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, с учётом мощности генераторов, по условию (1):

$$I_{в.пр.110} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9 \text{ А.}$$

Для всех присоединений напряжением 110 кВ ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 также необходимо рассчитать значения максимального рабочего тока. При этом упрощённо принимается резервирование с коэффициентом 1,4 (с учётом отключения потребителей 3 категории надёжности).

Таким образом, максимальный рабочий ток присоединений напряжением 110 кВ ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 будет определяться так:

$$I_{пр.макс} = 1,4 \frac{S_{пр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (2)$$

Для каждого из четырёх вводных присоединений 110 кВ ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, с учётом мощности генераторов, по условию (2):

$$I_{в.пр.110} = 1,4 \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,9 \text{ А.}$$

Аналогично определяются рабочие токи нормального режима и максимальные рабочие токи с учётом условий резервирования остальных присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

При этом для секционных присоединений будет рассчитан только максимальный рабочий ток, так как в нормальном режиме они будут отключены (в схеме ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 предусматривается отдельный режим работы).

Результаты расчёта рабочих токов нормального режима и максимальных рабочих токов вводных, секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 с учётом условий резервирования, представлены в форме таблицы 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта рабочих токов нормального режима и максимальных рабочих токов вводных, секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11 с учётом условий резервирования

Наименование присоединения	Sм, кВА	Ток нормального режима, А	Максимальный рабочий ток, А
Вводные присоединения	40000	209,9	293,9
Секционные присоединения	40000	-	293,9
ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Лесобиржа (Л-142)	6500	34,1	47,8
ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Княжая (Л-145)	3100	16,3	22,8
ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Нефтебаза с отпайкой на ПС Белое Море (Л-149)	2500	13,1	18,4
ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС-11– Княжегубская №2 (Л-61)	2000	10,5	14,7
ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС-11– Нива ГЭС-3 с отпайкой на ПС Белое Море (Л-147)	2500	13,1	18,4
ВЛ 110 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Княжегубская №1 (Л-60)	2000	10,5	14,7

Результаты расчёта рабочих токов нормального режима и максимальных рабочих токов вводных, секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11 с учётом условий расположения в схеме и резервирования согласно категории надёжности, используются далее при выборе основного оборудования распределительного устройства 110 кВ.

Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11, по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты, а также выбраны уставки системы РЗА для применения в ОРУ-110 кВ.

Так как в работе стоит задача рассчитать токи КЗ только на шинах ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11 (в виду темы данной работы), составляется расчётная схема для решения данной задачи, показанная на рисунке 6.

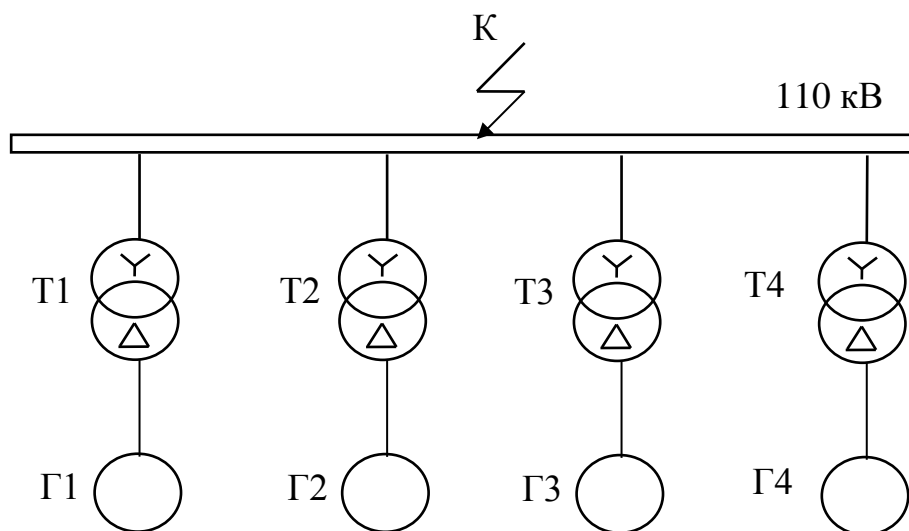


Рисунок 6 – Расчётная схема для расчёта токов КЗ в ОРУ-110 кВ
Князегубской ГЭС-11

Составляется исходная схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ на объекте, показанная на рисунке 7.

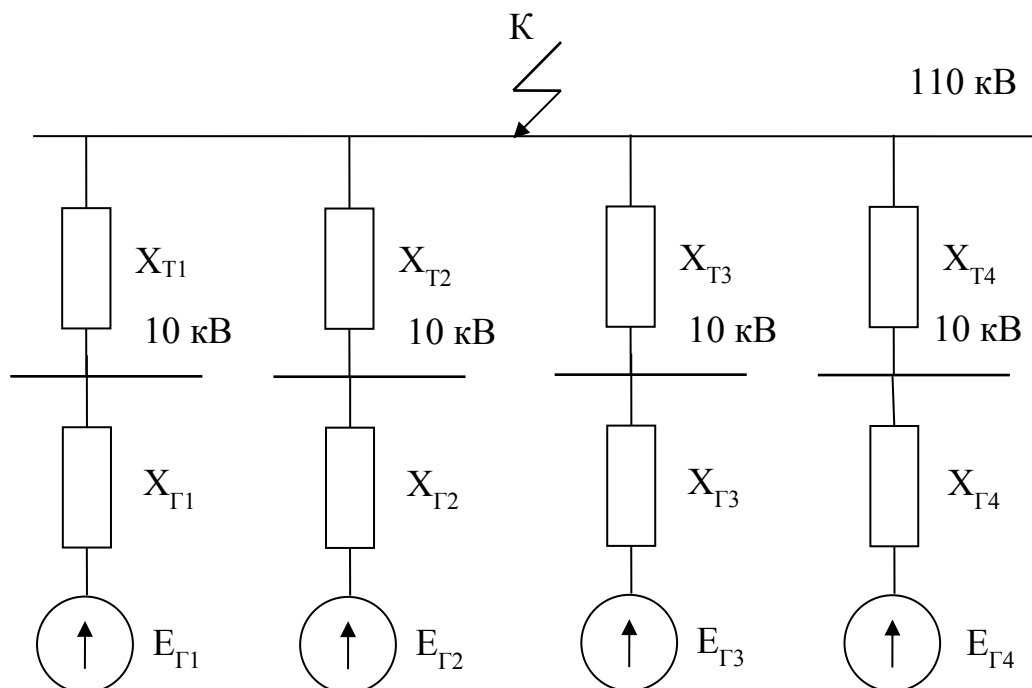


Рисунок 7– Схема замещения для расчёта токов КЗ в ОРУ-110 кВ
Князегубской ГЭС-11

На следующем этапе проводится расчёт сопротивлений схемы замещения для дальнейшего расчёта токов КЗ на шинах ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, представленной на рисунке 4.

