

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»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.В. Коловский  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция подстанции «Гидролизная» 110/6/6 кВ

тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.э.н  
должность, ученая степень

Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

В.О. Ланин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
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»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ А.В. Коловский \_\_\_\_\_

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту Ланину Валерию Олеговичу

фамилия, имя, отчество

Группа ХЭн 18-01 Направление (специальность) 13.03.02

номер

код

«Электроэнергетика и электротехника»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция подстанции «Гидролизная» 110/6/6 кВ

Утверждена приказом по университету № 211 от 15.04. 2022 г.

Руководитель ВКР Н.В. Дулесова, доцент кафедры «Электроэнергетика»

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Однолинейная схема ПС «Гидролизная» 110/6/6 кВ, данные об установленном оборудовании.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение.

1 Общая характеристика подстанции 110/6/6 кВ

2 Обоснование реконструкции схемы электрических соединений и оборудования

3 Выбор силового оборудования ПС «Гидролизная» 110/6/6 кВ.

4 Элегазовый выключатель.

5 Безопасность проектных решений.

6 Техничко-экономические расчеты. Заключение.

Перечень обязательных листов графической части:

1. Э1 Однолинейная схема ПС «Гидролизная» 110/6/6 кВ до реконструкции.

2. Э2 Однолинейная схема ПС «Гидролизная» 110/6/6 кВ после реконструкции.

3. Э3 Схема собственных нужд ПС «Гидролизная» 110/6/6 кВ.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

подпись

Н.В. Дулесова

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

В.О. Ланин

подпись, инициалы и фамилия студента

«03» мая 2022 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция подстанции «Гидролизная» 110/6/6 кВ» содержит пояснительную записку, состоящую из 68 листа текстового документа, и графический материал на листах формата А1 в количестве 3 листов. Пояснительная записка содержит 21 таблицу, 5 рисунков и 25 использованных источников.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ.**

Объект исследования – ПС 110 кВ «Гидролизная».

Предмет исследования – методы и методики выбора электрооборудования, расчета токов КЗ и электрических нагрузок.

Целью ВКР является реконструкция подстанции 110 кВ «Гидролизная».

Задачи ВКР, которые необходимы для достижения цели:

- дать общую характеристику подстанции «Гидролизная»,
- описать схему электрических соединений подстанции и существующего оборудования;
- обосновать реконструкцию схемы электрических соединений и замену оборудования 110 кВ;
  - произвести обзор конструкций выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения и тока напряжением 110 и кВ и дать их сравнительную характеристику;
  - рассчитать токи нормального и утяжеленного режима путем определения электрических нагрузок отходящих присоединений;
  - рассчитать токи короткого замыкания и выбрать оборудование на подстанции;
  - составить локальную смету на реконструкцию подстанции.

## ABSTRACT

The final qualifying work on the topic «Reconstruction of the substation «Gidrolyznaya» 110/6/6 kV» contains an explanatory note consisting of 73 sheets of a text document, and graphic material on sheets of A1 format in the amount of 3 sheets. The explanatory note contains 21 tables, 5 figures and 25 references.

RECONSTRUCTION, SUBSTATION, SWITCHGEAR, SWITCH, DISCONNECTOR, MEASURING TRANSFORMER, ELECTRIC LOAD, SHORT CIRCUIT CURRENT, CHOICE OF EQUIPMENT.

The object of study is the SS 110 kV «Gidrolyznaya».

The subject of the study is the methods and techniques for choosing electrical equipment, calculating short-circuit currents and electrical loads.

The purpose of the WRC is the reconstruction of the 110 kV substation «Gidrolyznaya».

The tasks of the WRC, which are necessary to achieve the goal:

- give a general description of the substation «Gidrolyznaya»,
- describe the wiring diagram of the substation and existing equipment;
- substantiate the reconstruction of the electrical connection scheme and the replacement of 110 kV equipment;
- review the designs of switches, disconnectors, voltage and current transformers with a voltage of 220 kV and give their comparative characteristics;
- calculate the normal and heavy duty currents by determining the electrical loads of the outgoing connections;
- calculate short circuit currents and select equipment at the substation;
- draw up a local estimate for the reconstruction of the substation.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Общая характеристика подстанции 110/6/6 кВ .....	8
1.1 Общие сведения о подстанции «Гидролизная» .....	8
1.2 Сведения о стороне низшего напряжения (6 кВ) .....	9
1.3 Релейная защита стороны 6 кВ .....	10
1.4 Обслуживание подстанции .....	10
2 Обоснование реконструкции подстанции «Гидролизная» .....	11
3 Силовое оборудование подстанции «Гидролизная» .....	17
3.1 Выбор основного оборудования подстанции «Гидролизная» .....	17
3.1.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ .....	17
3.1.2 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ .....	18
3.1.3 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 110 кВ .....	19
3.1.4 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ .....	20
3.2 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 6 кВ .....	21
3.2.1 Выбор выключателя на стороне 6 кВ .....	22
3.2.2 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 6 кВ .....	25
3.2.3 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 6 кВ .....	25
3.2.4 Выбор измерительного трансформатора напряжения на стороне 6 кВ .....	29
3.3 Расчет токов короткого замыкания .....	30
3.4 Электротехнические и конструктивные решения .....	35
4 Элегазовый выключатель .....	37
4.1 Монтаж элегазового выключателя .....	38
4.2 Эксплуатация элегазовых выключателей .....	39
5 Безопасность проектных решений .....	42
5.1 Расчёт заземляющего устройства подстанции «Гидролизная» .....	42
5.2 Расчет молниезащиты .....	46
5.3 Маслоотвод .....	49
6 Техничко-экономические расчеты .....	50
6.1 Локальная смета реконструкции подстанции .....	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	67

## ВВЕДЕНИЕ

Правила по промышленной эксплуатации электростанций России указывают осуществлять:

- эффективную работу электростанций и сетей с помощью снижения производственных затрат, повышения эффективности, увеличения мощности установленного оборудования;

- обновление основных производственных фондов с помощью технического перевооружения и реконструкции электростанций и сетей и изменении оборудования;

- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных способов ремонта.

Результативность всякого производства зависит от реконструкции оборудования.

Возникли новые виды высоковольтных выключателей, нелинейные ограничители перенапряжения, началось выработка и введение новейших микропроцессорных устройств и автоматики за последние 20 лет.

Из-за прогресса в виде проектирования подстанций и изменения старых появились новые условия в введении высокоактивной дуговой защиты, в области электромагнитной совместимости и т.д.

В настоящее время нынешние экономические обстоятельства сильно влияют на увеличение надежности потребителей. Предприятиям приходится заниматься качеством и сертификацией электроэнергии. Через суд можно возместить вред и компенсацию, если электроэнергия некачественная или недопоставляется.

Чтобы повысить качество и надежность электроэнергии, обязательно нужно экономическое обоснование. Экономическое обоснование позволяет оценить все возможные траты в проект электроснабжения.

Можно повысить производительность труда и обслуживание оборудования с помощью введения нового оборудования и методов эксплуатации.

## 1 Общая характеристика подстанции 110/6/6 кВ

### 1.1 Общие сведения о подстанции «Гидролизная»

Понизительная подстанция «Гидролизная» напряжением 110/6/6 кВ, расположена в районе поселка Усть-Абакан и была построена в 1976 году.

В районе, где расположена подстанция, самая холодная средняя температура достигает 42 °С. Летом самая высокая температура – + 40 °С, самая низкая зимой – 40 °С. Среднегодовая составляет 0,7 °С. Вторая степень по загрязненности, по гололеду является вторым районом, а по ветру третьим.

На сегодняшний день подстанция имеет 2 трансформатора ТРДН 25000/110/ -6/6. Питание подстанции проходит по нескольким линиям 110 кВ. На подстанции все силовое оборудование представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Основное оборудование подстанции до реконструкции

Оборудование	Класс напряжения	
	110 кВ	6 кВ
1	2	4
Разъединители	РЛНДЗ-110/600	Выкатные
Отделитель	ОД-110М-600	-
Короткозамыкатель	КЗ-110	-
Трансформаторы тока	-	ТВЛМ-10 ТЛШ-10 ТОЛ-10
Трансформаторы напряжения	-	НТМИ –10 НАМИ - 10
ОПН	ОПН П 110/88	ОПН -6 кВ
Выключатели	-	Серии ВМП

Концевые опоры осуществляют защиту от ударов молнии, потому что район, где находится подстанция, имеет грозовую деятельность 40-60 часов годовой интенсивности. Устройство заземления подстанции не превышает 10 Ом и высчитано по условию растекания.

Предназначение подстанции заключается в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей II категории, которые расположены в зоне

действия сетей 6 кВ. Подстанция обеспечивает электроэнергией следующих потребителей:

- Водозабор;
- Водоканал;
- ООО «Хак СИ»;
- Поселок;
- ООО «Электросервис»;
- Проомбаза;
- ХГЗ;
- ТВК – сервис;

## **1.2 Сведения о стороне низшего напряжения (6 кВ)**

Сети с изолированной нейтралью применяются на стороне низшего напряжения 6 кВ. Сети с изолированной нейтралью отличаются тем, что значение токов составляет 6-20 А, потому что токи идут через распределенные емкости фаз при однофазном коротком замыкании на землю. Из-за этого линейные напряжения не искажаются и потребители, которые включены на междуфазное напряжение, работают нормально. Когда сеть работает с замкнутой фазой на землю, более вероятно становится повреждение другой фазы, а также возникает короткое замыкание через землю.

На подстанции схема изображается с одной системой шин на стороне низкого напряжения. У данной схемы есть преимущество и недостаток: преимущество заключается в том, что схема простая и наглядная, а недостатком является то, что она не совсем надежна. Важно отметить, что еще одним недостатком схемы является то, что потребители могут остаться без резерва и отключиться на время ремонта при повреждении или ремонте секции. Во время этого источнику питания приходится отключаться на все время ремонта и включаться только после устранения неполадок и повторного введения в работу. Комплектно распределительные устройства применяются в схеме с одной

системой шин на стороне 6 кВ, они позволяют уменьшить цену монтажа и время сооружения электроустановки.

### **1.3 Релейная защита стороны 6 кВ**

Источниками оперативного тока являются трансформаторы собственных нужд, а также трансформаторы напряжения, тока и заранее заряженные конденсаторы.

Трансформаторами напряжения являются НТМИ и НАМИ на стороне 6 кВ, а трансформаторами тока ТВЛМ, у которых разные коэффициенты трансформации.

От токов, возникающих из-за внешних коротких замыканий, защищает максимальная токовая защита, которая действует на отключение, устанавливается она с питающей стороны. Схема неполной звезды с ускорением до АПВ позволяет осуществить защиту отходящих линий с напряжением 6 кВ, поэтому там применяются схемы с реле прямого действия типа РТ-85.

### **1.4 Обслуживание подстанции**

Оперативно выездная бригада и бригада центрального ремонта осуществляют ремонт и обслуживание отходящих фидеров 6 кВ. Они находятся на предприятии района электрических сетей, который расположен в г. Черногорске. На этом же предприятии находится диспетчерский пункт управления. Расстояние от подстанции до базы составляет около 11 км. Если срабатывает защита на фидерах, то от дежурного идет сигнал и бригада выезжает к подстанции и обходит поврежденную линию, чтобы устранить неисправность.

В зависимости от вида неисправностей, бригада устраняет их сама или вызывает бригаду БЦР с необходимыми средствами. К небольшим неисправностям можно отнести раскол изоляторов или обрыв проводов. К крупной неисправности можно отнести, обрыв опор, в этом случае бригада БЦР необходима.

## **2 Обоснование реконструкции подстанции «Гидролизная»**

Срок службы у действующих силовых трансформаторов на ПС – 50 лет, поэтому они могут продолжать эксплуатироваться. Также продолжать эксплуатироваться могут коммутационное оборудование и измерительные трансформаторы, но срок их службы подходит к концу. В непригодном состоянии на подстанции находятся строительные сооружения и железобетонные постройки.