Расчёт параметров схемы замещения производится в относительных единицах при последующем приведении полученных результатов к базисным условиям и переводом в именованные единицы.

Выбираются базисные условия.

Принимается базисная мощность $S_б=100$ МВА, а значение базисного напряжения $U_б$ равным напряжению ступени, на которой рассчитывается ток короткого замыкания, то есть $U_б=115$ кВ.

Согласно схеме замещения, представленной в работе на рисунке 4, необходимо провести расчёт для четырёх блочных повышающих трансформаторов Т1-Т4.

Сопротивления силовых трансформаторов схемы замещения рассчитывается по известному выражению [14]:

$$X_{T*б} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_H}, \quad (3)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, в процентах;

$S_б$ – базисная мощность, МВА;

S_H – номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

Расчёт сопротивления на примере трансформатора Т1 (исходные технические параметры: $S_H = 40,5$ МВА, $u_k = 8,15$ %):

$$X_{T1*б} = \frac{8,15}{100} \cdot \frac{100}{40,5} = 0,0815.$$

Аналогичным образом считаются сопротивления всех остальных силовых трансформаторов схемы замещения Т2-Т4 и результаты расчёта приводятся в виде таблицы 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта сопротивлений трансформаторов схемы замещения

Обозначение трансформатора	Тип трансформатора	Номинальные (паспортные) данные			Результаты расчёта
		S _н , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	X _т , о.е.
Т1	ТДГ-40500/110	40,5	115	10,5	0,0815
Т2	ТДГ-40500/110	40,5	115	10,5	0,0815
Т3	ТДГ-40500/110	40,5	115	10,5	0,0815
Т4	ТДГ-40500/110	40,5	115	10,5	0,0815

Сопротивления гидрогенераторов схемы замещения рассчитываются по известной формуле [15]:

$$X_{Г*б} = X''_* \cdot \frac{S_{б}}{S_{HG}}, \quad (4)$$

где S_{HG} – номинальная мощность гидрогенератора, МВА;

X''* – сверхпереходное индуктивное сопротивление гидрогенератора (определяется по справочным данным завода-изготовителя в зависимости от типа генератора).

Расчёт сопротивления на примере гидрогенератора Г1 Князегубской ГЭС-11 (исходные параметры: X''* = 0,143, cosφ = 0,8, S_{HG} = 40 МВт):

$$X_{Г1*} = 0,143 \cdot \frac{100}{40} = 0,3575.$$

Аналогичным образом считаются сопротивления всех остальных гидрогенераторов схемы замещения, результаты проведённого расчёта приведены в форме таблицы 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта сопротивлений гидрогенераторов Князегубской ГЭС-11 схемы замещения

Обозначение генератора	Тип генератора	S _н , МВт	U _н , кВ	cos φ	X _т , о.е.
Г1	Гидрогенератор СВ 850/120-60	40,000	10,5	0,8	0,3575
Г2	Гидрогенератор СВ 850/120-60	40,000	10,5	0,8	0,3575
Г3	Гидрогенератор СВ 850/120-60	40,000	10,5	0,8	0,3575
Г4	Гидрогенератор СВ 850/120-60	40,000	10,5	0,8	0,3575

После расчёта основных сопротивлений схемы замещения, требуется провести упрощение исходной схемы до элементарного уровня.

При этом учитываются известные выражения для преобразования последовательных и параллельных сопротивлений, а также объединения источников питания [6].

Проводятся соответствующие преобразования для исходной схемы замещения.

Объединяются в эквивалентное сопротивление, сопротивления параллельно включенных трансформаторов Т1-Т4 [2]:

$$X_1 = \frac{1}{\left(\frac{1}{X_{T1}} + \frac{1}{X_{T2}} + \frac{1}{X_{T3}} + \frac{1}{X_{T4}} \right)}. \quad (5)$$

Согласно (5):

$$X_1 = \frac{1}{\left(\frac{1}{0,0815} + \frac{1}{0,0815} + \frac{1}{0,0815} + \frac{1}{0,282} \right)} \approx 0,025.$$

Аналогично для генераторов Г1-Г4 схемы замещения:

$$X_2 = \frac{1}{\left(\frac{1}{X_{Г1}} + \frac{1}{X_{Г2}} + \frac{1}{X_{Г3}} + \frac{1}{X_{Г4}} \right)}. \quad (6)$$

Согласно (6):

$$X_2 = \frac{1}{\left(\frac{1}{0,3575} + \frac{1}{0,3575} + \frac{1}{0,3575} + \frac{1}{0,3575} \right)} \approx 0,097.$$

Объединяются параллельно включённые источники ЭДС генераторов в один эквивалентный источник с учётом сопротивлений генераторов [10]:

$$E = \frac{E_1 \frac{1}{X_{Г1}} + E_2 \frac{1}{X_{Г2}} + E_3 \frac{1}{X_{Г3}} + E_4 \frac{1}{X_{Г4}}}{(E_1 + E_2 + E_3 + E_4)}. \quad (7)$$

Согласно (7):

$$E = \frac{1,078 \frac{1}{0,3575} + 1,078 \frac{1}{0,3575} + 1,078 \frac{1}{0,3575} + 1,078 \frac{1}{0,3575}}{(1,078 + 1,078 + 1,078 + 1,078)} \approx 2,58$$

Преобразованная схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 представлена на рисунке 8.

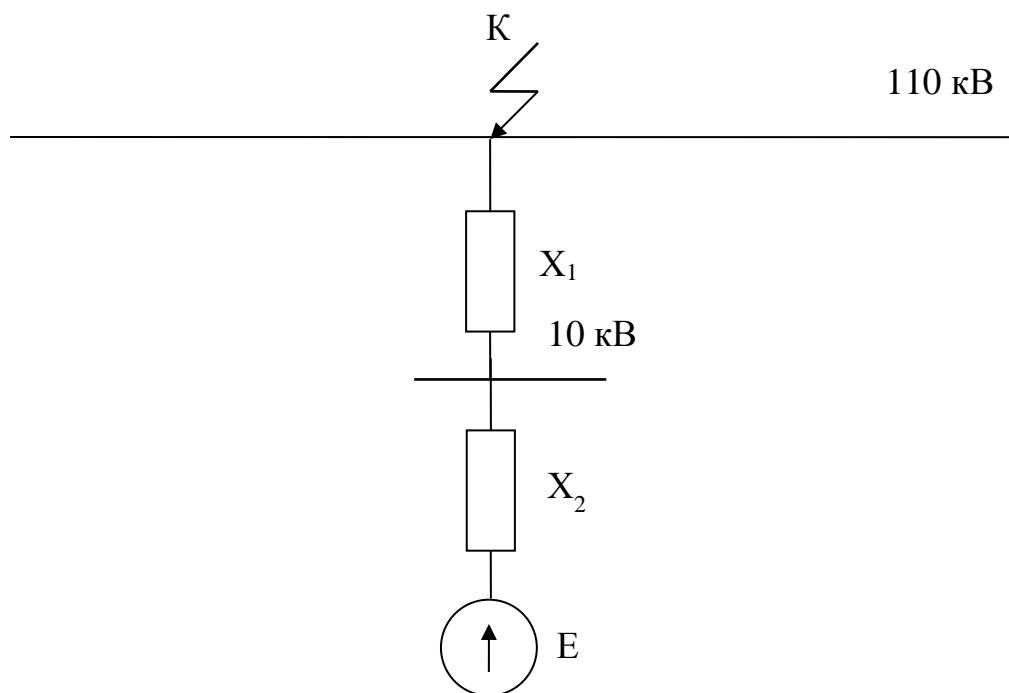


Рисунок 8 – Преобразованная схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ в ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11

Суммарное сопротивление генераторов находится не на основной ступени напряжения, поэтому его необходимо привести к ней, умножив на коэффициент трансформации, который равен $115/10,5=10,95$:

$$X_2 = 0,057 \cdot 10,95 \approx 0,591.$$

Тогда два последовательно соединённые сопротивления схемы преобразуются в одно эквивалентное:

$$X = X_1 + X_2. \tag{8}$$

Для данной схемы по (8):

$$X = 0,097 + 0,591 = 0,688.$$

Схема приводится к элементарному виду, показанному на рисунке 9.

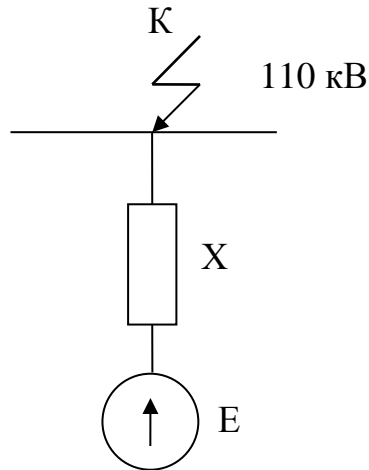


Рисунок 9 – Схема замещения для расчёта максимального трёхфазного тока КЗ в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, приведённая к элементарному виду

Расчёт тока короткого замыкания в расчётной точке К, при приведении к базисной мощности и получением результата в именованных единицах, проводится по формуле [8]:

$$I_1'' = I_{1nt} = I_{1\infty} = S_{\sigma} \frac{E}{\sqrt{3} \cdot U_{cm} \cdot X}. \quad (9)$$

По условию (9) в именованных единицах:

$$I_1'' = I_{1nt} = I_{1\infty} = 100 \cdot \frac{2,58}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 0,688} = 5,62 \text{ кА}.$$

Значение ударного тока i_y :

$$i_y = I_1'' \cdot \sqrt{2} \cdot K_y, \quad (10)$$

где K_y – ударный коэффициент.

По условию (10):

$$i_y = 5,62 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,65 = 13,11 \text{ кА.}$$

Максимальное мгновенное действующее значение тока КЗ [8]:

$$I_y = I_{K3} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}. \quad (11)$$

По условию (11):

$$I_y = 5,62 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 7,63 \text{ кА.}$$

Максимальное значение мощности короткого замыкания на сборных шинах ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 [5]:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_{CT}. \quad (12)$$

По условию (12):

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 5,62 \cdot 38,5 = 374,76 \text{ МВА.}$$

Полученные результаты расчёта тока короткого замыкания на сборных шинах 110 кВ в максимальном режиме работы ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, а также значение ударного тока КЗ и мощности КЗ на объекте, представлены в форме таблицы 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта тока короткого замыкания на сборных шинах 110 кВ в максимальном режиме работы ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11

U _{ст} , кВ	I _{кз} , кА	i _у , кА	I _у , кА	S _{кз} , МВА
115	5,62	13,11	7,63	374,76

Полученные результаты расчёта тока короткого замыкания в максимальном режиме на сборных шинах ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 используются в работе далее.

2.4 Расчёт системы РЗиА ОРУ-110 кВ

Далее в работе выбираются уставки релейной защиты и автоматики для защиты основного оборудования ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Расчёт РЗиА проводится для следующих присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

- четырёх вводных присоединений, получающих питание от генераторов Князегубской ГЭС-11;
- двух секционных присоединений, обеспечивающих резервирование в системе ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 (между рабочими секциями шин, а также между рабочими и обходной секциями шин 110 кВ);
- шести линейных присоединений, питающих потребители ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 на напряжении 110 кВ.

Основой для расчёта и выбора уставок РЗиА ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 являются рассчитанные ранее максимальные рабочие токи и ток короткого замыкания в максимальном режиме на шинах 110 кВ ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

«На линейных присоединениях предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая защита (далее – ДЗ);
- максимальная токовая защита (далее – МТЗ), совмещённая с защитой от перегрузки;
- защита линий от однофазных коротких замыканий на землю (ЗОЗ)» [7].

Для защиты четырёх вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор», в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 от внешних межфазных

КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [14].

«Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса» [14]:

$$I_{c.з} \geq K_n \cdot (I_{\text{раб.макс.110}}), \quad (13)$$

«где $I_{\text{раб.макс.110}}$ – максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ вводов в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, А;
 K_n – коэффициент надёжности для ДЗ трансформаторных вводов» [14].

«Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор» должен удовлетворять условию» [14]:

$$K_u = \frac{K_{cx}^{(к)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{c.з}} \geq 1,5. \quad (14)$$

«Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор» со стороны ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11» [1]:

$$I_{c.з} \geq 3,5 \cdot 293,9 = 1028,7 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор» ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{5620}{1080} = 5,2 > 1,5.$$

Принимается в качестве уставки продольной ДЗТ вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор» ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, токовая уставка срабатывания $I_{с.з} = 1028,7$ А. Расчёт токовых уставок продольной ДЗТ остальных вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор», а также секционных и линейных присоединений, выполнен аналогично и сведён в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчёт токовых уставок продольной ДЗТ вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор», секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11

Обозначение в схеме	Наименование вводов	$I_{\text{раб. макс, А}}$	$I_{с.з, А}$	K_q
Вводы от энергоблоков «генератор-трансформатор» 110 кВ				
Т1	Повышающий трансформатор 1 блока	293,9	1028,7	5,2
Т2	Повышающий трансформатор 2 блока	293,9	1028,7	5,2
Т3	Повышающий трансформатор 3 блока	293,9	1028,7	5,2
Т4	Повышающий трансформатор 4 блока	293,9	1028,7	5,2
АТ1	Автотрансформатор связи 150/110 кВ	661,3	2314,6	2,4
-	Секционные присоединения 110 кВ	293,9	1028,7	5,2
Линейные присоединения 110 кВ				
Л1	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Лесобиржа (Л-142)	47,8	167,3	33,6
Л2	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Княжая (Л-145)	22,8	79,8	70,4
Л3	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Нефтебаза с отпайкой на ПС Белое Море (Л-149)	18,4	64,4	87,3
Л4	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11– Князегубская №2 (Л-61)	14,7	51,5	109,1
Л5	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11– Нива ГЭС-3 с отпайкой на ПС Белое Море (Л-147)	18,4	64,4	87,3
Л6	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Князегубская №1 (Л-60)	14,7	51,5	109,1

Проводится расчёт уставок максимальной токовой защиты (МТЗ) вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор», секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Известно, что МТЗ является основной защитой линий от внутренних токов короткого замыкания, а также от резкого увеличения токов нагрузки вследствие возникновения ненормальных режимов на линии. Поэтому уставки МТЗ ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11 выбираются, отстраиваясь от максимальных рабочих токов [14]:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (15)$$

«где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска» [14].