Согласно исходным данным потребителями подстанции «Гидролизная» являются электроприемники II категории, а именно:

1. Ячейка 8 (1 секция – 6кВ) – ООО «Хак СИ».
2. Ячейка 7 (1 секция – 6кВ) – Водозабор.
3. Ячейка 6 (1секция – 6кВ) – Водоканал.
4. Ячейка 23 (3секция – 6кВ) – Хакрес Водоканал.
5. Ячейка 25 (3секция – 6кВ) – ХГЭ.
6. Ячейка 22 (3секция – 6кВ) – Промбаза.
7. Ячейка 19А (3секция – 6кВ) – ООО «Электросервис»
8. Ячейка 15 (2секция – 6кВ) – Поселок.
9. Ячейка 14 (2секция – 6кВ) – ООО «Хак СИ».
10. Ячейка 13 (2секция – 6кВ) – Хакрес Водоканал.
11. Ячейка 12 (2секция – 6кВ) – Поселок.
12. Ячейка (29)32 (4секция – 6кВ) – ООО «ТВК-сервис».
13. Ячейка 31 (4секция – 6кВ) – Усть-Абаканский РЭС.
14. Ячейка 35 (4секция – 6кВ) – Промбаза.
15. Ячейка 28 (4секция – 6кВ) – Хакрес Водоканал.

Согласно ПУЭ, два независимых взаиморезервирующие источники питания должны питать электроприемников II категории. Если при этом произошло нарушение электроснабжения, то должен быть перерыв электроснабжения и включиться резервное питание или выехать оперативно выездная бригада.

В настоящее время на подстанции «Гидролизная» установлены 2 трансформатора по 25 МВА.

$$S_{\text{тр}} = 50, \text{ МВА}$$

Пропускная способность по активной мощности:

$$P_{\text{тр}} = S_{\text{тр}} \cdot \cos\varphi, \quad (2.1)$$

$$P_{\text{тр}} = 2 \cdot 25 \cdot 0,85 = 42,5, \text{ МВт}$$

Пропускная способность по реактивной мощности:

$$Q_{\text{тр}} = P_{\text{тр}} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.2)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{1 - \cos^2\varphi}{\cos\varphi} \quad (2.3)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{1 - 0,85^2}{0,85} = 0,33$$

$$Q_{\text{тр}} = 42,5 \cdot 0,33 = 14,02, \text{ МВар}$$

Полная мощность:

$$S_{\text{полн}} = \sqrt{P_{\text{тр}}^2 + Q_{\text{тр}}^2}, \quad (2.4)$$

$$S_{\text{полн}} = \sqrt{42,5^2 + 14,02^2} = 44,75, \text{ МВА}$$

По информации, полученной с предприятия, трансформаторы на ПС суммарно загружены на 60%,

$$S_{\text{нагр}} = 30, \text{ МВА}$$

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{нагр}} \cdot \cos\varphi, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{нагр}} = 30 \cdot 0,85 = 25,5, \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.6)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = 0,33$$

$$Q_{\text{нагр}} = 25,5 \cdot 0,33 = 8,41, \text{ МВар}$$

$$S_{\text{полн}} = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2} \quad (2.7)$$

$$S_{\text{полн}} = \sqrt{25,5^2 + 8,41^2} = 26,8, \text{ МВА}$$

В перспективе повышения нагрузки на трансформаторы учитывается заявка на присоединение предприятия «Дата «Центр» на 15 МВт. Данную нагрузку можно поровну, по 7,5 МВт, распределить на 1 трансформатор (1 и 3 секции) и 2 трансформатор (2 и 4 секции).

На основе вышеперечисленного коэффициент загрузки не должен превышать 0,7, тогда:

$$P_{\text{прис}} = 15, \text{ МВт}$$

Суммарная нагрузка трансформаторов

$$P_{\text{нагр}} = 25,5 + 15 = 40,5, \text{ МВт}$$

$$S_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} \cdot \cos\varphi,$$

$$S_{\text{нагр}} = 40,5 \cdot 0,85 = 34,2, \text{ МВА}$$

Коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{тр}}}, \quad (2.8)$$

$$K_3 = \frac{34,2}{2 \cdot 25} = 0,68 < 0,7$$

Коэффициент загрузки ( $K_3 = 0,68$ ) не превышает коэффициент 0,7, отсюда можно сделать вывод, что присоединение предприятия «Дата «Центр» является возможным.

В открытом распределительном устройстве 110 кВ применена схема мостик с двумя секционными разъединителями в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов. Секционные разъединители в нормальном состоянии отключены. Основными коммутационными аппаратами в ОРУ-110 кВ являются разъединители, отделители и короткозамыкатели. ОРУ-110 кВ выполнено из отдельных блоков, представляющих собой конструкцию с вмонтированным оборудованием. Все аппараты ОРУ расположены на невысоких железобетонных основаниях. По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности монтажа и ремонта оборудования. Сборные шины в ОРУ 110 кВ выполнены из гибких проводников (провода АС-120/19). Крепятся шины на порталах с помощью подвесных изоляторов. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты и автоматики прокладываются в лотках из железобетонных

конструкций. – разъединители РНДЗ-2-110/1000; – отделители ОД-110; – короткозамыкатели КЗ -110; – разрядники РВС-110.

РУ-6 кВ. На низкой стороне 6 кВ применена схема с двойной секционированной системой шин. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен. При аварийном отключении силового трансформатора или питающей линии секционный выключатель включается автоматически при помощи АВР. РУ-10 кВ комплектуется шкафами типа К-37. К-37 состоит из шкафов бронированного типа (с разделением на отсеки) и шинных мостов.

Конструктивно в шкафах выделены следующие отсеки:

- 1) аппаратура главных цепей - отсек выкатного элемента;
- 2) сборные шины – отсек сборных шин;
- 3) отсек линейных присоединений;
- 4) аппаратура релейной защиты и автоматики – отсек вторичной коммутации. КРУН 6 кВ шкафы типа К-37; – выключатели ВМГ-6-20/630; - разрядник РВП-6.

Силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд. На электрической подстанции 110/6 кВ «Гидролизная» установлено два силовых двухобмоточных трансформатора Т1 и Т2. ТМ-1 и ТМ-2 – это понижающие трансформаторы, через которые потребители присоединяются к сети 380/220 В из-за того, что мощность их собственных нужд небольшая.

Важно отметить, что некоторая часть оборудования морально и физически устарела, потому что на сторонах 110 и 6 кВ оно масляное, поэтому следует его менять на элегазовое или вакуумное, что происходит на сегодняшний день все чаще и чаще в электроэнергетике.

Главной причиной реконструкции является ненадежная схема ОРУ ВН подстанции. Обосновывается это тем, что невозможно провести текущий ремонт, так как трансформатор не может отключиться на время ремонта, поэтому только в минимальных количествах производится техническое обслуживание.

За время эксплуатации, а также в силу достижений в науке и технике, оборудование, установленное на подстанции, морально и физически устарело,

следовательно, не обеспечивает требуемой надежности, так как утратило свой ресурс. Реконструкцию выполняем в два этапа. На первом этапе всю нагрузку переводим на трансформатор Т2 по второй линии. Первую линию выводим в ремонт. Во втором этапе реконструкции выполняем те же операции, что и в первом,

Реконструкция ОРУ 110 кВ. Схема электрических соединений подстанции, которая представляет собой схему мостика с двумя секционными разъединителями в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов не обеспечивает достаточно надёжного питания потребителей. Как говорилось ранее, действующая схема высокого напряжения подстанции имеет плохую надежность и существует большая вероятность повреждения силового трансформатора. Поэтому избавляемся от используемой схемы с применением отделителя с короткозамыкателем и устанавливаем со стороны 110 кВ элегазовый выключатель, с целью повышения надежности схемы, и два разъединителя для вывода в ремонт выключателя. Устанавливаем выключатель на линейном присоединении. Для защиты силовых трансформаторов от перенапряжений устанавливаем ОПН.

Реконструкция КРУН 6 кВ. К существующему КРУН 6 кВ ПС «Гидролизная» подключены линии электропередачи 6 кВ, которые обеспечивают электроснабжение ответственных потребителей. Эти присоединения к КРУН 6 кВ определяют расчётные условия, в которых должна производиться реконструкция действующей подстанции.

В основу приведённого ниже варианта реконструкции КРУН 6 кВ заложены следующие принципы:

- максимальное сохранение в работе всех присоединений;
- обеспечение выдачи всей установленной мощности;
- сохранение связи между ОРУ 110 и КРУН 6 кВ подстанции;
- минимальное количество временных перемычек;
- исключение использования ячеек межсекционного выключателя для временного подключения присоединений.

Замена измерительного оборудования, приборов учёта электрической энергии. Заменяем контрольно-измерительные приборы, трансформаторы тока и напряжения на новые.

Реконструкция строительной части. Строительные сооружения, железобетонные конструкции, расположенные на территории подстанции, находятся в пригодном для дальнейшей эксплуатации состоянии. Реконструкции подвергнется здание ОПУ. Порталы находятся в хорошем состоянии и будут использоваться в дальнейшем. Молниезащита находится в хорошем состоянии, в проекте будет произведён проверочный расчёт эффективности молниезащиты. Заземление подвергнется перерасчёту и при необходимости будет заменено на новое, а старое заземление будет использоваться в качестве дополнительного.

### 3 Силовое оборудование подстанции «Гидролизная»

Исходные данные трансформаторов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные трансформатора

Тип трансформатора	U <sub>ном,кВ</sub>		U <sub>к, %</sub>	ΔP <sub>к, кВт</sub>	ΔP <sub>х, кВт</sub>	I <sub>х, %</sub>	ΔQ <sub>х, квар</sub>
	ВН	НН					
ТРДН-25000/110	110	6	11,5	170	36	0,7	150

#### 3.1 Выбор основного оборудования подстанции «Гидролизная»

Рабочий ток на стороне высшего напряжения соответствует формуле:

$$I_{РАБ,ВН} = \frac{S_{Н,Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, A \quad (3.1)$$

$$I_{РАБ,ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 133,69 A$$

##### 3.1.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ

Начинаем выбор с элегазового выключателя на стороне высшего напряжения - ВГТ-110П-40/2500 У1 [6].

Характеристики выключателей:

1.Номинальное напряжение:

$$U_{НОМ\ уст} = U_{НОМ\ выкл} (110\ кВ = 110\ кВ)$$

2.Номинальный ток:

$$I_{маx,раб.ВН} \leq I_{НОМ\ выкл} (133,69\ А \leq 1250\ А)$$

3.Отключающая способность:

3.1 Симметричный ток к.з. отключения:

$$I_{НОМ\ откл} = 40\ кА \geq I_{пк} = 2,95\ кА$$

3.2 Полный ток к.з. отключения:

$$\sqrt{2}I_{НОМ\ откл} \cdot (1 + \beta_{НОМ}) \geq \sqrt{2}I_{пк} + i_{ат}$$

$$\beta_{НОМ} = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2}I_{НОМ\ откл}}$$

$$\beta_{ном} = \frac{0,02}{\sqrt{2} \cdot 40} = 0,000353$$

$$\sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,000353) \geq \sqrt{2} \cdot 2,95 + 0,06$$

$$56,6 \text{ кА} \geq 4,23 \text{ кА}$$

Термическая стойкость:

$$I_{m \text{ см}}^2 \cdot t_m \geq B_k$$

$$50^2 \cdot 3 \geq 2,95^2 \cdot (0,02 + 0,04)$$

$$7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \geq 0,522 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 3 – Выбор и проверка выключателя на стороне ВН

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВГТ-110П-40/1250 У1	
$U_{ном \text{ уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном \text{ выкл}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном \text{ уст}} \geq U_{ном \text{ выкл}}$
$I_{max, \text{ раб. ВН}} = 133,69 \text{ А}$	$I_{ном \text{ выкл}} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном \text{ выкл}} \geq I_{max, \text{ раб. ВН}}$
$I_{пк} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ откл}} \geq I_{пк}$
$\sqrt{2}I_{нк} + i_{ат} = 4,23 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{ном \text{ откл}} \cdot (1 + \beta_{ном}) = 56,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{ном \text{ откл}} \cdot (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2}I_{нк} + i_{ат}$
$I_{пк} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{пр \text{ скв}} = 102 \text{ кА}$	$I_{пр \text{ скв}} \geq I_{пк}$
$B_k = 0,522 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{m \text{ см}}^2 \cdot t_m = 7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{m \text{ см}}^2 \cdot t_m \geq B_k$

220 В – это номинальное напряжение привода, ток постоянный и электромагнитный привод идет в комплект.

### 3.1.2 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

Разъединители классифицируются по таким параметрам, как номинальное напряжение, номинальный ток, по конструкции и роду установки. Также имеет место проверка на динамическую стойкость и термическую. В табличной форме будет произведен выбор. Привод по каталогу должен выбираться к каждому аппарату.

Начинаем выбор разъединителей для наружной установки. Выбираем РНДЗ 1(2)-110/630 Т1 со встроенным приводом ПДН-220Т [6].