«Коэффициент чувствительности МТЗ» [13]:

$$K_{\psi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{c.з}} \geq 1,2, \quad (16)$$

«где $I_{к.мин}^{(к)}$ – минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии;

$K_{сх}^{(3)}$ – коэффициент схемы соединения ТТ и реле;

$K_{сх}^{(к)}$ – коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ;

$I_{c.з}$ – ток срабатывания защиты» [13].

Расчёт уставок МТЗ вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор» ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 293,9 = 517,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор» ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11[13]:

$$K_{\psi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{5620}{517,3} = 10,9 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ максимальной токовой защиты (МТЗ) вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор» ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 токовая уставка, равная $I_{с.з} = 3233,12$ А. При этом МТЗ обеспечивает селективность путём подбора времени срабатывания (начиная от источника питания). Согласно рекомендациям, степень селективности МТЗ принята равной 0,5 с [19]. Расчёт токовых уставок МТЗ остальных вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор», а также секционных и линейных присоединений, выполнен аналогично и сведён в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчёт токовых уставок МТЗ вводов от энергоблоков «генератор-трансформатор», секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11

Обозначение в схеме	Наименование вводов	$I_{\text{раб. макс}},$ А	$I_{с.з},$ А	$t_{с.з},$ с
Вводы от энергоблоков «генератор-трансформатор» 110 кВ				
Т1	Повышающий трансформатор 1 блока	293,9	517,3	0,5
Т2	Повышающий трансформатор 2 блока	293,9	517,3	0,5
Т3	Повышающий трансформатор 3 блока	293,9	517,3	0,5
Т4	Повышающий трансформатор 4 блока	293,9	517,3	0,5
АТ1	Автотрансформатор связи 150/110 кВ	661,3	1163,9	1,0
-	Секционные присоединения 110 кВ	293,9	517,3	1,0
Линейные присоединения 110 кВ				
Л1	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Лесобиржа (Л-142)	47,8	84,1	1,5
Л2	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Княжая (Л-145)	22,8	40,1	1,5
Л3	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Нефтебаза с отпайкой на ПС Белое Море (Л-149)	18,4	32,4	1,5
Л4	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11– Князегубская №2 (Л-61)	14,7	25,9	1,5
Л5	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11– Нива ГЭС-3 с отпайкой на ПС Белое Море (Л-147)	18,4	32,4	1,5
Л6	ВЛ 110 кВ Князегубская ГЭС-11 – Князегубская №1 (Л-60)	14,7	25,9	1,5

Все уставки РЗиА соответствуют чувствительности на линиях.

2.5 Выбор коммутационных аппаратов

Далее в работе приводится выбор коммутационных аппаратов ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

В результате проведения анализа параметров и конструктивных особенностей РУ различных типов для применения в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, установлено следующее [7]:

- к устаревшим типам относится оборудование с масляной изоляцией и многие устаревшие разработки с воздушной изоляцией. Применение данных типов оборудования в современных РУ не рекомендуется [7];
- к наиболее перспективным современным типам относится оборудование с вакуумной и элегазовой изоляцией. Применение данных типов оборудования рекомендовано в современных РУ всех классов напряжения [7].

Таким образом, с целью повышения коммутационной способности, надёжности и безаварийности работы основного оборудования, а также снижения затрат на ремонт и обслуживание основного оборудования, в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, рекомендуется провести полную замену устаревших масляных баковых выключателей марки МКП-110М-630(1000)-20-У1 с приводами ШПЭ-33, на элегазовые модели выключателей высокого напряжения.

Такая замена будет иметь значительный технико-экономический эффект.

Также предлагается проверить на соответствие расчётным параметрам сети остальных аппаратов ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, не нуждающихся в замене.

«Для защиты и коммутации оборудования в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 устанавливаются новые элегазовые высоковольтные выключатели марки» [14] ВГТ-110-31,5/2000 (завод-изготовитель – ЗАО «ЗЭТО») [18].

При этом выбирается модификация и комплектация данного выключателя для установки в ОРУ-110 кВ (баковый элегазовый выключатель колонкового типа).

«Выбор высоковольтных выключателей осуществляется по номинальному напряжению» [15]:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (17)$$

«Выбор выключателей проводится по максимальному рабочему току» [15]:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (18)$$

«Проверка выключателя на симметричный ток отключения» [15]:

$$I_{пт} \leq I_{откн.н}. \quad (19)$$

«где $I_{пт}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов;

$I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА» [5].

«Проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ» [15]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откн.н} (1 + \beta_n), \quad (20)$$

«где $i_{ат}$ – значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов;

β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов» [15].

«Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов»
[15]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (21)$$

«где $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;
 $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя» [15].

«На электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [15]:

$$i_y \leq i_{пр.с}, \quad (22)$$

«где $i_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;
 i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [15].

«Проверка на термическую стойкость по значению теплового импульса»
[11]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (23)$$

«где B_k – тепловой импульс, $A^2 \cdot c$;
 I_T – ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$;
 t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с»
[15].

«Тепловой импульс определяется по известному выражению» [15]:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (24)$$

«По приведённым формулам (17) – (24), проводится выбор и проверка новых элегазовых вводных, секционных и линейных выключателей высокого напряжения для установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 (таблица 8).

В работе приняты следующие решения по выбору вводных выключателей высокого напряжения:

- вводы 1-4, выключатели РУ-110 кВ: ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые);
- секционные присоединения 1 и 2, выключатели ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые);
- линейные присоединения 1-6: выключатели ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые).

Таблица 8 – «Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения для установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11» [20]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 - 4, выключатели РУ-110 кВ: ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,62 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 13,11 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,62^2 \cdot 3 = 94,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Секционные присоединения 1 и 2, выключатели ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,62 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 13,11 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 94,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Линейные присоединения 1-6: выключатели ВГТ-110-31,5/2000 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 84,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,62 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 13,11 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 94,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Далее проводится выбор и проверка аппаратов ОРУ-110 кВ, не нуждающихся в замене.

«Результаты проверочного расчёта разъединителей для установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, представлены в работе в таблице 9» [15].

Таблица 9 – «Результаты проверочного расчёта разъединителей для установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11» [15]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители ОРУ-110 кВ: РЛНЗ-1-110630, РДЗ-1-110/1000 и РНД-110/600	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 13,11 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 94,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с.}$

Далее проводится проверка измерительных трансформаторов для установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Известно, что «измерительные трансформаторы напряжения и тока выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному первичному току $I_{1ном}$, номинальному вторичному току $I_{2ном}$, классу точности» [13]:

$$U_c \leq U_{ном}, \quad (25)$$

$$S_2 \leq S_{ном}, \quad (26)$$

где « S_2 – суммарная мощность, потребляемая катушками приборов и реле, а также РЗиА, получающим питание от измерительных трансформаторов тока и напряжения» [17].

Для применения в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, приняты измерительные трансформаторы напряжения (ТН) 110 кВ марки НКФ-110 УХЛ1.

Результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения для установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, представлены в форме сводной таблицы 10.

Таблица 10 – Результаты проверки трансформаторов напряжения для установки в проектируемой ПС-110/35/10 кВ

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \sum}$, ВА
НКФ-110 УХЛ1	2	600/2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$

Кроме того, аналогично проверены на соответствие условиям и параметрам сети 110 кВ, трансформаторы тока марки ТФЗМ-110 УХЛ1, а также ограничители перенапряжения 110 кВ марки ОПН-110/77/10/400 УХЛ1 (защита линий) и ОПНп-110/73/10/550 УХЛ1 (защита ТН).

Таким образом, всё выбранное оборудование может быть принято к установке в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 в результате его реконструкции. Выбранное и проверенное оборудование показано в графической части работы.

Выводы по разделу 2.

Исходя из результатов проведённого анализа основного силового оборудования ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, с учётом исходной схемы объекта до проведения реконструкции, установлено, что реконструкцию данного объекта целесообразно проводить с внедрением следующих основных мероприятий:

- с целью повышения надёжности и обеспечения необходимых условий транзита мощности и внутренних связей каскада Нивских ГЭС, в состав которого входит Князегубская ГЭС, в схеме электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 рекомендуется применить схему «две рабочие системы шин с обходной системой шин». Такая схема имеет значительные преимущества перед применяемой схемой «две рабочие секции

сборных шин, секционированные выключателем» и позволяет осуществлять вывод в ремонт оборудования без отключения основных потребителей и перевода их нагрузки на другую рабочую секцию сборных шин. Таким образом, при применении новой схемы электрических соединений «две рабочие системы шин с обходной системой шин», будут повышены параметры надёжности, резервирования, секционирования и бесперебойности электроснабжения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11;

- с целью повышения коммутационной способности, надёжности и безаварийности работы основного оборудования, а также снижения затрат на ремонт и обслуживание основного оборудования, в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, рекомендуется провести полную замену устаревших масляных баковых выключателей марки МКП-110М-630(1000)-20-У1 с приводами ШПЭ-33, на элегазовые модели выключателей высокого напряжения. Такая замена будет иметь значительный технико-экономический эффект. Также предлагается проверить на соответствие расчётным параметрам сети остальных аппаратов ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, не нуждающихся в замене.

Для выбора основного силового оборудования и расчёта системы РЗиА ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, проведены расчёты расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания на ОРУ-110 кВ.

Рассчитаны и выбраны уставки системы РЗиА вводных, секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

В качестве замены устаревших масляных баковых выключателей марки МКП-110М-630(1000)-20-У1 с приводами ШПЭ-33, выбраны современные элегазовые баковые выключатели марки ВГТ-110-31,5/2000.

Проверены все остальные аппараты, не нуждающиеся в замене, на соответствие условиям и параметрам их установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

3 Обеспечение безопасности работы ОРУ-110 кВ

3.1 Расчет системы освещения

Далее проводится расчёт и выбор осветительных устройств для обеспечения системы искусственного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Для освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 выбирается прожекторное светодиодное освещение.

Установленная мощность прожекторного светодиодного освещения определяется:

$$P_{уст} = m \cdot E_n \cdot K_z \cdot A, \quad (27)$$

где m – коэффициент, равный 0,5 Вт/лм;

E_n – норма освещенности, принимаем равной 5лк [1];

K_z – коэффициент запаса, равный 1,3;

A – освещаемая площадь, равная 2330,05 м².

Определяется установленная мощность прожекторного светодиодного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 по (27):

$$P_{уст} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 2330,5 = 7574,1 \text{ Вт}.$$

Исходя из полученных результатов расчёта, для освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 выбирается восемь комплексных прожекторов со светодиодными светильниками марки LCL24PM/36P (по два прожектора на опоре).

Такие прожекторы являются инновационными разработками, предназначенными для качественного и мощного освещения больших территорий.

Кроме того, данные прожекторы оборудованы охранным освещением, что очень важно для недопущения проникновения посторонних лиц, а также животных, на территорию ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11.

Осевая сила света определяется по формуле:

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (28)$$

где Φ_1 – расчётный световой поток лампы светильника, лм;

Φ_2 – номинальный световой поток лампы светильника [5].

Для условий выбранной системы освещения ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$I_o = \frac{100 \cdot 18600}{29000} = 64,1 \text{ кд}.$$

Минимальная высота установки прожектора в ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11 определяется по формуле:

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{I_o}{300}}. \quad (29)$$

Для условий системы наружного освещения ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{64100}{300}} = 14,61 \text{ м}. \quad (30)$$

Исходя из полученных результатов, принимается высота установки прожекторов наружной системы освещения ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11, равная 15м.

Окончательно принимается к установке на ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, восемь комплексных прожекторов со светодиодными светильниками марки LCL24PM/36P (по два прожектора на опоре).

Предусматривается расположение данных прожекторов по периметру ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

План расположения прожекторов системы наружного освещения на территории ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 показан на рисунке 10.