Характеристики разъединителей:

1) Номинальное напряжение

$$U_{\text{ном уст}} = U_{\text{ном раз}} (110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ})$$

2) Номинальный ток

$$I_{\text{max раб ВН}} \leq I_{\text{ном раз}} (133,69 \text{ А} \leq 630 \text{ А})$$

3) По конструкции это наружная установка, которая выглядит как двухколонковая с одним или двумя ножами заземления

4) Электродинамическая стойкость:

$$I_{\text{дин стойк}} = 80 \text{ кА} \geq I_{\text{пк}} = 2,95 \text{ кА}$$

5) Термическая стойкость:

5.1) главные ножи:

$$I_{mcm}^2 \cdot t_m \geq B_k \tag{3.2}$$

$$31,5^2 \cdot 4 \geq 2,95^2 (0,02 + 0,06)$$

$$3969 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \geq 0,7 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

5.2) ножи с заземлением:

$$I_{mcm}^2 \cdot t_m \geq B_k \tag{3.3}$$

$$31,5^2 \cdot 1 \geq 2,95^2 (0,02 + 0,06)$$

$$992,25 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \geq 0,7 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 4 – Выбор и проверка коммутационных аппаратов на стороне ВН

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	РНДЗ 1(2)-110/630 Т1	
$U_{\text{ном уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном раз}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном уст}} = U_{\text{ном раз}}$
$I_{\text{max раб ВН}} = 133,69 \text{ А}$	$I_{\text{ном раз}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном раз}} \geq I_{\text{max раб ВН}}$
$I_{\text{пк}} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{\text{дин стойк}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{дин стойк}} \geq I_{\text{пк}}$
$B_k = 0,7 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	Главные ножи: $I_{mcm}^2 \cdot t_m = 3969 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ Заземляющие ножи: $I_{mcm}^2 \cdot t_m = 992,25 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mcm}^2 \cdot t_m \geq B_k$

### 3.1.3 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 110 кВ

Произведем выбор ограничителя перенапряжения – это 110/80-10/900(III).

Данные выбранного ограничителя будут приведены в таблице 5.

В нейтрали следует выбрать ограничитель с напряжением 35 кВ, чтобы он был на ниже 110 кВ, это - ОПН-35/38-10/900(III). Данные ограничителя будут приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики выбранных ОПН

Наименование параметра	ОПН-35/38-10/900(III)	ОПН-110/80-10/900(III)
Класс напряжения сети, кВ	35	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	38	102
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ, при импульсе тока:		
250 А      30/60 мкс	91,7	192
500 А      30/60 мкс	92,5	194
1000 А     8/20 мкс	96,0	201
5000 А     8/20 мкс	-	210
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100	100
Удельная энергия, кДж/кВ	5,4	5,4
Масса, не более, кг	28,5	51,5
Высота Н, мм	665	1215

### 3.1.4 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ

Выбираем трансформаторов тока встроенных в силовые трансформаторы типа ТВТ 110-I-300/5 с параметрами

$$I_{\text{НОМ } 1}=300\text{А}, I_{\text{НОМ } 2}=5\text{А}, U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ [6].}$$

$$I_{\text{раб max ВН}} = 133,69 < I_{\text{НОМ } 1}=300\text{А}.$$

Данные трансформаторы используются для ДЗТ.

Выбираем трансформатора тока, расположенного на РУ ВН, типа ТФЗМ-110Б-1 У1 с параметрами  $I_{\text{НОМ } 1} = 200 - 400\text{А}$ ,  $I_{\text{НОМ } 2}=5\text{А}$ ,  $U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$ , класс точности 0,5 [6].

$$I_{\text{раб max ВН}} = 109,17 < I_{\text{НОМ } 1}=150\text{А}.$$

$$z_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ расч}} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} \quad (3.4)$$

где  $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$ ;

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{НОМ } 2}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом} \quad (3.5)$$

Приборы сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Приборы подключённые к ИТТ ТФЗМ-110Б-1 У1[9]

Название прибора	Тип	Мощность, потребляемая обмоткой тока, ВА	Класс точности
амперметр	Э 335	0,5	1

$$r_{\text{пров}} = z_2 \text{ расч} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом} \quad (3.6)$$

Сечение во вторичной цепи:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \text{ мм}^2 \quad (3.7)$$

$$I_{\text{расч}} = K_{\text{ск}} \cdot I$$

$K_{\text{ск}}=1$ , т.к. на стороне ВН установлено 3ТТ [6].

$$I_{\text{расч}}=1 \cdot 80=80 \text{ м.}$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,13} = 2 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } 2,5 \text{ мм}^2.$$

Электродинамическая стойкость

$$I_{\text{дин}} = 62 \text{ кА} > i_{\text{уд}}^{(3)} = 7,052 \text{ кА}$$

Термическая стойкость

$$I_m^2 \cdot t = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 0,577 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка ИТТ ТФЗМ-110Б-1 У1

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном РУВН}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном ТТ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном РУВН}} = U_{\text{ном ТТ}}$
$I_{\text{раб max ВН}} = 133,69 \text{ А}$	$I_{\text{ном 1}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{раб max ВН}} < I_{\text{ном 1}}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 7,052 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 62 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}^{(3)}$
$B_k = 0,577 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t \geq B_k$

### 3.2 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 6 кВ

На 6 кВ подстанции применяем жесткие шины прямоугольного сечения. Выбор сборных шин проводится по максимальному длительному току нагрузки. Определим максимальный рабочий ток в цепи НН силового трансформатора по формуле:

$$I_{\text{раб.максНН}} = \frac{K_{ав} S_{\text{номтр}}}{\sqrt{3} U_{\text{номтр}} \cdot 2} \text{ А}, \quad (3.8)$$

$$I_{\text{раб.максНН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 2294,33 \text{ А},$$

### 3.2.1 Выбор выключателя на стороне 6 кВ

Выбираем выключателей на стороне НН на шинах между трансформаторами и КРУ НН, а также секционных выключателей на 6 кВ марки ВВЭ 10-31,5/3000 УЗ [1], [6].

Проверка выключателей:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном уст}} = U_{\text{ном выкл}} (6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ})$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{мах.раб.НН}} \leq I_{\text{ном выкл}} (2294,33 \text{ А} \leq 3000 \text{ А})$$

- по конструкции и роду установки: внутренней установки, выкатного исполнения

- отключение симметричного тока к.з.:

$$I_{\text{ном откл}} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{\text{пк}} = 13,74 \text{ кА}$$

- отключение полного тока к.з.:

$$\sqrt{2} I_{\text{номоткл}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2} I_{\text{пк}} + i_{a\tau} \quad (3.9)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} I_{\text{номоткл}}}$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{3,195}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,072$$

$$\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,072) \geq \sqrt{2} \cdot 13,74 + 0,3$$

$$47,76 \text{ кА} \geq 19,73 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр скв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}$$

$$80 \text{ кА} \geq 31,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{пр скв}} \geq I_{\text{пк}}$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 13,74 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_{m \text{ см}}^2 \cdot t_m \geq B_k$$

$$31,5^2 \cdot 3 \geq 13,74^2 \cdot (0,06 + 0,075)$$

$$2976,75 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \geq 25,49 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Электромагнитный привод входит в комплект. Номинальное напряжение привода 220 В. Ток постоянный. Ток потребления электромагнитом включения 16 А, отключения – 1,2 А.

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей на стороне НН

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВЭ 10-31,5/3000 У3	
$U_{\text{ном уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном выкл}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном уст}} \geq U_{\text{ном выкл}}$
$I_{\text{мах.раб.НН}} = 2294,33 \text{ А}$	$I_{\text{ном выкл}} = 3000 \text{ А}$	$I_{\text{ном выкл}} \geq I_{\text{мах.раб.НН}}$
$I_{\text{пк}} = 13,74 \text{ кА}$	$I_{\text{ном откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном откл}} \geq I_{\text{пк}}$
$\sqrt{2}I_{\text{пк}} + i_{\text{ат}} = 19,73 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{номоткл}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) = 47,76 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{номоткл}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2}I_{\text{пк}} + i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пк}} = 13,74 \text{ кА}$	$I_{\text{пр скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр скв}} \geq I_{\text{пк}}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 31,25 \text{ кА}$	$i_{\text{пр скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр скв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}$
$B_k = 25,49 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{m \text{ см}}^2 \cdot t_m = 2976,75 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{m \text{ см}}^2 \cdot t_m \geq B_k$

Выбираем выключателей на стороне НН на отходящих кабельных линиях, марки вакуумные ВВЭ 10-31,5/630 У3 [1,6].

Проверка выключателей:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном уст}} = U_{\text{ном выкл}} \quad (6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ})$$

– по номинальному току:

$$I_{\text{мах.раб.НН}} \leq I_{\text{ном выкл}} \quad (404,15 \text{ А} \leq 630 \text{ А})$$

– по конструкции и роду установки: внутренней установки, выкатного исполнения

– проверка по отключающей способности:

отключение симметричного тока к.з.:

$$I_{\text{НОМ откл}} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{\text{пк}} = 13,74 \text{ кА}$$

– отключение полного тока к.з.:

$$\sqrt{2}I_{\text{НОМоткл}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}}) \geq \sqrt{2}I_{\text{пк}} + i_{a\tau} \quad (3.10)$$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2}I_{\text{НОМоткл}}} \quad (3.11)$$

$$\beta_{\text{НОМ}} = \frac{3,195}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,072$$

$$\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,072) \geq \sqrt{2} \cdot 13,74 + 0,3$$

$$47,76 \text{ кА} \geq 19,73 \text{ кА}$$

- проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{пр скв}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}$$

$$80 \text{ кА} \geq 31,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{пр скв}} \geq I_{\text{пк}}$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 13,74 \text{ кА}$$

- проверка на термическую стойкость:

$$I_{m\text{ см}}^2 \cdot t_m \geq B_k$$

$$31,5^2 \cdot 3 \geq 13,74^2 \cdot (0,06 + 0,075)$$

$$2976,75 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \geq 25,49 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Электромагнитный привод входит в комплект. Номинальное напряжение привода 220 В. Ток постоянный. Ток потребления электромагнитом включения 16 А, отключения – 1,2 А.

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей на стороне НН

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВЭ 10-31,5/630 УЗ	
$U_{\text{НОМ уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ выкл}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ уст}} \geq U_{\text{НОМ выкл}}$
$I_{\text{max.раб.НН}} = 404,15 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ выкл}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ выкл}} \geq I_{\text{max.раб.НН}}$

$I_{пк} = 13,74 \text{ кА}$	$I_{ном откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ном откл} \geq I_{пк}$
$\sqrt{2}I_{пк} + i_{ат} = 19,73 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{номоткл} \cdot (1 + \beta_{ном}) = 47,76 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{номоткл} \cdot (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2}I_{пк} + i_{ат}$
$I_{пк} = 13,74 \text{ кА}$	$I_{пр скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пр скв} \geq I_{пк}$
$i_{уд}^{(3)} = 31,25 \text{ кА}$	$i_{пр скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{пр скв} \geq i_{уд}^{(3)}$
$B_k = 25,49 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mcm}^2 \cdot t_m = 2976,75 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{mcm}^2 \cdot t_m \geq B_k$

### 3.2.2 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 6 кВ

На стороне низшего напряжения выбираем: ОПН-6/12-10/250(І) [6].

Характеристика выбранного ОПН приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики выбранных ОПН

Наименование параметра	ОПН-6/12-10/250(І)
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ, при импульсе тока:	
250 А      30/60 мкс	32,7
500 А      30/60 мкс	34,1
1000 А     8/20 мкс	35,8
5000 А     8/20 мкс	-
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	65
Удельная энергия, кДж/кВ	1,4
Масса, не более, кг	2,2
Высота Н, мм	305

### 3.2.3 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 6 кВ

Выбираем трансформаторы тока встроенных в силовые трансформаторы, типа ТВТ 6-І-5000/5 с параметрами:

$$I_{ном 1} = 5000 \text{ А}, I_{ном 2} = 5 \text{ А}, U_{ном} = 6 \text{ кВ} [6].$$

$$I_{раб \max \text{ НН}} = 1616,6 < I_{ном 1} = 5000 \text{ А}.$$

Данные трансформаторы используются для ДЗТ.

Выбираем трансформаторов тока, расположенных на вводах 6 кВ, типа ТШЛП-6 с параметрами  $I_{ном 1} = 3000 \text{ А}$ ,

$$I_{ном 2} = 5 \text{ А}, U_{ном} = 6 \text{ кВ}, \text{ класс точности } 0,5 [6].$$

$$I_{раб \max \text{ НН}} = 2694,33 < I_{ном 1} = 3000 \text{ А}.$$

$$z_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом};$$

где  $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом};$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном}2}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом} \quad (3.12)$$

Приборы сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Приборы подключённые к ИТТ ТШЛП-6 [6]

Название прибора	Тип	Мощность, потребляемая обмоткой тока, ВА	Класс точности
Амперметр	Э 335	0,5	1
Счётчик ватт-часов	СА3-И681	2,5	1
Счётчик вольт-ампер-часов реактивный	СР4-И689	2,5	1,5

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ расч}} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом} \quad (3.13)$$

Сечение во вторичной цепи:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \text{ мм}^2 \quad (3.14)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление провода,  $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина провода,  $l_{\text{расч}} = K_{\text{ск}} \cdot l$

$$l = 5 \text{ м}$$

$K_{\text{ск}} = \sqrt{3}$ , т.к. на стороне НН установлено 2ТТ.

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м.}$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,88} = 0,278 \text{ мм}^2 \text{ принимаем } 2,5 \text{ мм}^2$$

Электродинамическая стойкость не проверяется вследствие отсутствия данных.

Термическая стойкость.

$$I_m^2 \cdot t = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 25,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Проверка ИТТ ТШЛП-6

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном РУНН}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном ТТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном РУНН}} = U_{\text{ном ТТ}}$
$I_{\text{раб max НН}} = 2694,33 \text{ А}$	$I_{\text{ном 1}} = 3000 \text{ А}$	$I_{\text{раб max НН}} < I_{\text{ном 1}}$

$B_k = 25,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t \geq B_k$
---	--	--------------------------

Выбираем трансформаторов тока, расположенных рядом с секционными выключателями на сборных шинах НН, типа ТШЛП-6 с параметрами  $I_{\text{НОМ}1} = 3000 \text{ А}$ ,

$$I_{\text{НОМ}2} = 5 \text{ А}, U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}, \text{ класс точности } 0,5 [6].$$

$$I_{\text{раб max НН}} = 2694,33 < I_{\text{НОМ}1} = 3000 \text{ А}.$$

$$z_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом};$$

где  $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом};$

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

Приборы сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Приборы подключённые к ИТТ ТШЛП-6 [6]

Название прибора	Тип	Мощность, потребляемая обмоткой тока, ВА	Класс точности
Амперметр	Э 335	0,5	1

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ расч}} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом} \quad (3.15)$$

Сечение во вторичной цепи:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \text{ мм}^2 \quad (3.16)$$

$$l_{\text{расч}} = K_{\text{ск}} \cdot l;$$

$$l = 5 \text{ м};$$

$$K_{\text{ск}} = 2 \text{ т.к. на стороне НН установлено 1ТТ};$$

$$l_{\text{расч}} = 2 \cdot 5 = 10 \text{ м.};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{1,08} = 0,262 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } 2,5 \text{ мм}^2.$$

Электродинамическая стойкость не проверяется вследствие отсутствия данных.

Термическая стойкость:

$$I_m^2 \cdot t = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 25,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Проверка ИТТ ТШЛП-6

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ РУНН}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ ТТ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ РУНН}} = U_{\text{НОМ ТТ}}$
$I_{\text{раб max НН}} = 2694,33 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ 1}}=3000 \text{ А}$	$I_{\text{раб max НН}} < I_{\text{НОМ 1}}$
$B_k = 25,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t \geq B_k$

Выбираем трансформаторов тока, расположенных на отходящих линиях, типа ТОЛ-6 с параметрами  $I_{\text{НОМ 1}}=600\text{А}$ ,

$I_{\text{НОМ 2}}=5\text{А}$ ,  $U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$ , класс точности 0,5 [6].

$I_{\text{раб max НН}} = 404,15 \text{ А} < I_{\text{НОМ 1}}=600\text{А}$ .

$Z_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ ;

где  $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$ ;

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном2}}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом} \quad (3.17)$$

Приборы сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Приборы, подключённые к ИТТ ТОЛ-6, [6]

Название прибора	Тип	Мощность, потребляемая обмоткой тока, ВА	Класс точности
Амперметр	Э 335	0,5	1
Счётчик ватт-часов	СА3-И681	2,5	1
Счётчик вольт-ампер-часов реактивный	СР4-И689	2,5	1,5

$$r_{\text{пров}} = Z_{2 \text{ расч}} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом} \quad (3.18)$$

Сечение во вторичной цепи:

$l = 5$ ;

$K_{\text{ск}} = \sqrt{3}$ , т.к. на стороне НН установлено 2ТТ;

$I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}$ ;

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,13} = 1,885 \text{ мм}^2 \text{ принимаем } 2,5 \text{ мм}^2;$$

Электродинамическая стойкость проверяется вследствие отсутствия данных.

Термическая стойкость:

$$I_m^2 \cdot t = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 25,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Проверка ИТТ ТОЛ-6

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном РУНН}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном ТТ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном РУНН}} = U_{\text{ном ТТ}}$
$I_{\text{раб max НН}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{ном 1}}=150 \text{ А}$	$I_{\text{раб max НН}} < I_{\text{ном 1}}$
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 31,25 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}^{(3)}$
$B_k = 25,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t \geq B_k$

### 3.2.4 Выбор измерительного трансформатора напряжения на стороне 6 кВ

Трансформаторы напряжения на ПС выбирают по номинальному напряжению, роду установки, конструкции, классу точности и вторичной нагрузке. Определим вторичную нагрузку ТН на РУ НН. Она не должна превышать номинальную мощность ТН  $S_{2\text{ном}}$  в принятом классе точности (0,5). Перечень необходимых измерительных приборов принимаем по [6].

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность
Вольтметр (сборные шины)	Э-350	2	1	1	0	4	8
Ваттметр (ввод от тр-ра)	Д-335	1,5	2	1	0	4	12
Счетчик активной энергии (ввод от тр-ра)	И-681	2	2	0,38	0,925	1	4
Счетчик реактивной энергии (ввод от тр-ра)	И-676	3	2	0,38	0,925	1	6
Счетчик активной энергии (фидеры)	И-681	2	2	0,38	0,925	4	16
Счетчик реактивной энергии (фидеры)	И-676	3	2	0,38	0,925	4	24
<b>Итого</b>							<b>70</b>

Предполагая, что на стороне 6 кВ применено комплектное РУ наружной установки, выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.09-6У2,  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ,  $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$  в классе точности 0,5.

Три трансформатора напряжения, соединённых в звезду, имеют мощность  $3 \cdot 75 = 225$  ВА, что больше  $S_{2\Sigma}$ .

Сечение соединительных проводов от ТН до измерительных приборов определяется по условию допустимых потерь напряжения по формуле:

$$q_{np} = \frac{P_2 \cdot \rho \cdot l}{U_{2ном} \cdot \Delta U_{доп}} \quad (3.19)$$

При наличии во вторичной цепи ТН счетчиков  $\Delta U_{доп}$  не должна превышать 0,5% от  $U_{2ном}$ .

$$q_{np} = \frac{39 \cdot 0,0283 \cdot 100}{100 \cdot 0,5} = 2,21 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 6 мм<sup>2</sup>.

На проектируемой ПС предусматривается установка предохранителей в первичных и вторичных цепях трансформаторов напряжения. Выбор предохранителей производится по номинальному напряжению, номинальному длительному току плавкой вставки, роду установки и предельному отключаемому току.

Для защиты ТН – 6кВ используем предохранитель ПКТ101-6-2-12,5У3 [6] с предельным током отключения 31,5 кА. Условие  $I_{отк.пр} > I_{пк}$  выполняется (31,5 кА > 12,441 кА).

### 3.3 Расчет токов короткого замыкания

Чтобы выбрать выключатели, шины, кабели, изоляторы, средства для ограничения токов короткого замыкания, нужно рассчитать токи КЗ. Также эти расчеты нужны для реконструкции.

Согласно ПУЭ, расчетное время короткого замыкания берется и зависит от цели расчета. Если оборудование проверяется по термической стойкости, то расчетное время КЗ будет равным сумме времени полного времени отключения данного выключателя, а также действия основной защиты того же выключателя.

Учитывая нынешние параметры новых выключателей, берем расчетное время КЗ, равным 0,1 с.

Составим однолинейную схему замещения, где включаются элементы электроснабжения, которые находятся между ними и КЗ, и источники питания. Соответствующие сопротивления приводим к базисной мощности, они заменяют элементы связей, считаем в относительных единицах и указываем порядковые номера индуктивных сопротивлений, а также их величины.

Допущения, которые примем при расчете токов:

- 1) среднее погонное сопротивление линий  $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ ;
- 2) вся нагрузка подстанции подключена ко второму трансформатору, когда один трансформатор выведен в ремонт

Виды КЗ при расчете:

- 1) трехфазное КЗ (максимальный ток);
- 2) двухфазное КЗ (минимальный ток);
- 3) однофазное КЗ (максимальный ток).

Точки при расчете:

- 1) на стороне 110 кВ подстанции (К1);
- 2) на сборных шинах 6 кВ подстанции (К2);

Схема замещения для сетевого района будет с обозначением точек КЗ и представлена на рисунке 3.

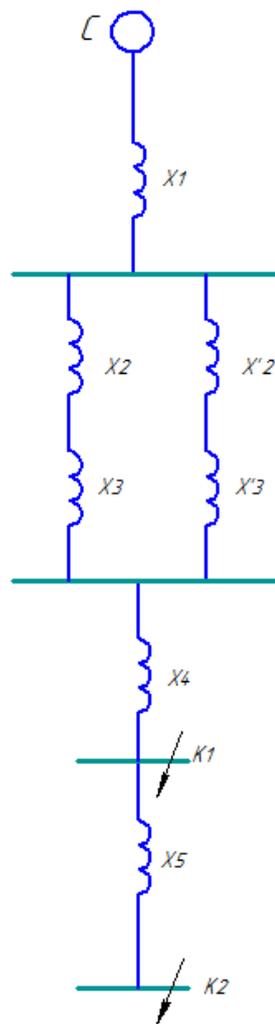


Рисунок 3 – Схема замещения для сетевого района

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}} \quad (3.20)$$

где  $S_{\sigma}$  – базисная мощность, принимаем  $S_{\sigma} = 100$  МВА,

$U_{\sigma}$  – базисное напряжение ступени, принимаем  $U_{\sigma 1} = 115$  кВ,  $U_{\sigma 2} = 6,3$  кВ

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}$$

Необходимо найти сопротивление элементов схемы замещения и выполним расчеты в относительных единицах.

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} \quad (3.21)$$

где  $S_{кз}$  – по заданию – мощность КЗ на шинах системы

$S_{кз} = 700$  МВА,

$$X_C = X_1 = \frac{100}{700} = 0,143 \quad (3.22)$$

$$X_{ПС}: \quad X_{ВН} = X_2 = X_2' = \frac{0,125 \cdot U_{кв-н} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном} \cdot n_{тр}} = \frac{0,125 \cdot 6,3 \cdot 100}{100 \cdot 40 \cdot 2} = 0,01$$

$$X_{СН} = X_3 = X_3' = \frac{0,125 \cdot U_{кв-с} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном} \cdot n_{тр}} = \frac{-0,001 \cdot 6,3 \cdot 100}{100 \cdot 40 \cdot 2} = -0,0001 \quad (3.23)$$

$$X_W = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\bar{\sigma}}}{n_{ц} \cdot U_{\bar{\sigma}ст}^2} \quad (3.24)$$

где  $L$  – длина линий  $W = 10$  км,

$n_{ц}$  – количество цепей в линии.

$$X_W = X_4 = \frac{0,4 \cdot 10 \cdot 100}{2 \cdot 115^2} = 0,02$$

$$X_{ПС} = \frac{S_{\bar{\sigma}} \cdot U_{к}}{100 \cdot S_{ном} \cdot n_{тр}} \quad (3.25)$$

где  $U_{к}$  – напряжение КЗ трансформатора

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора

$n_{тр}$  – количество трансформаторов на подстанции

$$X_{ПС2} = X_3 = \frac{S_{\bar{\sigma}} \cdot U_{к}}{100 \cdot S_{ном} \cdot n_{тр}} = \frac{100 \cdot 10,5}{100 \cdot 63 \cdot 2} = 0,083 \quad (3.26)$$

$$X_{ПС2} = X_5 = \frac{100 \cdot 10,5}{100 \cdot 2 \cdot 40} = 0,13$$

Суммарное сопротивление, согласно схеме, в точке  $K_1$ :

$$X_{\Sigma} = X_1 + X_2/2 + X_3/2 + X_4 = 0,143 + 0,01/2 - 0,0001/2 + 0,02 = 0,17 \quad (3.27)$$

Найдем токи КЗ на шинах ВН (точка  $K_1$ ).

$$C: \quad I_{n,t}^{(3)} = \frac{1}{X_{расч}} \quad (3.28)$$

$$C: I_{n,t}^{(3)} = \frac{1}{0,17} = 5,88$$

Периодическая составляющая тока в именованных единицах:

$$C: I_{ПКt}^{(3)} = I_{n,t}^{(3)} \cdot I_{\sigma}, \text{кА} \quad (3.29)$$

$$C: I_{ПКt}^{(3)} = 5,88 \cdot 0,502 = 2,95$$

Определим ударный ток трехфазного КЗ в точке К<sub>1</sub>. Ударные коэффициенты  $K_y$  и постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.  $T_a$  взяты из [18]:  $K_y=1,608$ ,  $T_a=0,02\text{с}$ .