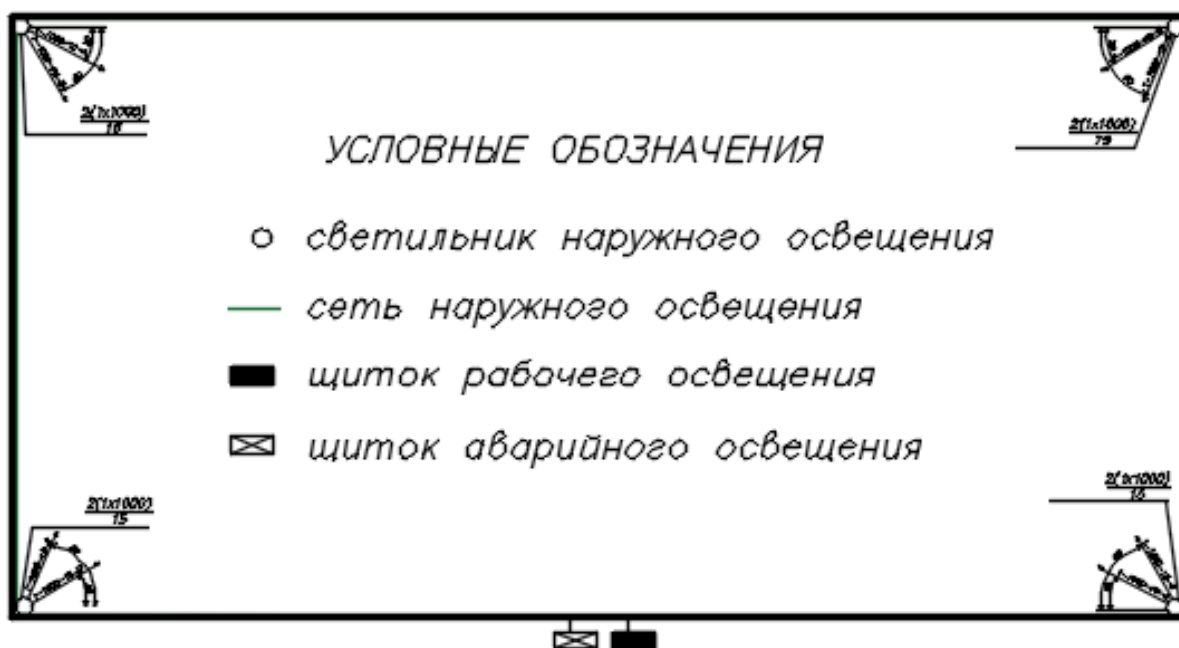


Рисунок 10 – План расположения прожекторов системы наружного освещения на территории ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11

Далее в работе необходимо выбрать систему автоматизированного управления наружным освещением ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

«В работе предлагается применить для решения поставленной задачи на основе САУ «Интеграл-Д».

Преимущество такой системы автоматического управления освещением заключается в простоте, адаптации к отечественным сетям, относительной дешевизне и высокой надёжности» [16].

Схема автоматизированной системы управления наружным освещением ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, выполненная на базе САУ «Интеграл-Д», представлена на рисунке 11.

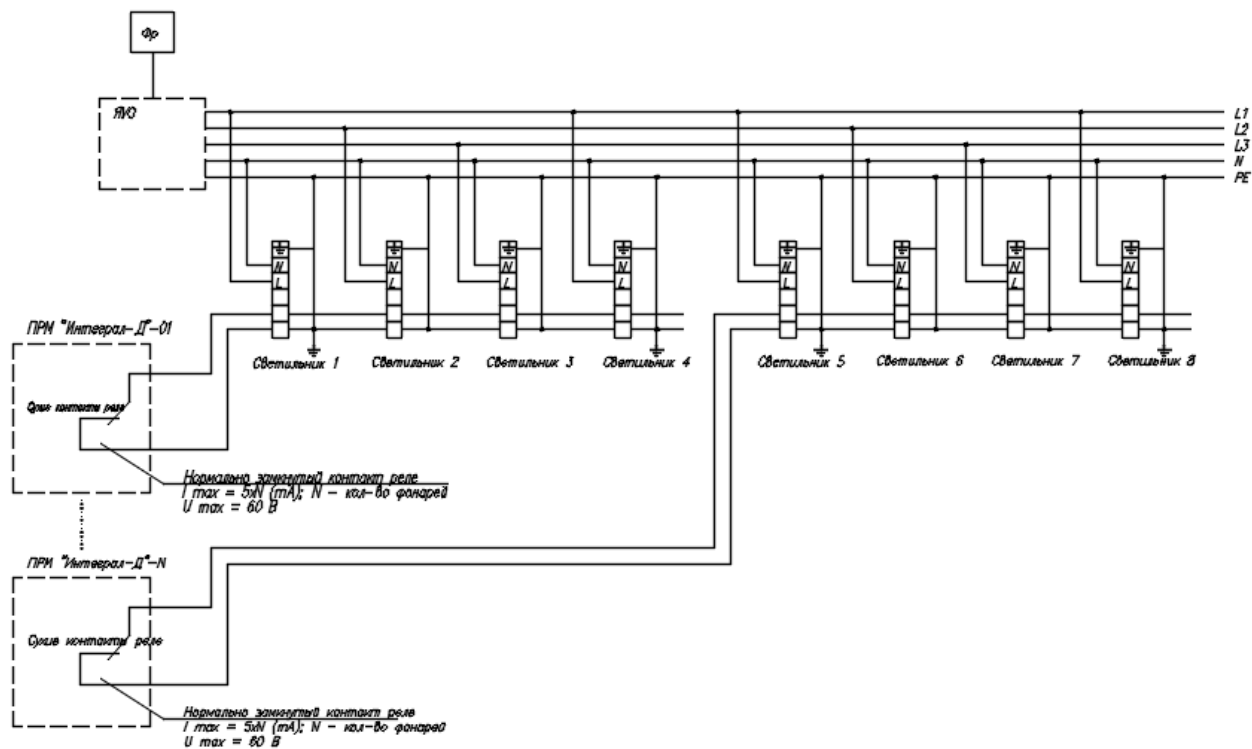


Рисунок 11 – Схема автоматизированной системы управления наружным освещением ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, выполненная на базе САУ «Интеграл-Д»

Таким образом, автоматизация схемы наружного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 значительно увеличит надёжность схемы, а также уменьшит расходы на систему собственных нужд.

Принятые схемные решения по системе наружного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 также представлены в графической части данной работы.

3.2 Расчёт молниезащиты и заземления

В работе проводится решение задачи, которое способствует уменьшению аварийности и повышению безопасности в распределительном

устройстве ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11. Для этого необходимо провести практический перерасчёт заземления и молниезащиты объекта исследования.

Далее в работе проводится расчёт системы заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

В качестве искусственных заземлителей применяются вертикальные и горизонтальные стальные стержни.

При этом контур заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 выполняется в виде сетки с использованием вертикальных, горизонтальных заземлителей, а также заземляющих проводников, соединяющих контур заземления с металлическими частями оборудования.

«Допустимое время воздействия электрического тока на организм людей» [3]:

$$\tau_g = t_{p.z.} + t_{отк.в} \text{ с.} \quad (31)$$

Для условий ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, с учётом наличия быстродействующей релейной защиты, отключающей выключатели в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 в случае попадания человека под действующее напряжение:

$$\tau_g = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с.}$$

Определяется сопротивление растекания тока от ступней человека (шаговое перенапряжение):

$$R_c = 1,5 \cdot \rho, \text{ Ом.} \quad (32)$$

С учётом специфики оборудования и грунта ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$R_c = 1,5 \cdot 0,009 = 0,0135 \text{ Ом.}$$

Коэффициент сопротивления тела человека с учётом растекания тока от ступней [3]:

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c}. \quad (33)$$

Для условий ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 0,0135} = 0,99.$$

«Определяется суммарная длина горизонтального заземлителя ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11» [19]:

$$L_r = \frac{130}{5} \cdot 48 + \frac{48}{5} \cdot 130 = 2496 \text{ м.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения на ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}. \quad (34)$$

$$K_n = \frac{0,5 \cdot 0,99}{\left(\frac{5 \cdot 2496}{5 \cdot \sqrt{130 \cdot 48}} \right)^{0,45}} = 0,105.$$

Напряжение на заземлителе контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{d}on.}}{K_n}, \text{кВ.} \quad (35)$$

Для проектируемого контура заземления ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$U_3 = \frac{400}{0,105} = 3810 \text{В} = 3,81 \text{кВ.}$$

Сопротивление заземляющего устройства ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$R_{з.\dot{d}on.} = \frac{U_3}{I_3}, \text{Ом.} \quad (36)$$

Для заземляющего контура ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$R_{з.\dot{d}on.} = \frac{3,81}{1,3} = 2,931 \text{Ом.}$$

Число ячеек по стороне квадрата контура заземления ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (37)$$

Для контура заземления ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11:

$$m = \frac{2496}{2 \cdot \sqrt{130 \cdot 48}} - 1 = 14,8.$$

Принимается $m=15$.

Длина полос в проектируемом контуре заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$L_r^{15} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \text{ м.} \quad (38)$$

Для условий контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$L_r^{15} = 2 \cdot \sqrt{130 \cdot 48} \cdot (15+1) = 2528 \text{ м.}$$

Длина сторон ячеек в проектируемом контуре заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{ м.} \quad (39)$$

Для проектируемого контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$b = \frac{\sqrt{130 \cdot 48}}{15} = 5,5 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_g} \cdot l_g} \quad (40)$$

Для проектируемого контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$n_g = \frac{\sqrt{130 \cdot 48 \cdot 4}}{5} = 63,2.$$

Принимается для проектируемого контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 $n_g=64$.

При этом общая длина вертикальных заземлителей в контуре заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \text{ м.} \quad (41)$$

Для условий ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$L_g = 5 \cdot 64 = 320 \text{ м.}$$

Относительная глубина заложения сетки электродов:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}, \text{ м.} \quad (42)$$

Для расчётных условий контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{130 \cdot 48}} = 0,384 \text{ м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_r^{16} + L_6}, \text{ Ом.} \quad (43)$$

Для условий системы заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$R_3 = 0,384 \cdot \frac{0,009}{\sqrt{130 \cdot 48}} + \frac{0,009}{2528 + 320} = 4,685 \cdot 10^{-5} \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя спроектированного контура заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 удовлетворяет минимальным условиям проверки:

$$R_3 = 4,685 \cdot 10^{-5} \text{ Ом} \leq R_{3, \text{ доп.}} = 2,931 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения в спроектированном контуре заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11:

$$U_{np} = K_n \cdot R_3 \cdot I_3, \text{ В.} \quad (44)$$

$$U_{np} = 0,105 \cdot 4,658 \cdot 10^{-5} \cdot 1,3 = 6,358 \cdot 10^{-3} \text{ В.}$$

Условие выполняется, система заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 рассчитано верно.

В контуре заземления все части соединяются свариванием или глухими болтовыми соединениями.

Коммутационные и защитные аппараты в системе заземления устанавливать запрещается [9].

Конструктивное выполнение спроектированной системы заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 представлено на графическом листе 6.

В соответствии с [15], устанавливается необходимый комплекс мероприятий и устройств, предназначенных для обеспечения безопасности

людей (сельскохозяйственных животных), предохранения зданий, сооружений, оборудования и материалов от взрывов, пожаров и разрушений, возможных при воздействиях молнии.

Согласно [7], от стоек конструкции ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 с молниеотводами, должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в трех-четырех направлениях для ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Кроме того, должно быть установлено соответственно два-три или один-два вертикальных электрода длиной 3-5м на расстоянии, не меньшим длины электрода.

Согласно [7], место присоединения конструкции со стержневым молниеотводом к заземляющему контуру ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, расположено на расстоянии более 15м по магистралям заземления от места присоединения к нему трансформатора.

«Защита ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 осуществляется стержневыми молниеотводами.

На высоте защищаемого объекта (наиболее выступающие части оборудования и конструкций ОРУ 110 кВ) радиус действия молниеотвода определяется по формуле» [7]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (45)$$

«где h – высота молниеотвода;

h_a – активная высота молниеотвода;

h_x - высота наиболее выступающих элементов ОРУ 110 кВ;

p – коэффициент, равный единице при высоте молниеотвода $h < 30\text{м}$ »

[7].

«Для системы молниезащиты ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11» [7]:

$$h_a = h - h_x = 24 - 12 = 12 \text{ м.}$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{12}{24}} \cdot 1 = 12,8 \text{ м.}$$

«Наименьшая ширина зоны защиты b_x ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 определяется по формуле» [7]:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7h_a - 1}{14h_a - a}. \quad (46)$$

«Расстояние от оси установки молниеотводов системы молниезащиты ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 до границы защищаемой зоны» [7]:

$$b_{x1} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 40}{14 \cdot 12 - 40} = 17,6 \text{ м,}$$

$$b_{x2} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 42}{14 \cdot 12 - 42} = 17,1 \text{ м.}$$

«Условие для защиты объекта высотой h_x внутри зоны защиты» [4]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (47)$$

«где D – наибольшая диагональ четырехугольника» [4].

$$D = \sqrt{40^2 + 42^2} = 58 \text{ м.}$$

Проверяется условия соответствия системы молниезащиты ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 минимальным условиям надёжности:

$$D \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м.}$$

$$58 \text{ м} \leq 96 \text{ м.}$$

Условия соответствия системы молниезащиты ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 минимальным условиям надёжности выполняются.

Следовательно, система молниезащиты объекта рассчитана верно и может быть рекомендована к использованию на объекте.

«Таким образом, окончательно принимается к установке на объекте четыре молниеотвода высотой 24 м» [7].

Выводы по разделу 3.

В работе проведён расчёт системы наружного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Принято к установке на ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, восемь комплексных прожекторов со светодиодными светильниками марки LCL24PM/36P (по два прожектора на опоре).

Такие прожекторы являются инновационными разработками, предназначенными для качественного и мощного освещения больших территорий. Кроме того, данные прожекторы оборудованы охранным освещением, что очень важно для недопущения проникновения посторонних лиц, а также животных, на территорию ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11. Предусматривается расположение данных прожекторов по периметру ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Выбрана система автоматизированного управления наружным освещением ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, выполненная на основе САУ «Интеграл-Д». Установлено, что автоматизация схемы наружного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 значительно увеличит надёжность схемы, а также уменьшит расходы на систему собственных нужд.

Рассчитана и проверена система заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, необходимая для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала во всех распределительных устройствах объекта при возникновении аварийных ситуаций, связанных с явлением утечки токов на землю. Также в работе рассчитана и проверена система молниезащиты для установки на ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Заключение

В работе осуществлена реконструкция электрической части ОРУ-110 Княжегубской ГЭС-11 с заменой масляных выключателей на элегазовые.

На первом этапе работы, с целью уточнения технических условий, необходимых для качественного проведения реконструкции ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-1, проведён анализ следующих исходных данных:

- приведены общие сведения о Княжегубской ГЭС-11 с анализом особенностями её работы и связей ГЭС в рамках объединённой региональной энергосистемы,
- осуществлён анализ электрических нагрузок и режимов работы Княжегубской ГЭС-11.

Исходя из результатов проведённого анализа основного силового оборудования ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11, с учётом исходной схемы объекта до проведения реконструкции, установлено, что реконструкцию данного объекта целесообразно проводить с внедрением следующих основных мероприятий:

- с целью повышения надёжности и обеспечения необходимых условий транзита мощности и внутренних связей каскада Нивских ГЭС, в состав которого входит Княжегубская ГЭС, в схеме электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ Княжегубской ГЭС-11 рекомендуется применить схему «Две рабочие системы шин с обходной системой шин», такая схема имеет значительные преимущества перед применяемой схемой «Две рабочие секции сборных шин, секционированные выключателем» и позволяет осуществлять вывод в ремонт оборудования без отключения основных потребителей и перевода их нагрузки на другую рабочую секцию сборных шин, таким образом, при применении новой схемы электрических соединений «Две рабочие системы шин с обходной системой шин», будут повышены параметры надёжности,

резервирования, секционирования и бесперебойности электроснабжения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11;

- с целью повышения коммутационной способности, надёжности и безаварийности работы основного оборудования, а также снижения затрат на ремонт и обслуживание основного оборудования, в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, рекомендуется провести полную замену устаревших масляных баковых выключателей марки МКП-110М-630(1000)-20-У1 с приводами ШПЭ-33, на элегазовые модели выключателей высокого напряжения, такая замена будет иметь значительный технико-экономический эффект, также предлагается проверить на соответствие расчётным параметрам сети остальных аппаратов ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, не нуждающихся в замене.

Для выбора основного силового оборудования и расчёта системы РЗА ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, проведены расчёты расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания на ОРУ-110 кВ.

Расчитаны и выбраны уставки системы РЗА вводных, секционных и линейных присоединений ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

В качестве замены устаревших масляных баковых выключателей марки МКП-110М-630(1000)-20-У1 с приводами ШПЭ-33, выбраны современные элегазовые баковые выключатели марки ВГТ-110-31,5/2000.

Проверены все остальные аппараты, не нуждающиеся в замене, на соответствие условиям и параметрам их установки в ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

В работе проведён расчёт системы наружного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Принято к установке на ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, восемь комплексных прожекторов со светодиодными светильниками марки LCL24PM/36P (по два прожектора на опоре).

Такие прожекторы являются инновационными разработками, предназначенными для качественного и мощного освещения больших территорий.

Кроме того, данные прожекторы оборудованы охранным освещением, что очень важно для недопущения проникновения посторонних лиц, а также животных, на территорию ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Предусматривается расположение данных прожекторов по периметру ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Выбрана система автоматизированного управления наружным освещением ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, выполненная на основе САУ «Интеграл-Д».

Установлено, что автоматизация схемы наружного освещения ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11 значительно увеличит надёжность схемы, а также уменьшит расходы на систему собственных нужд.

Рассчитана и проверена система заземления ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, необходимая для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала во всех распределительных устройствах объекта при возникновении аварийных ситуаций, связанных с явлением утечки токов на землю.

Также в работе рассчитана и проверена система молниезащиты для установки на ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11.

Таким образом, в работе разработан проект реконструкции ОРУ-110 кВ Князегубской ГЭС-11, с учётом надёжности, экономичности, безопасности, а также применением современных технических решений.

Список используемых источников

1. Выбор блочных трансформаторов и трансформаторов связи [Электронный ресурс]: URL: https://vuzlit.com/744067/vybor_blochnyh_transformatorov_transformatorov_svyazi (дата обращения: 17.11.2023).

2. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 17.11.2023).

3. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 17.11.2023).

4. Князегубская ГЭС. [Электронный ресурс]: URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Князегубская_ГЭС (дата обращения: 17.11.2023).

5. Князегубская ГЭС. [Электронный ресурс]: URL: <https://zavodfoto.livejournal.com/6669741.html> (дата обращения: 17.11.2023).

6. Нивские ГЭС. [Электронный ресурс]: URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Нивские_ГЭС (дата обращения: 17.11.2023).

7. Постановление Правительства РФ от 9 сентября 2023 г. № 1473 «Об утверждении комплексной государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» [Электронный ресурс]: URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/407532842/> (дата обращения: 17.11.2023).

8. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15 декабря 2020 г. № 903н / Приказ от 29 апреля 2022 г. № 279н). Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.

9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

10. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

11. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 18.11.2023).

12. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях [Электронный ресурс]: URL: https://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/raschet_tokov_korotkih_zamykanij_i_zamykanij_na_zemlyu_v_raspredeleitelyh_setyah.pdf (дата обращения: 17.11.2023).

13. Релейная защита и автоматика силовых масляных трансформаторов [Электронный ресурс]: URL: <https://electricalschool.info/relay/1947-relejnjaja-zashhita-i-avtomatika.html> (дата обращения: 17.11.2023).

14. Релейная защита силовых трансформаторов [Электронный ресурс]: URL: <https://elektronchic.ru/relejnaya-zashhita/relejnaya-zashhita-silovyx-transformatorov.html> (дата обращения: 17.11.2023).

15. Светильник светодиодный LCL24PM/36P [Электронный ресурс]: URL: https://tdatm.ru/catalog/svetotekhnicheskoe_oborudovanie/svetilnik_svetodiodnyy_lcl24pm_36p.html (дата обращения: 17.11.2023).

16. 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/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 24.11.2023).

17. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088422/titles> (дата обращения: 24.11.2023).

18. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные

законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ [Электронный ресурс]: URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения: 17.11.2023).

19. Элегазовое оборудование ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elec.ru/publications/elektricheskaja-generatsija/6993/> (дата обращения: 17.11.2023).

20. Электрическая часть электростанций - Собственные нужды электрических станций [Электронный ресурс]: URL: <https://forca.ru/knigi/arhiv/elektricheskaya-chast-elektrostantsiy-28.html> (дата обращения: 17.11.2023).