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПК,t=0} \quad (3.30)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,95 = 6,71 \text{кА}$$

В точке К<sub>1</sub> для момента времени 0,1 найдем аperiodическую составляющую тока трехфазного КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПК,t=0,1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (3.31)$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 6,71 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,02}} = 0,06 \text{кА}$$

Определим суммарное сопротивление в точке К<sub>2</sub>:

$$X_{\Sigma} = X_1 + X_2 / 2 + X_3 / 2 + X_4 + X_5 \quad (3.32)$$

Найдем токи КЗ при коротком замыкании на шинах НН (точка К<sub>2</sub>).

$$C: I_{n,t}^{(3)} = \frac{1}{X_{расч}} \quad (3.32)$$

$$C: I_{n,t}^{(3)} = \frac{1}{0,22} = 1,55$$

Периодическая составляющая тока в именованных единицах:

$$C: I_{ПКt}^{(3)} = I_{n,t}^{(3)} \cdot I_{\sigma}, \text{кА} \quad (3.33)$$

$$C: I_{ПКt}^{(3)} = 1,55 \cdot 9,16 = 13,74$$

В точке К2 найдем ударный ток трехфазного КЗ. Возьмем ударные коэффициенты  $k_y$  и постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.  $T_a$  из [18]:  $k_y=1,608$ ,  $T_a=0,02c$ .

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПК,t=0} \quad (3.34)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 13,74 = 31,25 \text{ кА}$$

В точке К2 для момента времени 0,1 найдем апериодическую составляющую тока трехфазного короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПК,t=0,1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (3.35)$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 31,25 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,02}} = 0,3 \text{ кА}$$

Все полученные данные внесем в таблицу 18.

Таблица 18 – Сводная таблица токов КЗ в расчетных точках

Точка КЗ	$I_{ПК}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{a,\tau}$ , кА
На шинах ВН	2,95	6,71	0,06
На шинах НН	13,74	31,25	0,3

На основе расчетов можно сделать вывод, что выключатели способны отключить токи, которые возникают при КЗ, поэтому не требуется ограничения КЗ.

### 3.4 Электротехнические и конструктивные решения

Так как реконструированная ПС является тупиковой, ремонтная перемычка нормально разомкнута. В аварийном режиме в 1 из линии автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора находятся в работе. На случай отказа одного из трансформаторов, отключение выключателя к трансформатору и питающей линии. Отключение линии при повреждении трансформатора является недостатком этой схемы.

Однолинейная схема ПС «Гидролизная» после реконструкции представлена на рисунке 4.

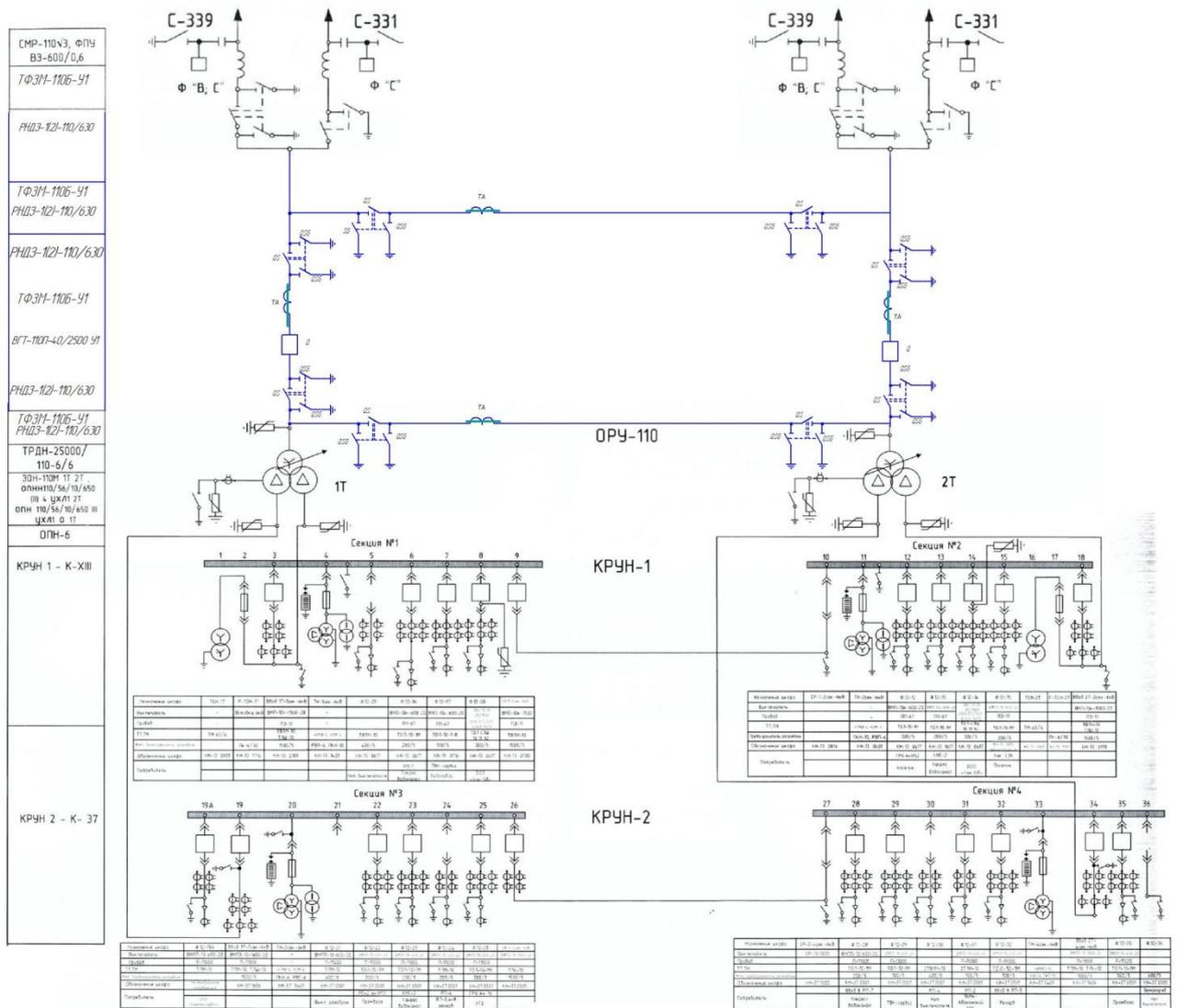


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС «Гидролизная» после реконструкции

#### 4 Элегазовый выключатель

Для монтажа выбираем элегазовый трехфазный колонковый выключатель типа ВГТ-110П-40/1250 У1, производства Электроаппарат, основные характеристики которого приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Основные технические характеристики ВГТ-110П

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1250
Номинальный ток отключения, кА	20
Номинальный ток включения (кА)	40
Циклов ВО, при номинальном токе	10000
Ток термической стойкости, кА (с)	40 (3)
Собственное время отключения, мс	30
Полное время отключения, мс	50
Собственное время включения, мс	60
Масса, кг (Масса выключателя приведена с пружинным приводом (в скобках - с пружинно-гидравлическим)	1500 (1300)
Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А	31,5
Минимальная безтоковая пауза при АПВ, с	0,3
Расход газа на утечки в % в год от массы газа, не более	1
Масса элегаза не более, кг	4,3
Избыточное давление элегаза, приведенное к +20° С	0,3
-Давление заполнения, МПа	
-Давление сигнализации, МПа	0,24
-Давление блокировки, МПа	0,22
Минимальная температура воздуха, °С	- 50
Срок службы выключателя, лет	40
Гарантийный срок эксплуатации, лет	3

В комплект поставки выключателя входит:

1. Выключатель в составе трех фаз и рамы с приводом.
2. Монтажный комплект в составе баллона с элегазом, фильтра, запорной арматуры и уплотнений.
3. Дополнительно:
4. Подставки под раму;
5. Комплект приборов контроля в составе течеискателя и гигрометра (один на подстанцию).

Согласно гарантийным обязательствам по истечению 3-х лет ОАО ВО

«Электроаппарат» проводит:

- проверку газоплотности;
- проверку влажности элегаза.



Рисунок 5 - Общий вид элегазового выключателя ВГТ-110П-40/1250 У1 наружной установки

#### **4.1 Монтаж элегазового выключателя**

Элегазовые выключатели обычно поставляются, разобранными. Поэтому их монтаж отнимает много времени и состоит в закреплении рамы на основании, установке камер, соединении с приводом, заправку элегазом и регулировки. Раму выключателя подвешивают на заранее установленные крепежные болты, проверяя вертикальность установки камер и плотность их соединения. Затем устанавливают привод и заполняют элегазом. Одновременно на стене или металлоконструкции устанавливают привод, соединяют с ним вал выключателя и тщательно проверяют, и регулируют их совместную работу. Элегазовые выключатели, находящиеся в шкафах комплектных распределительных устройств, как правило регулируются на заводе, вследствие чего на месте

установки контролируют только их совместную работу с приводом. При монтаже и регулировке выключателя предохранители в цепях управления должны быть демонтированы [6].

#### 4.2 Эксплуатация элегазовых выключателей

Настоящим руководством, строго выполнять его требования, хорошо знать устройство и принцип действия выключателей, правила технической эксплуатации.

Контроль элегаза. Контроль плотности элегаза или газовой смеси на выключателе производится монитором плотности, который при снижении плотности элегаза выдаёт информирующий сигнал. В монитор плотности встраивается индикатор приведенного давления газа, заполненного в выключателе, который характеризует плотность газа.

Контроль давления газа с помощью индикаторов проводится через месяц после заполнения газовой системы, а в последующем с интервалами 1-2 года. Если же монитор плотности часто уведомляет о снижении плотности газа, то обслуживающему персоналу необходимо устранить возникшие утечки. Утечки элегаза (газовой смеси) возможна в соединительных муфтах газовой системы или во фланцевых болтовых соединениях [6].

Давление элегаза при различных температурах. Номинальное давление элегаза при температуре 20 °С:

- абсолютное – 0.5 МПа(5 кгс/см<sup>2</sup>);
- избыточное – 0.4 МПа (4 кгс/см<sup>2</sup>).

Абсолютное давление элегаза в МПа при различных температурах в °С указаны в таблице 3.2, где:

- номинальное давление элегаза;
- давление появления сигнала, требующее пополнения элегаза в выключателе, при котором блокируется работа выключателя.

Таблица 20 – Абсолютное давление элегаза в МП при различных температурах в °С

	-40°	-30°	-20°	-10°	0°	+10°	+20°	+30°	+40°
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>а)</b>	0.35	0.40	0.42	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54
<b>б)</b>	0.34	0.36	0.375	0.39	0.41	0.43	0.45	0.47	0.49
<b>в)</b>	0.33	0.36	0.365	0.38	0.40	0.415	0.43	0.45	0.47

Если вместо абсолютного давления используется избыточное давление, то приведенные в таблице значения должны быть уменьшены на 0,1 МПа. Профилактические работы по очистке изоляторов выключателя от загрязнений производится в соответствии с местными инструкциями. Как правило, они проводятся, одновременно с чисткой других изоляторов на подстанции [6]. При соблюдении обслуживающим персоналом подстанции рекомендаций по обслуживанию выключателя срок службы его превышает 35 лет, а количество механических операций 10000. Такой длительный срок службы обеспечивается благодаря:

- небольшому износу дугогасительных контактов;
- установке в полюсах адсорбционных фильтров, способных проработать такой же интервал времени, сколько и выключатель;
- размещению подшипников в элегазе, тем самым исключая необходимость их обслуживания;
- применению двойных уплотнительных колец на местах соединений.

Транспортировка, монтаж, демонтаж и обслуживание выключателей производится в соответствии с требованиями настоящей инструкции, «Межотраслевыми правилами по охране трансформатора (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, ПОТРМ - 016 2001» [5], местными требованиями к безопасности работ, а также в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.3-75 [7].

Работы, способные привести к повреждению фарфоровых изоляторов выключателя, в их числе: транспортировка, снятие и установка полюсов,

необходимо производить при давлении газа в выключателе или полюсе не более 0.125 МПа.

Из выключателя, установленного на открытом воздухе, утечка элегаза не представляет угрозы для здоровья обслуживающего персонала. Впрочем, при работах с элегазовым оборудованием в помещении нужно принимать во внимание, что элегаз в несколько раз тяжелее воздуха. В случае утечки или выброса газовой смеси, она легко накапливается в нижних зонах, таких как кабельные каналы и баки, вследствие чего возрастает риск удушья из-за скопления большой доли элегаза и недостатка кислорода [6].

Влияние элегаза на экологию очень мало. Тем не менее при вскрытии элегазового оборудования элегаз следует собирать и использовать снова. Элегаз не должен выбрасываться в атмосферу при установке, обслуживании или снятии оборудования.

## 5 Безопасность проектных решений

### 5.1 Расчёт заземляющего устройства подстанции «Гидролизная»

Согласно ПУЭ [1] заземляющие устройства электроустановок 110 кВ выполняются с учетом сопротивления заземляющего устройства  $R_z \leq 0,5$  Ом или допустимого напряжения прикосновения.

Расчет по допустимому сопротивлению  $R_z \leq 0,5$  Ом приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющего устройства для подстанции небольшой площадью, не имеющей естественных заземлителей. Опыт эксплуатации РУ – 35 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины  $R_z$ .

Заземляющее устройство, выполненное по нормам напряжения прикосновения, должно обеспечивать в любое время года ограничение напряжения прикосновения  $U_{np}$  до нормированного значения в пределах всей территории подстанции, а напряжение на заземляющем устройстве  $U_z$  должно быть не выше 10 кВ.

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.

Произведем расчет заземляющего устройства по допустимому напряжению прикосновения.

Расчетная длительность воздействия напряжения прикосновения:

$$\tau_{\sigma} = 0,01 + t_{нв}, \quad (5.1)$$

где  $t_{нв}$  – полное время отключения выключателя (для выключателя МКП – 35 это время составляет 0,08 с).

$$\tau_{\sigma} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с.}$$

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения для  $\tau_{\text{г}} = 0,09$  с

$$U_{\text{пр.дон}} = 1,5\rho_{\text{ч}} \cdot I_{\text{k}} + I_{\text{ч}} \cdot r_{\text{x}} = 1,5 \cdot 83,5 \cdot 0,75 + 0,75 \cdot 1000 = 844 \text{ В} \quad (5.2)$$

Коэффициент прикосновения:

$$K_{\text{n}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_{\text{г}}L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (5.3)$$

где  $l_{\text{г}}$  – длина вертикального заземлителя, м;

$L_2$  – длина горизонтального заземлителя, м (принимаем  $L_2 = 980,2$  м по плану заземляющего устройства на листе графической части проекта);

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м (принимаем  $a = 10$  м по плану заземляющего устройства на листе графической части проекта);

$S$  – площадь заземляющего устройства,  $\text{м}^2$  (принимаем  $S = 4800 \text{ м}^2$  по плану заземляющего устройства на листе графической части проекта);

$M$  – расчетный параметр, зависящий от  $\rho_1 / \rho_2$ ;

$\rho$  – удельное сопротивление слоев земли, Ом/м;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека  $R_{\text{ч}}$  и сопротивлению растеканию тока от ступней  $R_{\text{с}}$ .

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (5.4)$$

$$R_{\text{с}} = 1,5\rho_1 = 1,5 \cdot 130 = 195 \text{ Ом};$$

$$\beta = 1000 / (1000 + 195) = 0,837;$$

$$M = 0,536 \text{ для } \rho_1 / \rho_2 = 130 / 100 = 1,3.$$

$$K_{\text{n}} = \frac{0,536 \cdot 0,837}{\left(\frac{5 \cdot 980,2}{10 \cdot \sqrt{4800}}\right)^{0,45}} = 0,169$$

Потенциал на заземлителе:

$$U_3 = U_{\text{пр.дон}} / K_{\text{n}}, \quad (5.5)$$

$U_3 = 844 / 0,169 = 2958,6 \text{ В}$ , что меньше допустимого, так как  $2958,6 \text{ В} < 10000 \text{ В}$ .

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.доп} = U_3 / I_3, \quad (5.6)$$

где  $I_3$  – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, А.

$$I_3 = I_{но}^{(1)}(1 - X_{о\Sigma} / X_{m1}), \quad (5.7)$$

где  $X_{m1}$  – сопротивление нулевой последовательности трансформаторов, Ом.

$$I_3 = 2,833 \cdot \left(1 - \frac{30,28}{56,87 + 35,71}\right) = 1,906 \text{ кА.}$$

$$R_{з.доп} = 2958,6 / 1906 = 1,55 \text{ Ом.}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной  $\sqrt{S} = \sqrt{4800} = 69,28 \text{ м.}$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1. \quad (5.8)$$

$$m = \frac{980,2}{2 \cdot 69,28} - 1 = 6,07$$

Принимаем  $m = 6$ .

Длина полос в расчетной модели:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m + 1). \quad (5.9)$$

$$L_2' = 2 \cdot 69,28 \cdot (6 + 1) = 969,92 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \sqrt{S} / m. \quad (5.10)$$

$$b = 69,2 / 6 = 11,55 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_г = 4\sqrt{S} / b. \quad (5.11)$$

$$n_г = 69,28 \cdot 4 / 11,55 = 24$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_г = l_г n_г. \quad (5.12)$$

$$L_6 = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м.}$$

Относительная глубина:

$$\Gamma_{\text{отн}} = \frac{l_d + t}{\sqrt{S}}, \quad (5.13)$$

где  $t$  – глубина заложения горизонтальных проводников, м ( $t = 0,7$  м).

$$\Gamma_{\text{отн}} = (5 + 0,7) / 69,28 = 0,073$$

Так как  $\Gamma_{\text{отн}} < 0,1$ , то общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель:

$$R_3 = (0,444 - 0,84\Gamma_{\text{отн}}) \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}, \quad (5.14)$$

где  $\rho_3$  – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м.

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \cdot 0,073) \cdot \frac{100}{69,28} + \frac{100}{969,92 + 120} = 0,444$$

Что меньше допустимого  $R_{3,\text{дон}} = 0,5$  Ом.

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = K_n I_3 R_3. \quad (5.15)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,169 \cdot 1906 \cdot 0,444 = 207,44 \text{ В.}$$

Что меньше допустимого значения 844 В.

Наименьшее допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости определяется по следующим формулам.

Для горизонтальных заземлителей:

$$q_{\text{ту}} = I_3 \sqrt{\tau_6} / 136. \quad (5.16)$$

$$q_{\text{ту}} = 1906 \cdot \sqrt{0,09} / 136 = 4,2 \text{ мм}^2.$$

Для вертикальных заземлителей:

$$q_{\text{ту}} = I_3 \sqrt{\tau_6} / 68. \quad (5.17)$$

$$q_{\text{ту}} = 1906 \cdot \sqrt{0,09} / 68 = 8,4 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности выбираем в качестве вертикальных заземляющих проводников круглые стальные прутки диаметром 10 мм<sup>2</sup>, сечение

которых составляет  $q = 78,5 \text{ мм}^2$ ; в качестве горизонтальных заземлителей выбираем стальные полосы сечением  $q = 4 \times 12 = 48 \text{ мм}^2$ .

## 5.2 Расчет молниезащиты

Опасные грозовые перенапряжения в распределительных устройствах подстанции возникают как при непосредственном поражении их молнией, так и при набегании на подстанцию грозовых волн с ВЛ в результате поражения проводов ВЛ молнией или удара молнии в вершину опоры или трос.

Защита от набегающих волн осуществляется с помощью ограничителей перенапряжения.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется отдельно стоящими молниеотводами имеющими обособленные заземлители.

На проектируемой подстанции предусматриваем 4 молниеотвода, устанавливаемых на прожекторных мачтах. Молниезащита составляет 70%.

Расстояния между молниеотводами:

- между 1 и 2, 3 и 4:  $l_1 = 36 \text{ м}$ ;
- между 1 и 4, 2 и 3:  $l_2 = 31,6 \text{ м}$ .

Наивысшая точка защищаемой подстанции  $h_x = 8,25 \text{ м}$

Пространство между молниеотводами полностью перекрывается зоной защиты, если:

$$D \leq 7h_a p, \quad (5.18)$$

где  $D$  – диаметр описанной окружности, проходящей через центры молниеотводов, м;

$p$  – коэффициент, зависящий от высоты молниеотвода  $H$  (при);

$h_a$  – активная высота молниеотвода – превышение его над высотой защищаемого объекта  $h_x$ , м.

$$h_a = H - h_x. \quad (5.19)$$

$$H \geq \frac{D}{7p} + h_x. \quad (5.20)$$

$$D = \sqrt{36^2 + 31,6^2} = 47,9 \text{ м} \quad (5.21)$$

$$H \geq \frac{47,9}{7 \cdot 1} + 8,25 = 15,09 \text{ м} \quad (5.22)$$

Принимаем высоту молниеотвода, с учетом высоты прожекторных мачт,  $H=28$  м.

Расчёт зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \times h \text{ м} \quad (5.23)$$

$$r_0 = 1,5 \times 28 = 42 \text{ м} \quad (5.24)$$

Радиус зоны защиты на высоте 8м:

$$r_x = 1,6 \frac{h_a}{1 + h_x / H} p. \quad (5.25)$$

$$h_a = 28 - 8,25 = 19,75 \text{ м} \quad (5.26)$$

$$r_x = 1,6 \frac{19,75}{1 + 8,25 / 28} = 13,35 \text{ м} \quad (5.27)$$

Ширину зоны защиты на высоте защищаемого объекта определять не обязательно, потому что, как видно из построений зоны защиты на листе графической части проекта, территория подстанции полностью перекрывается зонами защиты четырех одиночных молниеотводов.

В соответствии выбираем для молниеотводов стальной трехстержневой заземлитель собранный из стержней диаметром  $d = 15$  мм, длина которых  $l = 2,5$  м. Расстояние между стержнями  $s = 5$  м. Стержни соединены между собой стальной полосой с размерами  $40 \times 4$  мм. Заземлитель заглублен в землю на глубину  $t = 0,7$  м. Токоотвод выполняется из круглой стальной проволоки диаметром 6 мм.

Рассчитаем сопротивление импульсного заземлителя.

Сопротивление одного стержня заземлителя:

$$r_{\epsilon} = 0,366 \frac{\rho_{\epsilon}}{l} \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (5.28)$$

$$r_{\epsilon} = 0,366 \frac{100}{2,5} \left( \lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,015} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 46,04 \text{ Ом}$$

Сопротивление всех вертикальных заземлителей:

$$r_{\epsilon\Sigma} = \frac{r_{\epsilon}}{n\eta} \quad (5.29)$$

где  $n$  – число вертикальных заземлителей;

$\eta$  – коэффициент использования ( $\eta = 0,86$ ).

$$r_{\epsilon\Sigma} = 46,04 / 3 \cdot 0,86 = 17,84 \text{ Ом} \quad (5.30)$$

Сопротивление соединительных полос:

$$r_{n\Sigma} = 0,366 \frac{\rho_{\epsilon}}{nc\eta} \lg \frac{2nc}{bt}, \quad (5.31)$$

где  $b$  – ширина полосы, м.

$$r_{n\Sigma} = 0,366 \frac{100}{3 \cdot 5 \cdot 0,67} \lg \frac{2 \cdot 3 \cdot 5}{0,04 \cdot 0,7} = 11,03 \text{ Ом} \quad (5.32)$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$r_{\text{общ}} = \frac{r_{\epsilon\Sigma} r_{n\Sigma}}{r_{\epsilon\Sigma} + r_{n\Sigma}}, \quad (5.33)$$

$$r_{\text{общ}} = \frac{17,84 \cdot 11,03}{17,84 + 11,03} = 6,82 \text{ Ом} \quad (5.34)$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$r_{u.з} = \alpha_u r_{\text{общ}}, \quad (5.35)$$

где  $\alpha_u$  – импульсный коэффициент.

$$r_{u.з} = 0,75 \cdot 6,82 = 5,12 \text{ Ом} \quad (5.36)$$

Допустимое импульсное сопротивление заземлителя молниеотвода  $r_{\text{дон}} = 10$  Ом по [1]. Так как  $5,12 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом}$ , то заземлитель удовлетворяет требованиям ПУЭ и может применяться на проектируемой подстанции.

### 5.3 Маслоотвод

Для предотвращения растекания масла и загрязнения окружающей среды, а также распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов на подстанции выполняются маслоприемники и маслоотводы с соблюдением следующих требований:

- габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного оборудования не менее чем на 1 метр;
- маслоприемник с отводом масла выполняется заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли);
- объем маслоприемника рассчитывается на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, и должен составлять 19м<sup>3</sup>.

Дно маслоприемника должно быть засыпано крупным чистым гравием. Толщина засыпки 0,25 метра. Конструкция маслоприемника должна исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, а также растекания масла по кабельным каналам и подземным сооружениям.

Маслоотводы должны производить отвод масла и воды из маслоприемника на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования; 50 % масла и полное количество воды удаляются за 0,25 часа.

Маслоотводы выполнены в виде подземных трубопроводов. Маслосборники рассчитаны на полный объем масла, содержащегося в оборудовании и выполнены закрытого типа.

## **6 Техничко-экономические расчеты**

Для реконструкции необходимо затратить материальные, трудовые, а также денежные ресурсы.

Совокупность этих затрат составляет капитальные вложения. Капитальные вложения содержат в себе затраты на проектные и подготовительные работы, стоимость оборудования, стоимость монтажа и демонтажа, заработную плату основных и дополнительных работников, а также транспортные расходы.

Смета – документ, рассчитывающий сумму средств необходимых на реализацию проекта.

Локальная смета – это исходный сметный документ, разрабатываемый по отдельным видам работ.

## 6.1 Локальная смета реконструкции подстанции

Таблица 21 – Локальная смета реконструкции подстанции

№ пп	Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость единицы, руб.				Общая стоимость, руб.				Т/з осн. раб. на ед.	Т/з осн. раб. всего	Т/з мех. На ед.	Т/з мех. Всего
					Все го	В том числе			Все го	В том числе						
						Ос н.з/п	Эк. маш	З/п Мех.		Ос н.з/п	Эк. маш	З/п Мех.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Раздел 1. Монтажные работы																
1	ФЕР0 1-01-003-14	Разработка грунта в отвал экскаваторами «драглайн» или «обратная лопата» с ковшом вместимостью 0,5 (0,5-0,63)м3 группа грунтов: 2 НР (363,3 руб.): 95% от ФОТ(382,42 руб.) СП (191,21 руб.): 50% от ФОТ(382,42 руб.)	1000 м3 грунта	0,00533	25613,73	2338,23	23275,5	69411,03	136,52	12,46	124,06	369,96	299,76	1,6	5141,558	27,4
2	ФЕР0 1-01-013-14	Разработка грунта с погрузкой на автомобиль или-самосвалы экскаваторами с ковшом вместимостью 0,5 (0,5-0,63) м3, группа	1000 м3 грунта	0,058	35408,53	2598,23	32785,32	104256,9	2053,7	150,7	1901,55	6046,9	333,117	19,32	7602,534	440,95

3	ФСС Цпг- 03-02- 01 010	Перевоз ка строител ьных грузов (кроме массовы х навалочн ых, перевози мых автомоб иля ми- самоова лами, а также бетонны х и железобе тонных изделий, стеновы х и перегоро дочных материа лов. лесомате риалов круглых и пиломат ериалов, включен ных в таблицу 03-01), борговы м автомоб илем грузопод ъемност ью 5 т, на расстоян ие до 10 км: I класс груза	1 т груз а	104 ,87	173, 34		173, 34		181 78,1 7		181 78,1 7					
4	ФЕР0 1-01- 016- 02	Работа на отвале, группа грунтов : 2-3	100 0 м3 гру нта	0,0 58	322 2,8 1	62 8,9	256 8,8 3	996 4,1 7	186 ,92	36, 48	148 ,99	57 7,9 2	80, 63	4,5 8	705 ,87 5	40 ,9 4
5	ФЕР0 1-01- 033- 02	Засыпка транше й и котлова нов	100 0 м3 гру нта	0,0 59	429 6,3 4		429 6,3 4	208 69, 5	253 ,48		253 ,48	12 31, 3			154 5,9 53	91 ,2 1

		щебнем и песком с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью: 59 (80) кВт (л.с). 2 группа грунтов															
6	ФЕР01-01-033-08	При перемещении грунта на каждые последующие 5 м добавляются: к норме 01-01-033-2 НР (577,64 руб.): 95% от ФОТ(608,04 руб.) СП (304,92 руб.): 50% от ФОТ(608,04 руб.)	1000 м3 грунта	0,068	2121,54		2121,54	10305,77	125,17		125,17	608,04				763,391	45,04
7	ФЕР01-02-005-01	Уплотнение фунда пневматическими трамбовками, группа грунтов: 1,2 НР (4310,68 руб.): 95% от ФОТ(4537,56 руб.) СП (2268,78 руб.): 50% от ФОТ(45	100 м3 уплотненого грунта	0,59	4991,51	2360,98	2630,53	5329,79	2944,99	1392,98	1552,01	3144,58	276,79	163,3	529,84		312,61

		37,56 руб.)															
8	Ф ССЦ- 408- 0122	Песок природн ый для строител ьных работ средний	м3	54	319, 4					172 47,6							
9	Ф ССЦ- 408- 0001	Щебень из природно го камня для строител ьных работ марка 1400, фракция 5(3)-10 мм	м3	5	824, 92					412 4,6							
1 0	ФЕР0 8-01- 002- 02	Устройст во основани я под фундамен ты: щебеночн ого НР (8549,58 руб.): 122% от ФОТ(70 07,85 руб.) СП (5606,28 руб.): 80% от ФОТ(70 07,85 руб.)	1 м3 осно ван ия	5	194 7,97	452 ,52	528, 39	969, 05	973 9,85	216 2,6	264 1,95	484 5,2 5	53, 02	265, 08	94,1 2	47 0,5 8	
1 1	ФЕР0 7-01- 001- 02	Укладка блоков и плитлент очных фундаме нте в при глубине котлован а до 4 м, масса конструк ций: до 1,5 т НР (6990,62 руб.): 95% от ФОТ(53 77,4 руб.)	100 шт. сбор ных конс трук ций	0,0 6	516 17,0 7	179 23,8 3	266 66,3 9	7169 9,46	309 7,02	107 5,43	159 9,93	430 1,9 7	202 3,00 2	121, 38	5448 ,309	32 6,9	

		СП (4570,79 руб.): 50% от ФОТ(53 77,4 руб.)														
1 2	ФСС Ц- 403- 0008	Блоки бетонны е для стен подвалов на цементн ом вяжуше м пустотн ые М150, объемом 0,3 до 0.5 м3	м3	2,0 52	436 5,58				895 8,17							
1 3	ФЕРМ 08-01- 001- 17	Трансфо рматор или автотран сформат ор силовой трехфазн ый 110кВ, мощност ь, кВ.А 25000- 160000 НР (927002, 73 руб.); 95% ФОТ (975855, 5 руб) СП (634306, 08 руб.): 65% от ФОТ (975855, 5 руб)	шт.	2	390 313, 67	233 786 ,6	138 879, 7	254 141, 1	780 627, 34	467 573 ,3	277 759, 4	508 282 ,2	242 76, 91	485 53, 82	221 34,8 4	44 26 9,6 9
1 4	прайс	Трансфо рматор ТРДН- 25000/11 0-УХЛ1	шт.	2	650 000 00				130 000 000							
1 5	ФЕРП 01-02- 002- 06	ПНР. Трансфо рматор двухобм оточный напряже нием,	шт.	2	322 85,4 2	322 85, 42			645 70,8 4	645 70, 84			249 6,1 7	499 2,3 4		

		110 кВ, от 110 до 220, мощност ью, МВД до: 80 НР (41971,0 5 руб; 65% от ФОТ(64 570,94 руб) СП (25828,3 4 руб ; 40% от ФОТ (64570,8 4 руб.)														
1 6	ФЕРМ 08-01- 067- 10	Усганов са УКРМ 10,5- 5400-450 НР (54330,0 4 руб; 95% от ФОТ(57 189,52 руб) СП (37173,1 9 руб ; 65% от ФОТ (57189,5 2 руб.)	1 шка ф	4	115 00,1 1	331 4,4 5	816 8,32	109 82,9 3	460 00,4 4	132 57, 8	326 73,2 8	439 31, 72	344 ,55 1	137 8,2	813, 45	32 53, 79
1 7	прайс	УКРМ 10.5- 5400-450 УХЛ2	шт.	4	700 000, 02				280 000 0,1							
1 8	ФЕР0 9-03- 014- 01	Монтаж связей и распорок из одиночн ых парныху голков туго сварных про филей для пролетов до 24 м при высоте здания до 25 м	1т кон сгру к ций	53	173 11,1 1	122 17, 32	374 7,28	902 1,26	917 488, 3	647 518	198 605, 8	478 126 ,8	139 7,8 55	740 86, 33	698, 903	37 04 1,8 7

		НР (1013080 руб; 90% от ФОТ(11 25644,74 руб) СП (956798, 03 руб ; 85% от ФОТ (112644, 74 руб.)														
1 9	прайс	Констру кции стальные (порталы 110 кВ)	т	53	907 30,1 6				480 869 8,5							
2 0	ФЕРЗ 3-02- 013- 09	Установ ка стальны х болтовы х траверс порталов массой до 7,5 НР (1013080 руб; 90% от ФОТ(11 25644,74 руб) СП (956798, 03 руб ; 85% от ФОТ (112644, 74 руб.)	1 т кон стру кции й	16, 098	862 74,2 2	555 5,6 4	600 2,95	964 6,96	138 884 2,4	894 35, 69	966 35,4 9	155 296 ,8	552 ,25	889 0,1 2	714, 589 4	11 50 3,4 6
2 1	ФЕРМ 08-01- 018- 03	Монтаж проходн ых изолятор ов 110 кВ НР (1326486 ,67 руб; 95% от ФОТ(13 96301,76 руб) СП (907596, 14 руб ; 65% от ФОТ (1396301 ,76 руб.)	ком пл.( 3 шт.)	12	848 36,7	414 81, 71	357 59,8 5	748 76,7 7	101 804 0,4	497 780 ,5	429 118, 2	898 521 ,2	430 7,5 5	516 90, 6	183 0,04 6	21 96 0,5 5

2 2	ФЕРп 01-12- 023- 01	Испытан ие ввода и проходн ого изолятор а с фарфоро вой, жидкой или бумажно й изоляция й (до установк и на оборудо вание) НР (15455,4 7 руб; 65% от ФОТ(23 777,64 руб) СП (9511,06 руб ; 40% от ФОТ (23777,6 4 руб.)	1 исп ыта ние	36	660, 49	660 ,49			237 77,6 4	237 77, 64			53, 678 7	193 2,4 3		
2 3	ФЕРЗ 3-01- 052- 01	Подвеск а прово в ВЛ 110 кВ (6 прово в) сечение м 240 мм <sup>2</sup> методом "под тяжение м" без пересече ний с препятст виями, при длине анкерног о пролета: до 1 км НР (67996,0 1 руб; 105% от ФОТ(64 758,1	1 км лин ии	0,2 2	285 834, 27	605 53, 55	225 280, 7	233 801, 5	628 83,5 4	133 21, 78	495 61,7 6	514 36, 32	629 4,5 46	138 4,8	167 71,9 4	36 89, 83

		руб) СП (38854,8 6 руб ; 60% от ФОТ (64758,1 руб.)														
2 4	ФЕРМ 08-01- 023- 02	Спуск, петля или перемыч ка, сечение проезда, мм2, до 300, количес тв: прово д в в фазе: 2 НР (119111, 99 руб; 95% от ФОТ(12 5381,04 руб) СП (81497,6 9 руб ; 65% от ФОТ (125381, 04 руб.)	Спу ск, пят ля или пер емы чка (3 фаз ы)	6	658 6,22	431 8,3 7	225 2,99	165 78,4 7	395 17,3 2	251 90, 22	135 17,9 4	994 70, 82	448 ,42 7	269 0,5 6	144 6,60 8	86 79, 65
2 5	Прайс -лист	Изолято ры линейны е подвесн ые стеклянн ые ПСД- 70Е	шт	12	128 4,55				154 14,6							
2 6	Прайс	Провод АС	м	132 0	379, 98				501 573, 6							
<b>Раздел 2. Токопроводы</b>																
2 7	ФЕРМ 08-01- 077- 01	Токопро воды неэкрани рованные из алюмини евых шин. Токопро вод закрыты й напряже	м (3 фаз ы)	381 2	557 5,7	198 2,5 8	337 9,84	665 9,62	212 545 68	755 759 5	128 839 50	253 864 71	205 ,87 88	784 810	550, 757	20 99 48 5

		нием до 10 кВ из шин корытного профиля на ток до 3200 А НР (3129686 3,08 руб; 95% от ФОТ(32 944066,4 руб) СП (2141364 3,16 руб ; 65% от ФОТ (3294406 6,4 руб.)														
Раздел 3. Сопутствующее оборудование																
28	ФЕРМ 08-01-004-04	Реактор масляный заземляющий 10 кВ НР (40562,6 6 руб; 95% от ФОТ (42697,5 4 руб) СП (27753,4 руб ; 65% от ФОТ (42697,5 4 руб.)	1 шт.	2	162 80,3 5	871 2,7 4	670 8,47	126 36,0 3	325 60,7	174 25, 48	134 16,9 4	252 72, 06	905 ,69	181 1,3 8	935, 938	18 71, 88
29	Прайс	Реактор РЗДПО МА 635/10 У1	шт.	2	847 457, 01			169 491 4								
30	ФЕРМ 08-01-006-04	Трансформатор тока напряжения: 110 кВ НР (52376,9 8 руб; 95% от ФОТ (55133,6 6 руб) СП (35836,8 8 руб ;	1 ком пл. (3 фазы)	2	217 24,1 7	922 2,8	884 4,77	183 44,0 3	434 48,3 4	184 45, 6	176 89,5 4	366 88, 06	958 ,70 6	191 7,4 1	150 2,38 1	30 04, 76

		65% от ФОТ (55133,6 руб.)															
31	Прайс	Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1 У1	шт	2	1390557				2781114								
36	ФЕРМ 08-01-001-01	Трансформатор силовой трехфазный 10 кВ, мощность, кВ.А 250 НР (23893,14 руб; 95% от ФОТ (25150,96 руб) СП (16348,12 руб ; 65% от ФОТ (25150,96 руб.)	шт.	2	9222,17	4786,46	4262,65	7789,02	18444,34	9572,92	8525,3	15578,04	497,025	994,05	749,45	1498,89	
37	Прайс	Трансформатор собственных нужд ТМГ-250/10У ХП1	шт.	2	194999,98				389999,96								
32	ФЕРМ 08-01-008-05	Выключатель элегазовый напряжением: 110 кВ НР (585953,12 руб; 95% от ФОТ (616792,76 руб) СП (400915,29 руб ; 65% от ФОТ (616792,76 руб.)	1 комп. пл. (3 фазы)	2	171859,52	80114,69	88863,1	228281,7	343719,04	160229,4	177726,2	456563,4	8327,93	16655,86	18544,47	37088,93	

38	Прайс	Выключатель ВГТ-110П-40/1250 У1	шт	2	12000000				24000000								
33	ФЕРМ 08-01-011-08	Разъединитель напряжением: 110 кВ, на ток 1000-3200 А с одним или двумя заземляющими ножами НР (236598,98 руб; 95% от ФОТ (249051,56 руб) СП (161883,51 руб; 65% от ФОТ (249051,56 руб.))	1 комп. пл. (3 полюса)	4	35594,62	17170,56	17004,84	45092,33	142378,48	68682,24	68019,36	180369,3	1784,872	7139,49	3834,382	15337,53	
39	Прайс	Разъединитель РНДЗ 1(2)-110/630 Т1	шт	4	25000000				10000000								
34	ФЕРМ 08-01-015-10	Ограничитель перенапряжений нелинейный на напряжение: 110 кВ НР (23750,63 руб; 95% от ФОТ (25000,66 руб) СП (16250,43 руб; 65% от ФОТ (25000,66 руб.))	1 комп. пл. (3 фазы)	2	7825,14	2996,29	3888,51	9504,04	15650,28	5992,58	7777,02	19008,08	311,469	622,94	772,1051	1544,21	

40	Прайс	ОПН 110 кВ	шт	2	200 000,02					400 000,04						
35	ФЕРм 08-01-026-01	Распределительные устройства комплектные 6-10 кВ. НР (105233,5 руб; 95% от ФОТ (110772,1 руб) СП (72001,87 руб ; 65% от ФОТ (110772,1 руб.)	шт	10	102 71,69	825 3,71	178 6,37	282 3,5	102 71,69	825 37,1	178 63,7	282 35	857 ,092	857 0,92	291, 0645	29 10,65
41	Прайс	КРУЭ К-59	шт	10	550 000					550 0000						
<b>Раздел 4. Строительство ЗРУ 10 кВ</b>																
42	ФЕР2 1-01-015-01	Сборка временных зданий со стальными каркасами и многослойными панелями: складов отопления емких неотапливаемых бытовых помещений до 1000 м3 НР (124913,38 руб; 96% от ФОТ (130118,1 руб) СП (65059,05 руб ; 50% от ФОТ	100 м3 здания	1	152 649,6	674 39,89	280 22,91	626 78,21	152 649,6	674 39,89	280 22,91	626 78,21	743 5,494	743 5,49	488 5,352	48 85,35

		(130118, 1 руб.)														
4 3	ФЕР2 1-02- 002- 12	Устройс тво отоплен ия ЗРУ НР (11353,3 2 руб; 96% от ФОТ (2204,27 руб) СП (1102,14 руб.; 50% от ФОТ (2044,27 руб.)	100 м3 здан ия	1	137 26,8 4	114 02, 86	946, 72	423, 52	137 26,8 4	114 02, 86	946, 72	423 ,52	119 9,0 45	119 9,0 5	31,3 72	31, 37
4 4	ФЕР2 1-02 - 004- 06	Устройс тво системы вентиляц ии во временн ыхздани яхмастер ских НР (2116,1 руб; 96% от ФОТ (2204,27 руб) СП (1102,14 руб ; 50% от ФОТ (2204,27 руб.)	100 м3 здан ия	1	244 5,4	203 8,6 9	126, 56	165, 58	244 5,4	203 8,6 9	126, 56	165 ,58	233 ,27 04	233 ,27	12,2 003	12, 2
4 6	ФЕР2 1-02 - 018- 02	Устройс тво внутрен него электрос набжени я временн ых зданий: мастерск их НР (8352,48 руб; 96% от ФОТ (8700,5 руб) СП (4350,25 руб ;	100 м3 здан ия	1	175 60,6 5	844 0,8 1	374, 06	259, 69	175 60,6 5	844 0,8 1	374, 06	259 ,69	877 ,41 48	877 ,41	19,1 719	19, 17

		50% от ФОТ (8700,5 руб.)															
--	--	-----------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Итого прямые затраты по смете	209440378	98577	1434883	28467		10284		22998
Накладные расходы	36362863							
Сметная прибыль	25076424							
<b>Итого по смете:</b>								
Итого Строительные работы	10150103					94681		58938,
Итого Монтажные работы	260548448					92683		22409
Итого Прочие затраты	181114,38					6924,		
Итого	270879665					10284		22998
В том числе:								
Материалы	185233765							
Машины и механизмы	14348836							
ФОТ	38325682							
Накладные расгоды	36362863							
Сметная прибыль	25076424							
НДС 18% от 270879665,26	48758340							
<b>ВСЕГО по смете</b>	<b>319638005</b>					10284		22998

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были приведены расчеты, необходимые для реконструкции подстанции 110/6/6 кВ «Гидролизная».

Необходимость реконструкции подстанции была вызвана ростом потребляемой мощности и требованиями к надежности электроснабжения потребителей II категории.

В ходе работы были рассчитаны нагрузки действующей подстанции и нагрузки измененной подстанции, с учетом присоединения предприятия.

На основании ПУЭ и расчета было выбрано устройство высокого напряжения типа «выключатель». Для выбора элементов схемы электроснабжения был проведен расчёт токов короткого замыкания в трёх точках в наиболее тяжелом режиме, был произведен выбор основного оборудования подстанции: силовых выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения. Выбранное оборудование соответствует всем параметрам подстанции и удовлетворяет условиям выбора.

Регулирование напряжения на подстанции осуществляется с помощью устройства РПН на высоком напряжении.

Модернизируемой подстанция принята комплектной, блочного типа КТПБ. Распределительное устройство 6 кВ комплектуется шкафами внутренней установки с вакуумными выключателями.

Рассмотрены вопросы монтажа и эксплуатации элегазовых выключателей напряжением 110 кВ. Выполнены расчеты молниезащиты и заземляющего устройства подстанции. Рассмотрены организационные мероприятия по предотвращению травматизма и вопросы материального стимулирования природоохранной деятельности.

В выпускной квалификационной работе выполнены технико – экономические расчеты, приведена смета затрат на реконструкцию трансформаторной подстанции «Гидролизная».

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2017. – 695 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2016 – 392 с.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергия, 2018. – 224 с.
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 96 с.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 132 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учеб./ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд.– М.: Издательский центр «Академия», 2017. – 448с.
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: НЦ ЭНАС, 2016. – 48 с.
8. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М. : Изд-во стандартов, 2018. – 82 с.
9. Алиев И.И. Электрические аппараты: справочник/ И.И. Алиев, М.Б. Абрамов – М.: Радиософт, 2016. – 251с.
10. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб./ В.А. Андреев. – 4-е изд. – М.: Высшая школа, 2016. – 495 с.
11. Выключатели вакуумные 10 кВ: каталог. – Саратов: НПП Контакт, 2017. – 85с.
12. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110: каталог. – Екатеринбург: Уралэлектротяжмаш, 2018. –16 с.
13. КРУ СЭЩ-59: каталог. – Самара: СЭЩ, 2019. – 84с.
14. Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения/ Г.М. Кнорринг, И.М. Фадин, В.Н. Сидоров. – 2-е изд. – СПб.: Энергоатомиздат, 2014. – 448 с.

15. Комплектные трансформаторные подстанции марки СЭЩ блочные модернизированные на напряжения 35, 110 и 220 кВ. Техническая информация и чертежи. – Самара: СЭЩ, 2017. – 275 с.
16. Ожегов А.Н. Системы АСКУЭ: учеб./ А.Н. Ожегов. – Киров.: Вятский государственный университет, 2016. – 205 с.
17. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учеб. пособие/ Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2016. – 480 с.
18. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб./ И.П. Крючков [и др.]; под ред. И.П. Крючкова. М.: Издательский дом МЭИ, 2018. – 416 с.
19. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд.- М.: НЦ ЭНАС, 2019. – 392 с.
20. Издательство НЦ ЭНАС. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте. [Текст] - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2017-116 с.
21. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ, [Текст] том 1 / Под редакцией Горюнова, А. А. Любимова-М.: Папирус Про, 2016 -608с: - 299 ил.
22. Орлова И.Н. Электротехнический справочник, [Текст] том 3, книга 1/ Под общей редакцией И.Н. Орлова - М.: Форум, 2018-878 с.
23. Комарова, Д.Т. Справочник по строительству электросетей 0,38-35 кВ. [Текст] / Под редакцией Д.Т. Комарова. - М.: Высшая школа, 2017. - 448 с.
24. Электроком. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. [Текст] - М.: Электроком, 2017 -111с.
25. Демина, Т.А. Экология природопользования, охрана окружающей среды [Текст] / Демина Т.А. -М.: Агропромиздат, 2017.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Ланин В.О  
\_\_\_\_\_  
(ФИО)

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»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Коловский А.В. Коловский

подпись                      инициалы, фамилия

« 06 » июля 20 22 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция подстанции «Гидролизная» 110/6/6 кВ

тема

Руководитель Дулесова Н.В. 06.07.22      доцент, к.э.н  
подпись, дата                      должность, ученая степень

Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Выпускник Ланин В.О. 06.07.2022  
подпись, дата

В.О. Ланин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кычакова И.А. 06.07.22  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия