

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

Г. Н. Чистяков

подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»

тема

Руководитель _____ доцент каф. ЭЭ, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Дулесова Н.В.
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Ерченко В.А.
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

Кычакова И.А.
инициалы, фамилия

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
Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«___» _____ 20___ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работы

Студенту Ерченко Владиславу Александровичу
(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ХЭн 17-01(17-1) Направление 13.03.02
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская».

Утверждена приказом по университету № 243 от « 23 » 04 2021 г.

Руководитель ВКР: Дулесова Н.В., доцент каф. «Электроэнергетика», к.э.н.
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская», значения токов КЗ, данные об установленном оборудовании.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение.

- 1 Сведения об объекте реконструкции.
- 2 Выбор силового оборудования ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская».
- 3 Элегазовый выключатель.
- 4 Безопасность проектных решений.
- 5 Технико-экономические расчеты.

Заключение.

Перечень обязательных листов графической части:

1. Э1 Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» до реконструкции.
2. Э2 Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» после реконструкции.
3. Э3 Схема собственных нужд ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская».

Руководитель ВКР _____
(подпись)

Дулесова Н.В.
(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению _____
(подпись)

Ерченко В.А.
(инициалы и фамилия)

« _____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ №53 «Идринская» содержит пояснительную записку, состоящую из 61 листа текстового документа, и графический материал на листах формата А1 в количестве 3 листов. Пояснительная записка содержит 22 таблицу и 6 рисунков, 35 использованных источников.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, ШИНЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАПРЯЖЕНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ.

Объектом реконструкции является подстанция 110/35/10 кВ № 53 «Идринская».

Данная работа актуальна для электросетевых организаций, стремящихся к повышению надежности электрических сетей.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская», путем введения в эксплуатацию второй трансформаторной линии с установкой всего сопутствующего оборудования.

Задачи реконструкции:

- выбрать высоковольтное оборудование для введения второй трансформаторной линии;
- провести проверку оборудования по допустимым параметрам в рабочих и аварийных режимах;
- рассмотреть вопросы безопасности проектных решений;
- рассмотреть вопросы обеспечения охраны труда и безопасности жизнедеятельности проекта;
- произвести расчёт локальной сметы на реконструкцию.

Выполнение реконструкции с целью ввода в эксплуатацию второго трансформатора позволит повысить надежность электроснабжения потребителей I и II категорий, а также появится возможность проводить полноценные ТО и ТР трансформаторов, возрастет срок службы самих трансформаторов и электрической аппаратуры.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Reconstruction of the 110/35/10 kV sub-station No. 53 "Idrinskaya" contains an explanatory note, consisting of 61 sheets of text document, and graphic material on sheets of A1 format in the amount of 3 sheets. The explanatory note contains 22 tables and 6 figures, 35 used sources.

RECONSTRUCTION, POWER SUPPLY, EQUIPMENT, BUSES, SUBSTATION, TRANSFORMER, VOLTAGE, EARTHING, VOLTAGE, RELIABILITY.

The reconstruction object is substation 110/35/10 kV No. 53 "Idrinskaya".

This work is relevant for power grid organizations striving to improve the reliability of power grids.

The main goal of the final qualification work is the re-construction of the 110/35/10 kV substation No. 53 "Idrinskaya" by putting into operation a second transformer line with the installation of all related equipment.

Reconstruction tasks:

- select high-voltage equipment for the introduction of the second transformer line;
- check the equipment for permissible parameters in operating and emergency modes;
- consider the safety issues of design solutions;
- consider the issues of ensuring labor protection and safety of life of the project;
- calculate the local estimate for the reconstruction.

Reconstruction in order to commission the second transformer will increase the reliability of power supply to consumers of categories I and II, and it will also become possible to carry out full-value maintenance and repair of transformers, and the service life of the transformers themselves and electrical equipment will increase.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Сведения об объекте реконструкции	8
1.1 Общие сведения о ПС № 53 «Идринская»	8
1.2 Сведения о стороне низшего напряжения (10 кВ).....	9
1.3 Релейная защита стороны 10 кВ	10
1.4 Обслуживание подстанции	11
1.5 Обоснование реконструкции ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»	11
2 Выбор силового оборудования ПС 110/35/10 кВ №53 «Идринская»	12
2.1 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 110 кВ.....	12
2.1.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ.....	12
2.1.2 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ	14
2.1.3 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 110 кВ.....	15
2.1.4 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ	16
2.1.5 Выбор измерительного трансформатора напряжения на стороне 110 кВ	18
2.2 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 35 кВ.....	19
2.2.1 Выбор выключателя на стороне 35 кВ.....	19
2.2.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ	21
2.2.3 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 35 кВ.....	22
2.2.4 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 35 кВ	23
2.3 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 10 кВ.....	25
2.3.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ	25
2.3.2 Выбор гибких шин и токопроводов	27
2.4 Электротехнические и конструктивные решения	33
3 Элегазовый выключатель	34
3.1 Монтаж элегазового выключателя	35
3.2 Эксплуатация элегазовых выключателей	36
4 Безопасность проектных решений	37
4.1 Общие сведения об охране труда	37
4.2 Характеристика проектируемого объекта и анализ условий труда	38
4.3 Мероприятия по защите персонала от поражения электрическим током	40
4.4 Расчёт заземляющего устройства подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»	41
4.5 Расчет молниезащиты.....	46
4.6 Маслоотвод	48
4.7 Организационные мероприятия по предотвращению травматизма	49
5 Техничко–экономические расчеты.....	50
5.2 Расчет капиталовложений	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	57
Приложения	60

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний момент почти все сельскохозяйственные потребители нашей страны подключены к централизованному электроснабжению от государственных энергосистем. Все хозяйства, все жилые дома в сельской местности имеют электрический ввод, а перед организациями по эксплуатации и обслуживанию электрической системы стоит основная цель: бесперебойное электроснабжение потребителей высококачественной электроэнергией.

Воздушные линии электропередачи охватывают практически все сельские населенные пункты. Впрочем, это не означает прекращения их сооружения. Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве продолжает непрерывно возрастать, вследствие чего возникает необходимость расширения питающих потребителей сетей, электросетевой комплекс которых на сегодняшний момент морально устарел и физически изношен. Новое строительство сетей на селе все больше заменяется систематической реконструкцией существующих. При реконструкции массово вводятся мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельских потребителей, которые становятся более требовательны к качеству электрической энергии и бесперебойному электроснабжению.

Обеспечение электроэнергией сельских населенных пунктов сопровождается постоянным ростом ее потребления, что подчеркивает важность рационального использования электроэнергии в сельском хозяйстве. Рациональное использование электроэнергии заключается в сокращении электроемкости производимой продукции, снижении потерь электроэнергии в электроустановках и сетях, разработке и введении технически обоснованных норм потребления, а также организации учета электроэнергии, обеспечения требуемых уровней напряжения [22].

1 Сведения об объекте реконструкции

1.1 Общие сведения о ПС № 53 «Идринская»

Понижительная подстанция № 53 «Идринская» напряжением 110/35/10 кВ, расположенная в Идринском районе на южной окраине села Идринское, является основным центром электроснабжения Идринского РЭСа и входит в производственное отделение «Минусинских электрических сетей» ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго». Подстанция была построена по заказу «Юго–Восточных электрических сетей» Красноярского края в 1976 году, и присоединена к единой энергосистеме «Красноярскэнерго». Подстанция расположена в районе, где средняя температура воздуха самой холодной пятидневки составляла – 42 °С, климат умеренный. Максимальная температура воздуха летом + 40 °С, а минимальная зимой – 48 °С. Среднегодовая температура составила 0,7 °С. Загрязнённость атмосферы имеет вторую степень, так же второй район по гололёду и третий район по ветру. Снеговой покров достигает 0,45 м.

Подстанция № 53 «Идринская» проходного типа, строилась изначально как однострансформаторная подстанция, но проектом предусмотрено место под установку второго трансформатора со всем сопутствующим оборудованием.

В настоящее время на подстанции установлен трансформатор ТДТН – 10000–110/35/10. Подстанция может получать питание по нескольким линиям 110 кВ (С–383, С–94, С–93, С–96, С–367). Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» представлена на рисунке П.1. Со стороны высокого напряжения трансформатора установлен выключатель типа ВМТ–110. Регулирование коэффициента трансформации трансформатора под нагрузкой осуществляется регулятором РС–4 с приводом МЗ–4. Регулирование напряжения на стороне 35 кВ переключением ПБВ производится при выведенном трансформаторе.

На стороне 35 кВ подстанция питает три линии (Т–13, Т–12, Т–15), на которых установлены три баковых масляных выключателя марки С–35–630–10 и еще один такой же – секционный. На подстанции используется оперативный переменный ток с напряжением 220 В. Установленное силовое оборудование ПС № 53 «Идринская» представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основное силовое оборудование ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» до реконструкции

Оборудование	Класс напряжения		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4
Разъединители	РНДЗ–110/1000	РНДЗ –35/1000	Выкатные тележки
Трансформаторы тока	ТФЗМ–110Б1 800/5	ТФЗМ–35 200/5	ТЛМ
Трансформаторы напряжения	НКФ–110/0,1	ЗНОМ–35–65 У1	НТМИ–10 НАМИ–10
Разрядники	РВС–110	–	РВ–10
Выключатели	ВМТ–110Б–25/1250	С–35–630	ВВТЭ–М–10

Поскольку подстанция находится в районе с годовой интенсивностью грозовой деятельности равной 40–60 часов, защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи концевых опор. Заземляющее устройство подстанции рассчитано по условию растекания и не превышает 10 Ом.

Данная подстанция предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, расположенных в зоне действия сетей 10 кВ этой подстанции. Подстанция имеет 8 отходящих фидеров.

1.2 Сведения о стороне низшего напряжения (10 кВ)

На стороне 10 кВ применяется сети с изолированной нейтралью. Отличительная особенность таких сетей, это то, что при однофазном коротком замыкании на землю, токи протекают через распределенные емкости фаз, и поэтому их значение составляет порядка 6–20 А. При этом треугольник линейных напряжений не искажается, поэтому потребители, включенные на междуфазное напряжение, продолжают работать нормально. В то же время необходимо отметить, что при работе сети с замкнутой на землю фазой становится более вероятным повреждение изоляции другой фазы и возникновение междуфазного короткого замыкания через землю.

На стороне низкого напряжении подстанции № 53 «Идринская» применяется схема с одной системой сборных шин. Структурная схема одной системы сборных шин представлена на рисунке 1.1. Достоинством данной схемы является то, что схема проста, наглядна и экономична, к недостаткам следует отнести то, что она недостаточно надежна, как и вся ПС, так как она является однотрансформаторной. Также к недостаткам данной схемы относят то, что при повреждении и последующем ремонте секции, нормально питающиеся от неё потребители, остаются без резерва и отключаются на все время ремонта. В это же время, источник питания, подключенный к ремонтируемой секции, отключается на весь срок устранения повреждения и повторного введения её в работу [2].

Присоединение источника питания и линий 10 кВ к сборным шинам осуществляется с помощью выключателей. На каждое присоединение требуется только один выключатель, служащий для отключения и включения цепи в нормальных и аварийных режимах.

Схема с одной системой шин на стороне 10 кВ позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что позволяет снизить стоимость монтажа и сократить время сооружения электроустановки.

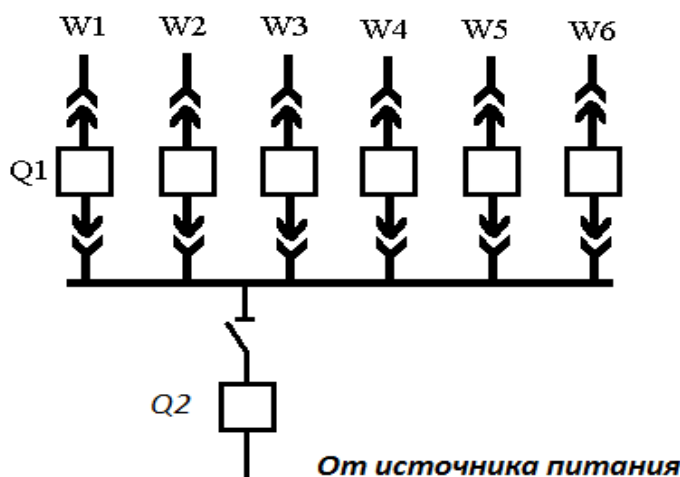


Рисунок 1.1 – Система шин 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»

1.3 Релейная защита стороны 10 кВ

В качестве источников оперативного тока применяются трансформаторы собственных нужд, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы.

На стороне 10 кВ в качестве трансформаторов напряжения применены НТМИ – 10 и НАМИ – 10. В качестве трансформаторов тока ТЛМ с различными коэффициентами трансформации.

Максимальная токовая защита с действием на отключение защищает от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, ее устанавливают с питающей стороны. Для защиты отходящих линий напряжением 10 кВ применяются схемы с реле прямого действия типов РТ–85, включенными по схеме неполной звезды с ускорением до АПВ.

Установленная релейная защита подстанции представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Уставки релейной защиты

Фидер	Тип защиты	Трансформаторы тока (напряжения)		Уставка на реле		Уставка по времени, с	Тип реле
		тип	Коэффициент трансформации	Первичная, А	Вторичная, А		
1	2	3	4	5	6	7	8
53–05	МТЗ	ТЛМ-10	100/5	120	6	1,5"	РТ–85
53–06	МТЗ	ТЛМ-10	75/5	105	7	0,5"	РТ–85
53–07	МТЗ	ТЛМ-10	150/5	100	10	0,5"	РТ–85
53–08	МТЗ	ТЛМ-10	100/5	100	5	0,5"	РТ–85
53–09	МТЗ	ТЛМ-10	150/5	150	5	1,5"	РТ–85
53–10	МТЗ	ТЛМ-10	150/5	180	6	1"	РТ–85
53–11	МТЗ	ТЛМ-10	100/5	140	7	0,5"	РТ–85
53–12	МТЗ	ТЛМ-10	100/5	100	5	0,5"	РТ–85

1.4 Обслуживание подстанции

На подстанции организовано круглосуточное дежурство:

- Дежурный по подстанции;
- Оперативно–выездная бригада (ОВБ: водитель + электромонтер – круглосуточная смена – четыре бригады).

Ремонт и обслуживание силового оборудования подстанции, а также релейной защиты, осуществляется силами ремонтных бригад Юго–восточных электрических сетей (ЮВЭС АО «Красноярскэнерго»).

Ремонт и обслуживание отходящих фидеров 10 кВ, производится силами двух бригад (оперативно–выездной – ОВБ и бригады центрального ремонта – БЦР), находящихся на базе района электрических сетей №1 (РЭС–1), расположенном в г. Минусинск. Там же находится пункт диспетчерского управления. Расстояние от подстанции до базы составляет около 105 км. Таким образом, при получении сигнала от дежурного о срабатывании какой–либо из защит на отходящих фидерах 10 кВ, ОВБ выезжает в сторону подстанции и производит обход поврежденной линии с целью устранения неисправности.

Небольшие неисправности (раскол изоляторов, обрыв проводов и др.) бригада ОВБ устраняет своими силами. Для устранения крупных неисправностей (падение опор и т.д.), на место повреждения выезжает бригада БЦР, с необходимыми механизмами (краном, бурильной машиной) и, если необходимо – руководителем работ.

1.5 Обоснование реконструкции ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»

Подстанция 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» осуществляет электроснабжение потребителей I категории (районная больница), II (школа, детсад, лаборатория) и III категорий. Согласно ПУЭ, электроприемники I категории в нормальных режимах должны снабжаться электроэнергией от двух независимых источников питания, взаимно резервирующих друг друга. При нарушении питания от одного из источников перерыв в электроснабжении этой категории потребителей может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Электроприемники II категории в нормальных режимах должны запитываться от двух независимых взаиморезервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения для этой категории электроприемников возможны перерывы снабжения электроэнергией на промежуток времени, требуемый для включения резервного питания дежурным персоналом или оперативной выездной бригадой [1].

В 2005 году был приобретен второй трансформатор ТДТН–10000–110/35/10, но в связи с недостаточным финансированием до сих пор не введен в эксплуатацию. В это же время первый трансформатор эксплуатируется почти на всю мощность. Нет возможности провести текущий ремонт, поскольку нет возможности отключить трансформатор на необходимое время ремонта, проводятся только техническое обслуживание в минимальных объемах.

Включение в работу второго трансформатора, разгрузит первый трансформатор, появится возможность провести полноценный технический ремонт, появится возможность выполнить электроснабжение потребителей 35 кВ и 10 кВ по двухцепной схеме, тем самым обеспечив бесперебойность электроснабжения.

Важную роль играет и тот факт, что часть оборудования подстанций морально и физически устарела. Все оборудование на сторонах 110 и 35 кВ масляное. Сегодня в энергетике складывается тенденция все масляное оборудование заменять на современное вакуумное или элегазовое.

Исходя из анализа состояния оборудования, установленного на подстанции, можно сделать вывод, что необходима реконструкция подстанции с вводом второго трансформатора в работу, установкой элегазовых выключателей на стороне 110 кВ, вводных и секционных выключателей 35 кВ и 110 кВ, установкой комплектов ошиновки на сторонах 35 кВ и 10 кВ.

2 Выбор силового оборудования ПС 110/35/10 кВ №53 «Идринская»

2.1 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 110 кВ

Безотказная работа электрооборудования без повреждений может быть гарантирована исключительно при правильном подборе его согласно условиям работы в длительном режиме, при наибольшей нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети.

Выбор электрооборудования производится по каталогам, исходя из условий его работы в нормальном режиме. Затем подобранное оборудование проверяется на устойчивость к максимальным токам короткого замыкания тех мест, где планируется установка того или иного электрического аппарата.

Проведём выбор электрического оборудования для подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» исходя из значений токов короткого замыкания.

2.1.1 Выбор выключателя на стороне 110 кВ

Выключатель – основной аппарат из электроустановок, выполняющий функции включения и отключения цепи при коротком замыкании, перегрузке, длительной нагрузке, несинхронной работе или же холостом ходу.

Одной из ответственных и тяжелых операций выключателя является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание [6].

Принимаем к установке выключатель элегазовый трехполюсный колонковый для наружной установки типа ВГП – 110 П – 20/2500 УХЛ 1 и проверяем его по условиям:

- 1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{2.1}$$

где $U_{уст}$ – напряжение сети, где предполагается его установка;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя (по каталогу).

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

2) По длительному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}, \quad (2.2)$$

где $I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток, А;
 $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя (по каталогу до 2500), А;

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{раб.л}, \quad (2.3)$$

где $I_{раб.л}$ – рабочий ток линии, А;

$$I_{раб.л} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.4)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

$$I_{раб.л} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,48 \text{ А}$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 52,48 = 73,48 \text{ А}$$

$$73,48 \text{ А} < 2500 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

$$I_k^{(3)} \leq I_{ном.отк}, \quad (2.5)$$

где $I_k^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания, кА;
 $I_{ном.отк}$ – номинальный ток отключения выключателя (по каталогу до 20), кА;

$$4,4 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

4) На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

а) по действующему значению тока:

$$I_k^{(3)} \leq I_{пр.с}, \quad (2.6)$$

где $I_{пр.с}$ – действующее значение сквозного тока выключателя (по каталогу), кА;

$$4,4 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$$

б) по амплитудному значению тока:

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (2.7)$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания, кА;
 $I_{np.c}$ – амплитудное значение сквозного тока выключателя (по каталогу), кА;

$$10,68 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$$

5) На термическую устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу:

$$B_k \leq I_t \cdot t_t, \quad (2.8)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету, кА²·с;
 I_t – допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу), кА;

t_t – время термической стойкости выключателя при протекании тока I_t (по каталогу 40), с.

Для электрических сетей тепловой импульс от тока короткого замыкания можно определить по выражению:

$$B_k = I_t^2 \cdot \tau_t, \quad (2.9)$$

где τ_t – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с;

$$\tau_t = t_{п.в} + t_{р.з}, \quad (2.10)$$

где $t_{п.в}$ – полное время отключения выключателя (по каталогу), с;
 $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты, с;

$$20^2 \cdot (0,06 + 0,1) < 20^2 \cdot 3$$

Условия выбора выполняются, принимаем к монтажу элегазовый трехфазный колонковый выключатель ВГП – 110 П – 20/2500 УХЛ 1 с пружинным приводом.

2.1.2 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

Функциональное предназначение разъединителя заключается в отключении и включения обесточенной электрической цепи, или цепи с небольшим током, а также в обеспечении электрической безопасности, с помощью изоляционного промежутка, образуемого между контактами в отключенном положении. К располагающимся в ОРУ разъединителям, предъявляются требования к соответствию изоляции для надежного выполнения своих функции в неблагоприятных условиях окружающей среды [6].

Принимаем к установке разъединитель типа РНДЗ – 2 – 110/630 У1 для наружной установки и проверяем его по условиям:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

2) По длительному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном},$$

$$183,7 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

3) На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_y \leq i_{пр.с}$$

$$10,68 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

4) На термическую устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу:

$$B_k \leq I_t \cdot t_t$$

$$100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора выполняются, принимаем к монтажу разъединитель РНДЗ – 2 – 110/1000 У1 с приводом ПР – У1.

2.1.3 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 110 кВ

Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110 УХЛ1 и проверяем его по условию:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

2) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{нр.опн} \geq U_{нр.с},$$

где $U_{нр.с}$ – наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН;

$$U_{нр.с} = \frac{1,15 \cdot U_{ном.с}}{\sqrt{3}} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73 \text{ кВ}$$

$$77 \text{ кВ} \geq 73 \text{ кВ}$$

Технические данные ограничителя перенапряжений типа ОПН – 110 УХЛ1 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические данные ограничителей перенапряжений типа ОПН – 110 УХЛ1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Напряжение на ограничителе (действующее значение), кВ, допустимое в течение				Расчетный ток коммутационного перенапряжения, А	Остающееся напряжение, кВ, не более
			20 мин	1 мин	10 с	1 с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОПН – 110 УХЛ1	110	77	88	95	100	105	280	180

Условия выбора выполняются, принимаем к установке ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110 УХЛ1 с регистратором срабатывания РР – 1.

2.1.4 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Проведём выбор трансформатора тока для присоединения измерительных приборов в цепи силового трансформатора на стороне 110 кВ. Значения токов КЗ приведены в разделе «Выбор разъединителя на стороне 110 кВ».

Перечень необходимых приборов выбираем по таблице 4 – 9 [6].

Для подключения измерительных приборов в цепи силового трансформатора на стороне 110 кВ выбираем выносные трансформаторы тока типа ТФЗМ – 110Б – У1, исполнение 200/5.

Выбор измерительного трансформатора тока проведён в табличной форме.

Таблица 2.2 – Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 110 кВ в цепи силового трансформатора

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные ТФЗМ – 110
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	183,7 А	200 А
$I_{кз} \leq K_{дин} \cdot I_{ном}$	4,4 кА	62 кА
$BK \leq (K_T \cdot I_{ном})$	100 кА ² ·с	17280 кА ² ·с

Для проверки измерительного трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения, рисунок 4 – 98 [6] и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам наиболее загруженного трансформатора тока по таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		С	В	А
1	2	3	4	5
Амперметр	Э – 351	0,5	0,5	0,5
Итого	–	0,5	0,5	0,5

Из таблицы 2.3 видно, что трансформаторы тока по всем фазам равномерно загружены.

Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (2.11)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А;

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

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом.

Сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (2.12)$$

где $Z_{2 \text{ ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом;

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом}$$

Зная сопротивление приборов, можно определить сечение соединительных проводов по формуле:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (2.13)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В

остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$);

$L_{расч}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Для подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» применяем кабель с алюминиевыми жилами с ориентировочной длиной 90 м, трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $I_{расч} = I$, тогда сечение будет равным:

$$F = \frac{0,0283 \cdot 90}{1,13} = 2,25 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель марки АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

2.1.5 Выбор измерительного трансформатора напряжения на стороне 110 кВ

Трансформаторы напряжения осуществляют понижение высокого напряжения до стандартных значений 100 В или же $100\sqrt{3}$ В и производят разделение цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформатора напряжения происходит по следующим условиям:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток; по классу точности; по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (2.14)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

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

Проведем выбор измерительного трансформатора напряжения на стороне 110 кВ, перечень необходимых приборов определяем по таблице 4 – 9 [6].

В цепи распределительного устройства 110 кВ устанавливаем трансформатор напряжения типа НКФ – 110 – 83 У1, к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Подсчет нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	тип	S обм.В· А	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общее потребление мощности	
							P, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э335	2,0	1	1	0	1	2,0	–
Счётчик активной энергии	И680	2,0 Вт	2	0,38	0,92	1	4,0	9,7
Датчик активной мощности	Е829	10	–	1	0	1	10,0	–
Датчик реактивной мощности	Е830	10	–	1	0	1	10,0	–
Ваттметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	–
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	–
Ваттметр	Д305	2,0	2	1	0	1	4,0	–
Частотомер	Э371	3,0	1	1	0	1	3,0	–
Итого							39,0	9,7

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.15)$$

где P – активная мощность, Вт;
 Q – реактивная мощность, вар;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{39^2 + 9,7^2} = 40,1 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Выбранный трансформатор НКФ – 110 – 83 У1 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков 400 В·А.

$$S_{2\Sigma} = 40,1 < S_{\text{ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А},$$

Таким образом, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

2.2 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 35 кВ

2.2.1 Выбор выключателя на стороне 35 кВ

Принимаем выключатель вакуумный трехполюсный для наружной установки типа ВБПС – 35 – 25/630 УХЛ1 и проверяем его по условиям:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{уст}$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

2) По длительному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном},$$

где $I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток, А;
 $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя (по каталогу), А;

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{раб.л},$$

где $I_{раб.л}$ – рабочий ток линии, А.

Так как силовой трансформатор трехобмоточный, а мощность обмоток СН и НН составляет 66,7% от номинальной мощности трансформатора, то проведем выбор выключателя 35 кВ с учетом перегрузки силового трансформатора на 40 %:

$$I_{раб.л} = \frac{S_{ном.т} \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

$$I_{раб.л} = \frac{10000 \cdot 0,667}{\sqrt{3} \cdot 35} = 110 \text{ А}$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 110 = 154 \text{ А}$$

$$154 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

$$I_{к}^{(3)} \leq I_{ном.отк},$$

где $I_{к}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания, кА;
 $I_{ном.отк}$ – номинальный ток отключения выключателя (по каталогу), кА;

$$4,4 \text{ кА} < 25 \text{ кА}$$

4) На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

а) по действующему значению тока:

$$I_{к}^{(3)} \leq I_{пр.с},$$

где $I_{np.c}$ – действующее значение сквозного тока выключателя (по каталогу), кА;

$$4,4 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

б) по амплитудному значению тока:

$$i_y \leq i_{np.c},$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания, кА;
 $I_{np.c}$ – амплитудное значение сквозного тока выключателя (по каталогу), кА;

$$10,68 \text{ кА} < 25 \text{ кА}$$

5) На термическую устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу:

$$B_k \leq I_t \cdot t_t,$$

где B_k – тепловой импульс по расчету, кА²·с;
 I_t – допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу), кА;

t_t – время термической стойкости выключателя при протекании тока I_t (по каталогу), с.

Для электрических сетей тепловой импульс от тока короткого замыкания можно определить по выражению:

$$B_k = I_t^2 \cdot \tau_t,$$

где τ_t – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с;

$$\tau_t = t_{п.в} + t_{р.з},$$

где $t_{п.в}$ – полное время отключения выключателя (по каталогу), с;
 $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты, с;

$$10^2 \cdot (0,06 + 0,1) < 10^2 \cdot 3$$

$$16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора выполняются, принимаем к монтажу выключатель ВБПС – 35 – 25/630 УХЛ1 с приводом ШПЭ – 12.

2.2.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ

Принимаем разъединитель типа РНДЗ – 2 – 35/1000 У1 для наружной установки и проверяем его по условиям:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

2) По длительному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном},$$

$$385 \text{ А} < 630 \text{ А}$$

3) На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_y \leq i_{пр.с}$$

$$10,68 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

4) На термическую устойчивость к токам КЗ по тепловому импульсу:

$$B_k \leq I_t \cdot t_t$$

$$18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора выполняются, принимаем к монтажу разъединитель РНДЗ – 2 – 35/1000 У1 с приводом ПР – У1.

2.2.3 Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 35 кВ

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35 УХЛ1 и проверяем его по условию:

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

2) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{нр.опн} \geq U_{нр.с}$$

где $U_{нр.с}$ – наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН (в сети напряжением 35 кВ $U_{нр.с} = 40,5 \text{ кВ}$ (ГОСТ 1516.3-96) [15]);

$$40,5 \text{ кВ} \geq 40,5 \text{ кВ}$$

Технические данные ограничителя перенапряжений типа ОПН – 35 УХЛ1 представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические данные ограничителей перенапряжений типа ОПН – 35 УХЛ1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Напряжение на ограничителе (действующее значение), кВ, допустимое в течение				Расчетный ток коммутационного перенапряжения, А	Остающееся напряжение, кВ, не более
			20 мин	1 мин	10 с	1 с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОПН – 35 УХЛ1	35	40,5	48,6	51,4	55,1	58,7	125	105

Условия выбора выполняются, принимаем к установке ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35 УХЛ1 с регистратором срабатывания РР – 1.

2.2.4 Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 35 кВ

Проведем выбор трансформатора тока для присоединения измерительных приборов в цепях РУ 35 кВ по значения токов КЗ, приведенных в разделе «Выбор разъединителя на стороне 35 кВ».

Перечень необходимых приборов выбираем по таблице 4 – 9 [6].

Для подключения измерительных приборов в цепях РУ стороны 35 кВ выбираем выносные трансформаторы тока типа ТФЗМ – 35А –У1, исполнение 600/5.

Выбор измерительного трансформатора тока проведем в табличной форме.

Таблица 2.6 – Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 35 кВ в цепях распределительного устройства

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные ТФЗМ – 35
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	385 А	600 А
$I_{кз} \leq K_{дин} \cdot I_{ном}$	4,4 кА	127 кА
$Вк \leq (K_T \cdot I_{ном})$	18 кА ² ·с	38880 кА ² ·с

Для проверки измерительного трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения рисунок 4 – 98 [6] и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам наиболее загруженного трансформатора тока по таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		С	В	А
1	2	3	4	5
Амперметр	Э – 351	0,5	–	0,5
Ваттметр	Д – 335	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	И – 680	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	И – 673	2,5	–	2,5
Итого	–	6,0	–	6,0

Из таблицы 2.7 видно, что наиболее загруженные фазы трансформатора тока С и А .

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, В·А;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А;

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 2,0 Ом.

Сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}},$$

где $Z_{2 \text{ ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом;

$$r_{\text{пров}} = 2,0 - 0,24 - 0,1 = 1,66 \text{ Ом}$$

Зная сопротивление приборов, можно определить сечение соединительных проводов по формуле:

$$F = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В

остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$);

$l_{расч}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Для подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» применяем кабель с алюминиевыми жилами с ориентировочной длиной 60 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда сечение будет равным:

$$F = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{1,66} = 1,77 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель марки АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

2.3 Выбор основного оборудования подстанции на стороне 10 кВ

2.3.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Выбор оборудования на напряжение 10 кВ проведем в табличной форме.

Таблица 2.8 – Выбор выключателя 10 кВ на вводе силового трансформатора

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные выключателя ВВТЭ–М–10–20/1600 УХЛ2
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	1348 А	1600 А
$I_{кз} \leq I_{пр.с}$	6,75 кА	20 кА
$i_y \leq i_{пр.с}$	15,27 А	52 кА
$Вк \leq (K_T \cdot I_{ном})$	60 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Таблица 2.9 – Выбор выключателя 10 кВ на вводе отходящей линии

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные выключателя ВВТЭ–М–10–20/1600 УХЛ2
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	139 А	630 А
$I_{кз} \leq I_{пр.с}$	6,75 кА	20 кА
$i_y \leq i_{пр.с}$	15, 27 А	52 кА
$Вк \leq (K_T \cdot I_{ном})$	60 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Аналогично проводим выбор выключателей 10 кВ для всех остальных отходящих линий.

Таблица 2.10 – Выбор измерительных трансформаторов тока отходящей линии 10 кВ

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные ТЛМ – 10
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	139 А	150 А
$I_{кз} \leq K_{дин} \cdot I_{ном}$	1 кА	10 кА
$Вк \leq (K_T \cdot I_{ном})$	0,38 кА ² ·с	12,69 кА ² ·с

Таблица 2.11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		С	В	А
		3	4	5
1	2	3	4	5
Амперметр	Э 351	0,5	0,5	–
Счётчик активной энергии	И 680	2,5	2,5	–
Счётчик реактивной энергии	И 680	2,5	2,5	–
Итого	–	5,5	5,5	–

Расчётная нагрузка на вторичную, измерительную обмотку трансформатора тока меньше допустимой каталожной $5,5 \text{ В} \cdot \text{А} < 10 \text{ В} \cdot \text{А}$.

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10.

НАМИ – 10 – трансформатор напряжения антирезонансный, трёхфазный, масляный, с дополнительной вторичной обмоткой, для контроля изоляции сети, с первичным напряжением 10000 В, изготовлен в климатическом исполнении УХЛ, категория размещения по ГОСТ 15150–69 [16] и ГОСТ 15543–70 [17].

Таблица 2.12 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные НАМИ – 10
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$	18 В·А	75 В·А

Таблица 2.13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	тип	S _{обм} В·А	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число прибо- ров	Общая потребляемая мощность
							S, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	Э350	1	1	1	0	1	9
Счётчик элек- трической энергии	Сэтзр- 0,1–08(а)	1	–	–	–	5	5
Ваттметр	Д365	1,5	2	1	0	1	2
Ваттметр	Д365	1,5	2	1	0	1	2
Итого			6	1	0	8	18

Таблица 2.14 – Выбор высоковольтного предохранителя

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные предохранителя ПКТ–10
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.пр}$	1348 А	20 кА
$I_k \leq I_{откл.ном}$	6,75 кА	20 кА

2.3.2 Выбор гибких шин и токопроводов

В распределительных устройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Гибкие шины и токопроводы крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м; при 110 кВ – 3 м.

1) Выбор сборных шин 110 кВ

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае блока линия – трансформатор:

$$I_{норм} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.16)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ;

$$I_{макс} = I_{норм} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,48 \text{ А}$$

По таблице 7.35 [10] принимаем провод марки АС – 150/24, $F = 150 \text{ мм}^2$, $d = 17,1 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$. Радиус провода $8,55 \text{ мм} = 0,855 \text{ м}$. Расстояние между фазами $D = 300 \text{ см}$, фазы расположены горизонтально.

Проверка на схлестывание не производится.

Шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие не проверяются.

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не производиться, так как, согласно ПУЭ, минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ – АС – 70 мм.

Учитывая, что на ОРУ – 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, проведем поверочный расчет.

Начальная критическая напряжённость:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}}\right), \quad (2.17)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода;
 r_o – радиус провода;

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,8, \text{ кВ/см}$$

Напряжённость вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ном}}}{r_o \cdot l_g \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{r_o}}, \quad (2.18)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на стороне 110 кВ;
 $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см;

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.19)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см;

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,55 \cdot l_{g_{0,855}} \frac{378}{0,855}} = 17,2 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки:

$$1,07 E \leq 0,9 E_o$$

$$1,07 \cdot 17,2 \leq 0,9 \cdot 32,8$$

$$18,4 \text{ кВ/см} \leq 29,5 \text{ кВ/см.}$$

Таким образом, провод АС – 150/24 по условиям коронирования проходит. Токоведущие части сборных шин 110 кВ выполняем гибкими проводами.

Для соединения силового трансформатора со сборными шинами ОРУ – 110 кВ выбираем гибкий токопровод.

Сечение токопровода выбираем по экономической плотности тока $j_э = 1$ А/мм², по таблице 4 – 1 [6]:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{НОРМ}}{j_э}, \quad (2.20)$$

$$F_{ЭК} = \frac{52,48}{1} = 52,48 \text{ мм}^2$$

Принимаем один провод в фазе АС – 150/24, наружный диаметр 17,1 мм, допустимый ток 450 А.

Проверяем провод по допустимому току:

$$I_{\max} = 52,48 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$$

Все условия выбора выполняются, выбранный провод подходит.

2) Выбор сборных шин на напряжение 35 кВ, проводится аналогично выбору сборных шин 110 кВ.

3) Выбор сборных шин 10 кВ.

Проведем выбор сборных шин в цепи силового трансформатора ТДНТ – 10000 кВА подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» со стороны 10 кВ.

Расчетные токи КЗ:

$$I_{к^{(3)}} = 6,75 \text{ кА};$$

$$I_y = 15,75 \text{ кА};$$

$$B_{к} = 60 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C};$$

На стороне 10 кВ выбираем жёсткие шины. Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{НОРМ} = I_{НОМ.т} = \frac{0,667 \cdot S_{НОМ.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (2.21)$$

$$I_{НОРМ} = I_{НОМ.т} = \frac{0,667 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 385 \text{ А}$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot I_{НОРМ} = 1,4 \cdot 385 = 539 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$F_{ЭК} = \frac{I_{НОРМ}}{j_э}$$

$$F_{ЭК} = \frac{385}{1,1} = 350 \text{ мм}^2$$

Принимаем алюминиевые шины прямоугольного сечения $50 \times 5 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 665 \text{ А}$ по таблице 7.3 [10].

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 539 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 665 \text{ А}$$

Проверяем шины по термической стойкости:

$$t_{\text{н}} = t_{\text{о}} + (t_{\text{доп.дл}} - t_{\text{о.ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (2.22)$$

где $t_{\text{о}}$ – температура окружающей среды, °С;

$t_{\text{доп.дл}}$ – длительно допускаемая температура проводника, °С;

$t_{\text{о.ном}}$ – номинальная температура окружающей среды, °С;

I_{max} – максимальный ток нагрузки, А;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток проводника, А;

$$t_{\text{н}} = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{539}{665} \right)^2 = 54,56 \text{ °С}$$

По кривой на рисунке 3 – 46 [6] определяем величину, характеризующую тепловое состояние проводника к моменту начала КЗ $f_{\text{н}} = 60 \text{ °С}$.

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + k \cdot \frac{B_{\text{к}}}{F^2}, \quad (2.23)$$

где k – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (см. табл. 3 – 12 [6]);

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

F – сечение проводника, мм^2 ;

$$f_{\text{к}} = 60 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{60000}{250^2} = 60,010 \text{ °С}$$

По кривой на рисунке 3 – 46 [6] определяем величину $f_{\text{к}} = 75 \text{ °С}$.

$$f_{\text{к}} = 75 \text{ °С} < f_{\text{к, доп}} = 200 \text{ °С}$$

Величину $f_{\text{к, доп}}$ определяем по таблице 3 – 11 [6].

Определяем длину пролета l из выражения:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (2.24)$$

где q – поперечное сечение шины, см^2 ;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см^2 ;

l – длина пролета между изоляторами, м.

При условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}$$

отсюда:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}$$

Если шины расположены на «ребро», а полосы жестко связаны между собой, то по таблице 4 – 2 [6] момент инерции определим по выражению:

$$J = 0,72 \cdot b^3 \cdot h, \quad (2.25)$$

где b – толщина шины, см;
 h – высота шины, см;

$$J = 0,72 \cdot 0,5^3 \cdot 5 = 0,45 \text{ см}^2$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,45}{5}} = 0,26 \text{ м}^2$$

$$l \leq \sqrt{0,26} = 0,51 \text{ м}$$

При расположении шин на изоляторах «плашмя»:

$$J = \frac{e \cdot h^3}{6}$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 5^3}{6} = 10,42 \text{ см}^2$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{10,42}{5}} = 1,25 \text{ м}^2$$

$$l \leq \sqrt{1,25} = 1,12 \text{ м}$$

Второй вариант расположения шин на изоляторах позволяет увеличить длину пролета до 1,12 м, что дает значительную экономию изоляторов.

Принимаем расположение пакета шин «плашмя», пролет 1,12 м; расстояние между фазами, $a = 1$ м.

Определяем расстояние между прокладками:

$$l_n \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_n}{i_y}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{k_\phi}}, \quad (2.26)$$

где a_n – расстояние между осями полос, см (см. таб. 7.2 [10]);
 k_ϕ – коэффициент формы (см. рис. 4 – 5 [6]);
 $J_n = h \cdot b^3 / 12$ – момент инерции полосы, см⁴;

E – модуль упругости материала шин (см. таб. 4 – 3 [6]).

$$l_n \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,5}{15270}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,256}{0,5}} = 0,96 \text{ м}$$

$$l_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2}, \quad (2.27)$$

где m_n – масса полосы на единицу длины, кг/м (см. таб. 7.2 [10]);

$$l_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,256}{1,28}} \cdot 10^{-2} = 0,46 \text{ м}$$

Принимаем меньшее значение $l_n = 0,46$ м, тогда число прокладок в пролете определяем по формуле:

$$n = \frac{l_\phi}{l_n}, \quad (2.28)$$

где l_ϕ – длина пролета между изоляторами, м.

При трех прокладках в пролете, определяем длину расчетного пролета:

$$l_n = \frac{l}{n} = \frac{1,4}{3} = 0,47 \text{ м.}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами по выражению:

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{i_y}{b} \cdot 10^{-7};$$

$$f_n = \frac{0,5}{4} \cdot \frac{15270^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 3,64 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}, \quad (2.29)$$

где $W_n = b^2 \cdot h / 6$ – момент сопротивления одной полосы, см³;

l_n – расстояние между прокладками, м;

$$\sigma_n = \frac{3,64 \cdot 0,47^2}{12 \cdot 0,64} = 0,104 \text{ МПа.}$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l_\phi^2}{a \cdot W_\phi} \cdot i_y^2, \quad (2.30)$$

где $W_\phi = b \cdot h^2 / 3$ – момент сопротивления пакета шин (см. таб. 4 – 2 [6]);

l_ϕ – длина пролета между изоляторами, м;

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,4^2}{1 \cdot 9,6} \cdot 15270^2 = 0,824 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sigma_{\phi} + \sigma_n \quad (2.31)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = 0,824 + 0,104 = 0,93 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{РАСЧ} \leq \sigma_{доп}, \quad (2.32)$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин (см. таб. 4 – 3 [6]);

$$0,93 \text{ МПа} < 82,3 \text{ МПа}$$

Таким образом, выбранные шины механически прочны.

2.4 Электротехнические и конструктивные решения

Схемы РУ при проектировании подстанций разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ электрических сетей.

Поскольку подстанция 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» является проходной подстанцией, в соответствии с типовыми материалами для проектирования, учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

- РУ – 110 кВ: схема № 110–13Н «Две рабочие и обходная система шин»;
- РУ – 35 кВ: схема «Двух секционированная система шин с параллельным расположением секций»;
- РУ – 10 кВ: схема № 10(6)–1 «Одна секционированная выключателем система шин».

В нормальном режиме трансформаторы работают отдельно. Питание собственных нужд подстанции № 53 «Идринская» осуществляется с помощью двух трансформаторов мощностью 160 кВ·А, типа ТМ – 160/10/0,4.

В соответствии со схемой подстанции, предусмотрен выпрямленный оперативный ток напряжением 220 В. Расположение автоматики, защиты и аппаратуры управления производится в КРУ – 10 кВ, а также в общеподстанционном пункте управления (ОПУ). Предотвращение ошибочных действий персонала при оперативных переключениях, обеспечивается электромагнитной блокировкой элементов.

Наружное освещение подстанции предусматривается светильниками СЗЛ – 300 – 1М, установленными на блоках 110 кВ и прожекторной мачте. Внутреннее освещение шкафов КРУН – 10 кВ осуществляется на напряжении 220 В. Ремонтное освещение предусматривается на напряжении 36 В от переносных трансформаторов 220/36 В.

3 ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ

Для монтажа выбираем элегазовый трехфазный колонковый выключатель типа ВГП–110 II – 20/2500 УХЛ 1, производства Электроаппарат, основные характеристики которого приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Основные технические характеристики ВГП–110 II

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2500
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	
– Давление заполнения, МПа	0,3
– 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:
 - Подставки под раму;
 - 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 3.1 Общий вид элегазового выключателя ВГП–110 II – 20/2500 УХЛ1 наружной установки.

3.1 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 [26].

3.2 Эксплуатация элегазовых выключателей

Обслуживающий выключатели персонал, должен быть ознакомлен с 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 индикатора 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 [26].

Давление элегаза при различных температурах.

Номинальное давление элегаза при температуре 20 °С:

- абсолютное – 0.5 МПа (5 кгс/см²);
- избыточное – 0.4 МПа (4 кгс/см²).

Абсолютное давление элегаза в МПа_{абс} при различных температурах в °С указаны в таблице 3.2, где:

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

Таблица 3.2 – Абсолютное давление элегаза в МПа_{абс} при различных температурах в °С

	-40°	-30°	-20°	-10°	0°	+10°	+20°	+30°	+40°
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
а)	0.35	0.40	0.42	0.44	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54
б)	0.34	0.36	0.375	0.39	0.41	0.43	0.45	0.47	0.49
в)	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 [26].

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 производятся в соответствии с требованиями настоящей инструкции, «Межотраслевыми правилами по охране труда (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 [27].

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_{абс.}

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 [26].

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.

4 Безопасность проектных решений

4.1 Общие сведения об охране труда

В Российской Федерации безопасность жизни и здоровья человека является приоритетной задачей. Вследствие этого, требования охраны труда должны беспрекословно исполняться юридическими и физическими лицами при выполнении любых видов деятельности, включая проектирование, строительстве или реконструкции, эксплуатации и обслуживании объектов, организации производства и труда. (Статья 211) [28].

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, с численностью работников более 100, имеется служба охраны труда, занимающаяся соблюдением требований охраны труда и контролем за их выполнением (Статья 217) [28].

Разрабатываемые мероприятия по охране труда в данном проекте являются актуальными, так как они отвечают за безопасное состояние жизни и здоровья работников проектируемого объекта.

На предприятии «Минусинских электрических сетей», также как и во всех производственных отделениях «Красноярскэнерго», за состояние и управление охраной труда отвечает в целом по предприятию – директор /работодатель/, в структурных подразделениях предприятия – уполномоченные (назначенные приказом предприятия) лица, которым работодатель может передать часть своих функций по охране труда.

Организация методических работ по управлению охраной труда, подготовка управленческих решений и контроль за их реализацией, осуществляется отделом охраны труда, который непосредственно подчиняющийся руководителю, главному инженеру и заместителю главного инженера.

4.2 Характеристика проектируемого объекта и анализ условий труда

Реконструируемая подстанция 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» входит в зону обслуживания МЭС.

При обслуживании электрооборудования и устройств подстанции, техника безопасности и охрана труда обеспечивается проектными решениями, принятыми в соответствии с действующими государственными стандартами, нормами и правилами, в числе которых:

- Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок [28];
- Правила техники безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей [24].

Требования вышеперечисленных правил учитывают условия безопасности труда, предупреждение травматизма, профессиональных заболеваний.

Принятые разработанным проектом конструктивные решения гарантируют безопасное проведение ремонта и технического обслуживания. Для персонала, выполняющего ремонт, оперативное и техническое обслуживание электрооборудования и устройств, отводятся надлежащие помещения в зданиях, присваиваются эксплуатационные и электрозащитные средства с учетом использования существующих – при РЭС и ПЭС.

При проведении работ возле токоведущих частей, находящихся под напряжением, необходимо использование инвентарных ограждений.

Для обеспечения правил техники безопасности, необходима поддержка территории подстанции в надлежащем виде, то есть периодическая чистка от снега проходов по ОРУ к приводам коммутационных аппаратов и релейным шкафам, подход к которым необходим при нормальной эксплуатации подстанции [24].

Для исключения ошибочных операций персонала при оперативных переключениях в распределительных устройствах обеспечивается блокировкой элементов. Для защиты персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции применяются такие защитные меры, как [28]:

- заземление металлоконструкций, нормально не находящихся под напряжением;
- выравнивание потенциалов;
- защита от выноса потенциала;
- питание ламп переносного местного освещения с помощью розеток с напряжением 36 В;
- эксплуатационный инвентарь.

Обеспечение взрывопожаробезопасности осуществляется следующими защитными мерами:

- прокладка кабелей в траншеях и наземных лотках с соблюдением требований и рекомендаций ПУЭ [1];
- создание сети маслопроводов со сбросом масла в закрытый маслоуловитель, который рассчитан на задержание полного объема масла одного трансформатора, в случаях растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов;
- выполнение маслоотводов асбоцементными трубами $D = 200$ мм;
- помещения, имеющие повышенную взрывопожарную опасность, размещаются у наружных стен здания. Установка электродвигателей и светильников предусматривается во взрывобезопасном исполнении [20].

Также на подстанции учитываются: заземляющее устройство и молниезащита, газовая защита трансформаторов, пожарный инвентарь, ограда по периметру, наружное освещение, охранная и пожарная сигнализации ОПУ. Для обеспечения маскировки в случаях полного или частичного затемнения предусматривается полное выключение наружного и внутреннего освещения на подстанции.

Характеристика условий работы подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» представлена в таблице 4.1.

Таблица – 4.1 Характеристика условий работы объекта

Наименование	Санитарный класс помещения	Класс пожарной опасности	Класс взрывоопасности по ПУЭ	Класс помещения по опасности поражения эл.током по ПУЭ	Категория производств по пожарной опасности
1	2	3	4	5	6
Подстанция 110/35/10 кВ «Идринская»	С незначительным избытком тепла (23.3 Вт/м ³ и менее)	Д	Не взрывоопасные	I–Помещения без повышенной опасности	II–II

4.3 Мероприятия по защите персонала от поражения электрическим током

В сетях 35–110 кВ применяется ток переменной частоты 50 Гц. На подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» нейтраль трансформатора эффективно заземлена. Это сделано для уменьшения однофазных токов короткого замыкания. Обмотки силовых трансформаторов на стороне 110 кВ соединены в звезду, а на стороне среднего напряжения – в звезду с нулевым выводом. На подстанциях 35/10 кВ нейтраль трансформаторов выполняется изолированной. Обмотки трансформаторов со стороны 35 кВ соединяются в звезду. На стороне 10 кВ подстанции изоляция рассчитана на большие токи и на линейное напряжение, поэтому обмотки трансформаторов соединяются по схеме треугольника, и их сечение больше, чем на стороне высшего напряжения [24].

Для снижения напряжения шага на поверхности земли, вследствие коротких замыканий на землю, предусматривается контурное заземление, в основу которого заложен принцип выравнивания потенциалов. Расчёт контурного заземления для подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» представлен в следующем разделе пояснительной записки.

Осмотр воздушных линий и электроустановок выполняется в дневное время с целью выявления возникающих дефектов, и в случае их наличия, осуществляется принятие мер к их устранению. Воздушные линии осматриваются персоналом один раз в полгода, а внеочередные осмотры проводятся после автоматического отключения линии и срабатывании АПВ.

Осмотры подстанций и отходящих воздушных линий производит оперативный персонал по распоряжению и согласно графика. В соответствии с требованиями ПЭЭП п.2.3.9. периодичность осмотров каждой ВЛ происходит не реже одного раза в год. Верховые осмотры с выборочной проверкой проводов на воздушных линиях 35 кВ, на участках имеющих срок службы 20 и более лет выполняется не реже одного раза в шесть лет. На ВЛ 0,38 – 20 кВ верховые осмотры проводятся при необходимости [7].

Осмотры воздушных линий проводятся электромонтёрами–обходчиками с группой по электробезопасности не ниже II. Внеочередные осмотры проводятся после аварийных отключений, ураганов, при сильном гололеде или пожаре вблизи линии. Во время периодического осмотра ВЛ внимание уделяется состоянию опор и их крену, целостности изоляторов и вязок проводов к ним, наличию обрывов и оплавления отдельных проволок многопроволочных проводов, исправность заземляющих проводников, близость ветвей к проводам растущих вдоль линии деревьев и др. Если при осмотре ВЛ будут обнаружены какие-либо неисправности, то об этом сообщается ответственному за электрохозяйство лицу, которое организует контрольные проверки и ремонт [7].

При ремонтах электроустановок применяются ограждения, плакаты, блокировки против ошибочного включения отключенной аппаратуры.

Для исключения возможности поражения электрическим током персонала при приближении грозы все работы на ВЛ и подстанциях прекращаются.

Ремонт и монтаж ВЛ ведётся только по наряду–допуску ремонтной бригады под руководством ответственного руководителя с группой не ниже IV. Демонтаж опор и проводов ВЛ проводится по технологической карте. Смонтированные участки заземляются и замыкаются накоротко по обе стороны, на случай появления на данном участке линии наведённого напряжения от соседних ВЛ 110 кВ. Для устранения дугового разряда перед монтажом или снятием напряжения заблаговременно производят заземление провода с помощью штанги с дугогасящим устройством [7].

Ремонт не отключенных участков ВЛ 35–110 кВ осуществляется путём замены повреждённого участка провода с применением изолирующей подъёмной вышки. После монтажа и ремонта воздушных линий 35–110 кВ, а также электроустановок на подстанциях, наряд–допуск закрывается и электротехнический персонал удаляется с рабочего места [7].

Трансформаторные подстанции комплектуются следующими средствами пожаротушения: ящиком с песком, объём которого составляет $0,5\text{ м}^3$, лопатой, войлочной накидкой, углекислотными огнетушителями типа ОУ–5; ОУ–8.

4.4 Расчёт заземляющего устройства подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»

Согласно ПУЭ [1] расчёт заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше производится по допустимому сопротивлению заземления $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$. Зачастую эти расчеты при сооружении заземляющих устройств на подстанциях небольшой площадью, не имеющих естественных заземлителей, приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат

Расчитаем заземляющее устройство для подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» площадью $60 \times 88 \text{ м}^2$; $\rho_1 = 25 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 14 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_1 = 1 \text{ м}$; $h_2 = 4 \text{ м}$; $t = 0,7 \text{ м}$; $l_B = 5 \text{ м}$; $t_{p.з} = 0,12 \text{ с}$; $t_{o.в} = 0,06 \text{ с}$; $I_3 = 6,6 \text{ кА}$.

На подстанции имеются естественные заземлители, в роли которых выступает система: трос – опоры линии 110 кВ.

Определим длительность воздействия:

$$\tau_{в} = t_{p.з} + t_{o.в} \quad (4.1)$$

где $t_{p.з}$ – время действия релейной защиты, с;
 $t_{o.в}$ – полное время отключения выключателя (по каталогу), с;

$$\tau_{в} = 0,12 + 0,06 = 0,18$$

по [6] определяем $U_{пр.доп} = 420 \text{ В}$.

Определяем коэффициент прикосновения по формуле:

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0.45}} \quad (4.2)$$

где l_B – длина вертикального заземлителя, м;

M – параметр, зависимый от ρ_1 / ρ_2 , здесь при $\rho_1 / \rho_2 = 25/14 = 1,8$
 $M = 0,59$ по [6];

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению человека $R_{ч}$ и сопротивлением растеканию тока от ступней в землю R_c ;

S – площадь заземляющего устройства, m^2 ;

L_c – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м.

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_c} \quad (4.3)$$

где $R_{ч} = 1000$ Ом;

$R_c = 1,5 \rho_{в.с}$;

$\rho_{в.с}$ – сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м;

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 25} = 0,96$$

$$k_{п} = \frac{0,59 \cdot 0,96}{\left(\frac{5 \cdot 1235}{5 \cdot \sqrt{60 \cdot 88}}\right)^{0,45}} = 0,15$$

Определяем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{нр.дон}}{k_n} \quad (4.4)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,15} = 2800 \text{ В,}$$

Полученное значение U_3 меньше 10 кВ, что в пределах допустимого.

Определяем сопротивление заземляющего устройства по формуле:

$$R_{3,доп} = \frac{U_3}{I_3} \quad (4.5)$$

где I_3 – расчётный ток однофазного КЗ

$$R_{3,доп} = \frac{2800}{6600} = 0,42 \text{ Ом}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную (квадратную) модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{60 \cdot 88} = 72,6 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{г}}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (4.6)$$

$$m = \frac{1235}{2 \cdot 72,6} - 1 = 7,5$$

Принимаем $m = 7$

Длина полос в расчетной модели:

$$L_r = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (4.7)$$

$$L_r = 2 \cdot 72,6 \cdot (7 + 1) = 1162 \text{ м}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (4.8)$$

$$b = \frac{72,6}{7} = 10,37 \text{ м}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} \quad (4.9)$$

$$n_B = \frac{72,6 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 58,08$$

Принимаем $n_B = 58$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (4.10)$$

$$L_B = 5 \cdot 58 = 290 \text{ м}$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1 \quad (4.11)$$

$$\frac{5 + 0,7}{72,6} = 0,078 \leq 0,1$$

Тогда:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}\right), \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1 \quad (4.12)$$

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{72,6}\right) = 0,378.$$

По таблице 7-7 [6] для $\rho_1 / \rho_2 = 25/14 = 1,8$; $a/l_B = 1$;

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{1 - 0,7}{5} = 0,06$$

Определяем эквивалентное удельное сопротивление земли:

$$\rho_3/\rho_2 = 1,4, \text{ тогда } \rho_3 = 1,4 \cdot \rho_2$$

$$\rho_3 = 1,4 \cdot 14 = 19,6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_I + L_B} \quad (4.13)$$

$$R_3 = 0,378 \cdot \frac{19,6}{72,6} + \frac{19,6}{1162+290} = 0,12,$$

Полученное значение R_3 меньше $R_{3,\text{доп}} = 0,42 \text{ Ом}$.

Определим напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (4.14)$$

$$U_{np} = 0,15 \cdot 6600 \cdot 0,12 = 119 \text{ В},$$

Полученное значение U_{np} меньше $U_{np,\text{доп}} = 420 \text{ В}$.

На рисунках 4.1 и 4.2 показана расчётная модель для расчёта сложных заземлений подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская».

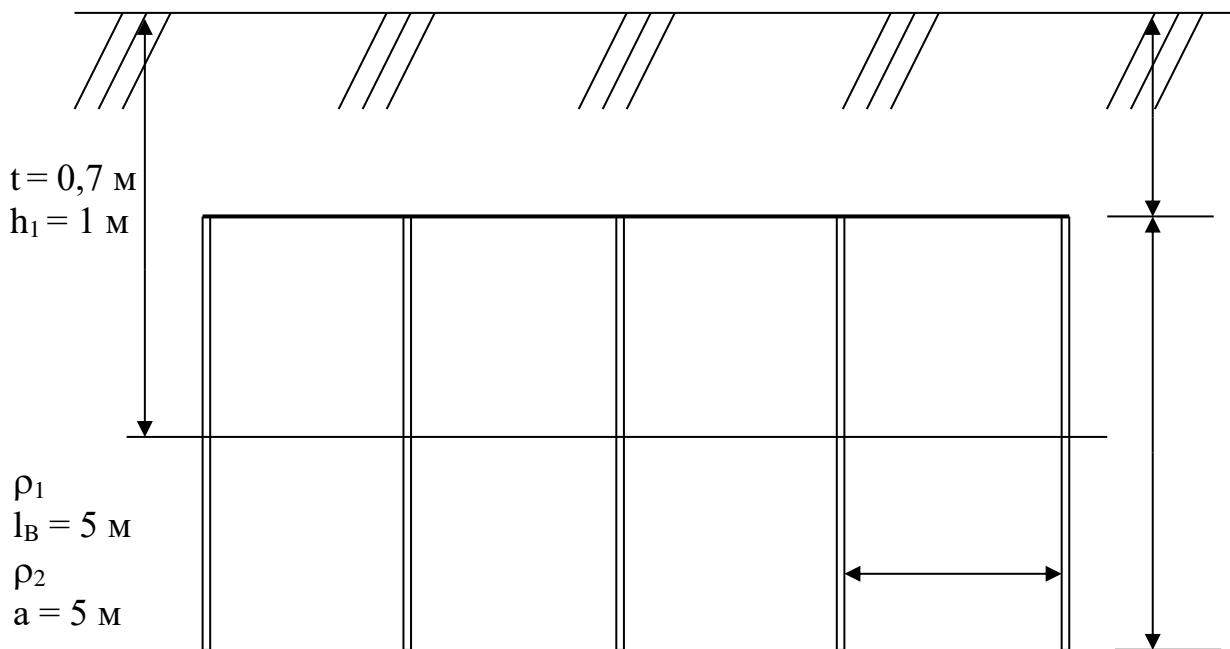


Рисунок 4.1 – Расположение вертикальных и горизонтальных заземлителей в грунте

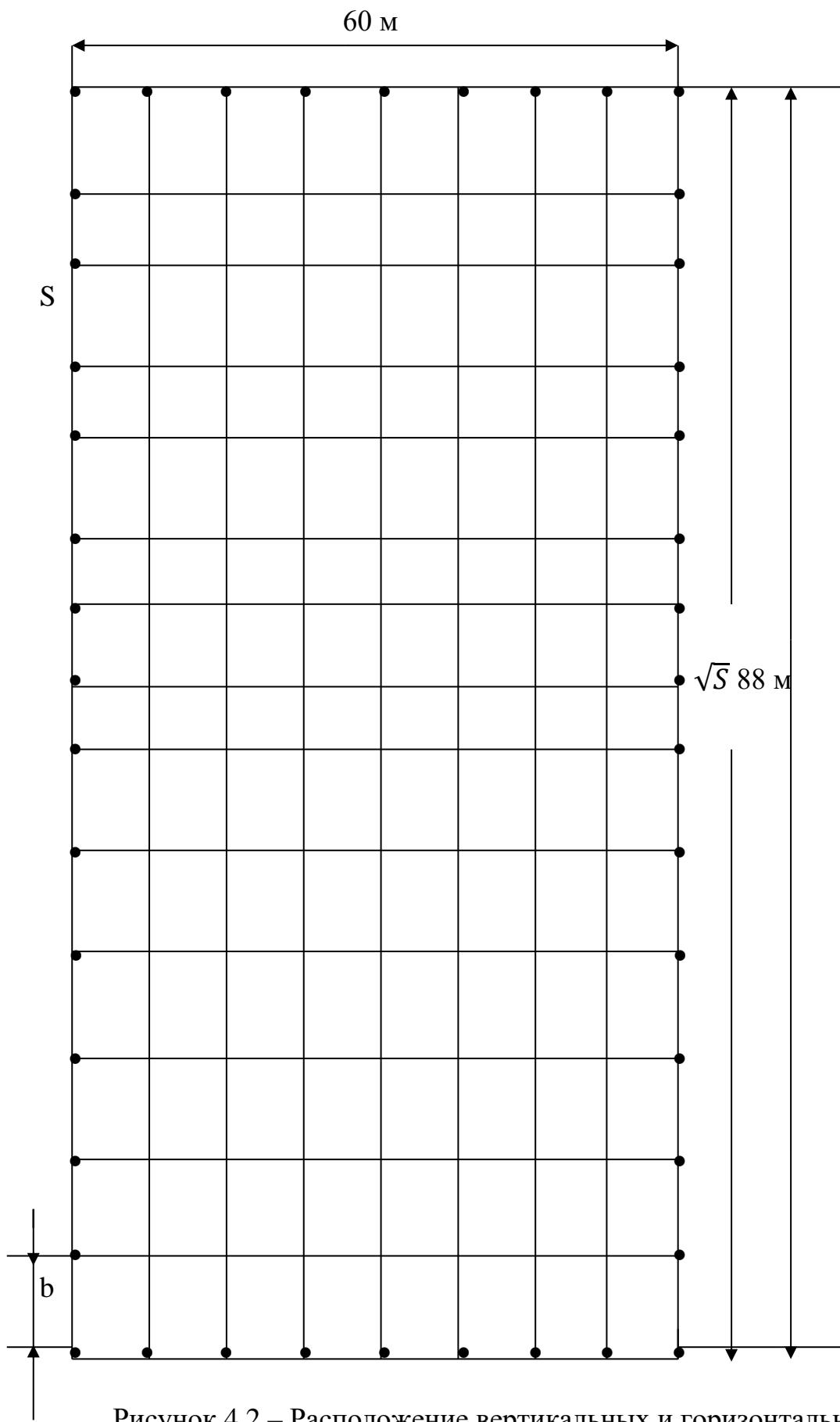


Рисунок 4.2 – Расположение вертикальных и горизонтальных заземлителей по периметру подстанции

4.5 Расчет молниезащиты

Защита оборудования на подстанции от прямых ударов молнии обеспечивается молниезащитой, которая выполняется разрядниками, ограничителями перенапряжения, стержневыми и тросовыми молниеотводами. Одними из основных причин повреждений и отключений воздушных линий являются атмосферные перенапряжения. Для защиты от них на воздушные линии 110 кВ и 35 кВ устанавливаются тросовые молниеотводы, вследствие чего необходимость монтажа на них трубчатых разрядников отсутствует [30].

Реконструируемая подстанция находится в районе 2ой степени загрязнения атмосферы. Грозовая интенсивность равна 40–60 часов в год.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется взаимодействием концевых опор 110 кВ, 35 кВ, двух отдельностоящих молниеотводов и молниеотводов на порталах.

Расположение и количество ограничителей перенапряжения, необходимых для защиты от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, выбраны в соответствии с ПУЭ [1], на подходах ВЛ предусматривается подвеска грозозащитного троса.

Поскольку воздушные линии 10 кВ не имеют грозозащитного троса, на подходе к подстанции и в местах с ослабленной изоляцией устанавливаются ограничители перенапряжений типа ОПН – 10 УХЛ1.

На подстанции № 53 «Идринская» в целях защиты силовых трансформаторов от атмосферных перенапряжений, со всех сторон производится монтаж ограничителей перенапряжения: ОПН – 110 УХЛ1; ОПН – 35 УХЛ1; ОПН – 10 УХЛ1.

ОРУ–110 кВ и ОРУ–35 кВ защищаются от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами, которые устанавливаются на порталах.

В ОРУ–110 кВ расположены два молниеотвода высотой 40 м.

Радиус зоны защиты:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{h-h_x}{h+h_x} \cdot p, \quad (4.15)$$

где p – коэффициент, $p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}$ при $h \geq 30$ м;

h – высота молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого объекта, м;

$$r_x = 1,6 \cdot 40 \cdot \frac{40-10}{40+10} \cdot 0,896 = 34,4 \text{ м}$$

Активная высота молниеотвода:

$$h_a = h - h_x, \quad (4.16)$$

$$h_a = 40 - 10 = 30 \text{ м}$$

Ширина зоны защиты:

$$B_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a}, \quad (4.17)$$

где a – расстояние между молниеотводами, м;

$$B_x = 4 \cdot 34,4 \cdot \left(\frac{7 \cdot 30 - 50}{14 \cdot 30 - 50} \right) = 60 \text{ м}$$

В ОРУ–35 кВ расположены 4 молниеотвода, высотой 16 м.

Высота защищаемого объекта $h_x = 8$ м.

Радиус зоны защиты:

$$r_x = 1,6 \cdot 16 \cdot \frac{16-8}{16+8} \cdot 1 = 8,53 \text{ м}$$

Активная высота молниеотвода $h_a = 16 - 8 = 8$ м.

Ширина зоны защиты:

$$B_x = 4 \cdot 8,53 \cdot \left(\frac{7 \cdot 8 - 10}{14 \cdot 8 - 10} \right) = 15,4 \text{ м}$$

Кроме выбора и установки молниеотводов, определения защитной зоны для заземления молниеотводов, предусматриваем к установке четыре вертикальных электрода, соединенных между собой стальной полосой. Для защиты подстанции от вторичных воздействий молний, электромагнитной и электростатической индукции износа высоких потенциалов в здании предусматриваем следующие мероприятия [30]:

1. для защиты от потенциалов, появляющихся в результате электростатической индукции, производим заземление всех проводящих элементов объекта, а также оборудования и коммуникации внутри объекта;
2. все параллельно расположенные механические коммуникации соединяем металлическими перемычками в целях защиты от искрения, вызываемого электромагнитной индукцией;
3. для защиты от запаса высоких потенциалов присоединяем все металлические коммуникации и оболочки кабелей к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии.

Заземляющие устройства молниеотводов необходимо располагать на нормируемые расстояния от заземляющего контура, защиты от вторичных воздействий и подземных коммуникаций объекта.

4.6 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 19 м³.

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.

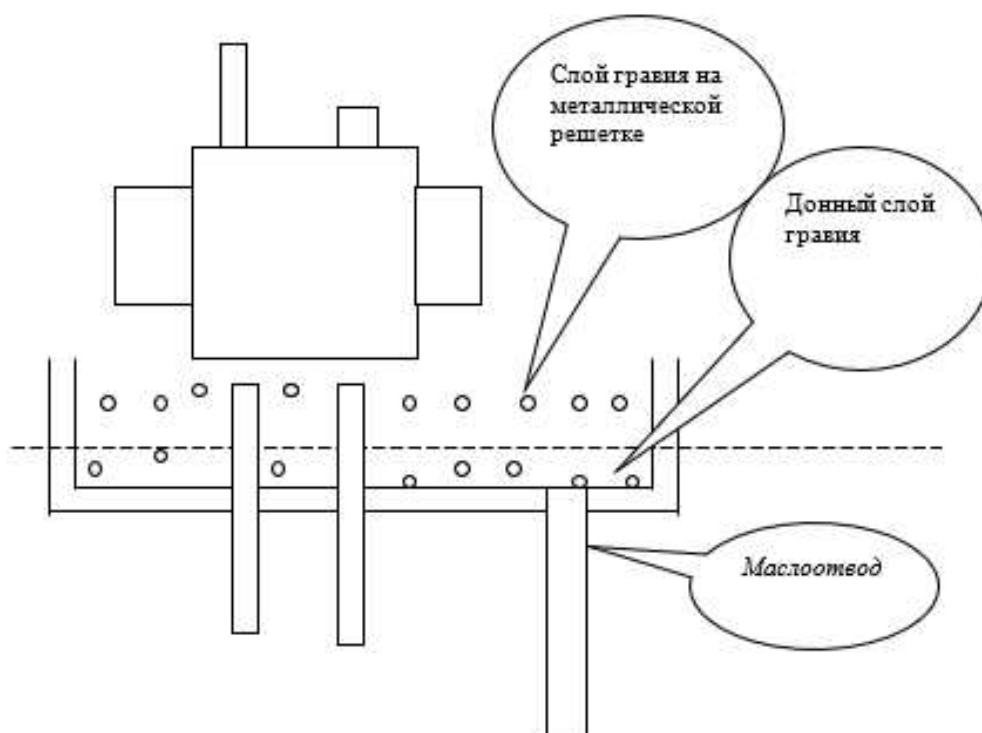


Рисунок 4.3 – Схема выполнения маслоотвода

Маслоотводы выполнены в виде подземных трубопроводов.

Маслосборники рассчитаны на полный объем масла, содержащегося в оборудовании и выполнены закрытого типа.

4.7 Организационные мероприятия по предотвращению травматизма

Помимо необходимых средств защиты, инвентаря и различного оборудования, немаловажную роль в обеспечении безопасности играет, то насколько квалифицировано работает обслуживающий и ремонтный персонал. Поэтому одним из основных условий безопасной работы является правильный подбор обслуживающего электроустановки персонала. Немаловажно обучение персонала правилам безопасности при проведении обслуживания электроустановок, то есть изучение им правил выполнения работ с повышенной опасностью, проведение аттестации по безопасности труда, разработка и пропаганда инструкций, правил электробезопасности и охраны труда. Необходимо назначение ответственных за электрохозяйство лиц и контроль за правильностью установки электрооборудования в соответствии с ПУЭ [1].

Также имеется необходимость четкого выполнения организационно–технических мероприятий в полном объеме. Для этого следует периодически организовать изучение ПОТ (ПБ), с последующим оцениванием знаний главными специалистами производственного участка или выездным инженерно–техническим персоналом, который имеет право контроля знаний по ПОТ (ПБ)т Необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в нормативно–технической документации, проводить инструктажи, правильно и без нарушений организовать процессы труда и отдыха [25].

Таблица 4.2 – План дополнительных мероприятий по охране труда

Мероприятия	Сроки проведения	Ответственные лица	ГОСТ
1	2	3	4
Мероприятия по предупреждению травм			
Проведение инструктажа, аттестации	Поквартально	Инженер ТБ, гл. энергетик	ГОСТ 12.004-90 ССБТ
Аттестация электротехнического оборудования	Поквартально	Инженер ТБ, гл. энергетик	ПУЭ-98 ПОТ (ПБ)-2001
Мероприятия по предупреждению заболеваний			
Медицинское освидетельствование работников	Раз в год	Руководители предприятий	Приказ МЗ РФ № 90 1996 г.
Обеспечение спец. одеждой и обувью	Согласно графика	Руководители подразделений	Нормы 2000 г.
Мероприятия по пожарной безопасности			
Ревизия пожароопасных зон	Два раза в год	Ответственный за электрохозяйство	ПУЭ-98 ПТЭЭП-2001 ПОТ (ПБ)-2001
Обеспечить огнетушителями ОУ-5 и ОУ-8 все помещения	Раз в год	Ответственный за пожарную безопасность	Правила ПБ 2000г.

5 Техничко–экономические расчеты

Для реконструкции имеющихся объектов энергетики, 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.

5.1 Локальная смета реконструкции ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»

Смета – документ, рассчитывающий сумму средств необходимых на реализацию проекта. Смета содержит в себе информацию о расходах:

1. На приобретение материалов и комплектующих (оборудования);
2. Фонд заработной платы;
3. Налоги и отчисления.

Сметная стоимость – это финансы необходимые для реализации проекта. Она является основной для определения размера капитальных вложений, расходов на финансирование, приобретение оборудования и прочее.

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

В локальных сметах стоимость работ может рассчитываться в двух уровнях цен [31]:

1. В ценах базисного уровня, определяемых на основе действующих сметных цен и норм, которые установлены с 01.01.2001 г.;
2. В текущих ценах, определяемых на основе цен, действующих в настоящее время.

В полную стоимость объекта реконструкции входят затраты на приобретение и монтаж оборудования, строительно–монтажные работы и прочие затраты:

$$C_n = C_{смр} + C_{об} + C_{пр}, \text{ руб.} \quad (5.1)$$

где $C_{смр}$ – затраты на строительно–монтажные работы по сооружению зданий, монтаж технологического оборудования, руб;

$C_{об}$ – затраты на приобретение оборудования, руб;

$C_{пр}$ – лимитированные и прочие затраты, в которые входят: научно–исследовательские работы, подготовка кадров, дополнительные расходы и другие, руб.

В локальной смете стоимость строительно–монтажных работ включает в себя прямые затраты, накладные расходы и сметную прибыль:

$$C_{смр} = C_{нз} + C_n + P_{см}, \text{ руб.} \quad (5.2)$$

где $C_{нз}$ – прямые затраты, в числе которых стоимость материалов, изделий, оплату труда рабочих и эксплуатации машин, руб;

C_n – накладные расходы, то есть затраты строительного–монтажных организаций, руб;

$P_{см}$ – сметная прибыль, то есть средства, необходимые для покрытия расходов, руб.

Прямые затраты включают в себя:

$$C_{пз} = C_{зн} + C_{эм} + C_{мат}, \text{ руб.} \quad (5.3)$$

где $C_{эм}$ – расходы по эксплуатации строительных машин и оборудования, руб;

$C_{зн}$ – сдельная и повременная оплата труда рабочих, руб;

$C_{мат}$ – расходы на материалы, необходимые для выполнения строительного–монтажных работ, руб.

После расчёта величины прямых затрат, определяются накладные расходы:

$$C_n = C_{зн} \cdot I_{зн} \cdot \frac{k_n}{100}, \text{ руб.} \quad (5.4)$$

где $C_{зн}$ – суммарная величина основной заработной платы, руб;

$I_{зн}$ – индекс текущего уровня заработной платы по отношению к уровню 2001 г.;

k_n – норматив накладных расходов, рекомендуемый Госстроем РФ – 0,95.

Сметная прибыль не относится к себестоимости работ, поскольку является нормативной частью стоимости строительной продукции. Её размер рассчитывается в соответствии рекомендуемых общепромышленных нормативов от оплаты труда рабочих:

$$P_{см} = C_{зн} \cdot I_{зн} \cdot \frac{k_n}{100}, \text{ руб.} \quad (5.5)$$

где $I_{зн}$ – индекс текущего уровня заработной платы в строительстве по отношению к уровню 2001 г.;

$C_{зн}$ – суммарное значение основной заработной платы рабочих, руб;

k_n – норматив сметной прибыли, рекомендуемый Госстроем РФ – 0,65.

Пересчет локальной сметы в текущие цены индексируются следующие элементы: стоимость оборудования и материалов, фонд заработной платы.

Затраты на материалы в текущих ценах тыс. руб. расчетного года τ :

$$C_M^\tau = C_M \cdot C_M^\tau, \text{ руб.} \quad (5.6)$$

где C_M – стоимость материалов в базисных ценах 2001 г., руб;

C_M^τ – базисные индексы удорожания материалов к расчетному году τ .

Затраты на основную заработную плату по монтажу и по эксплуатации машин в текущих ценах:

$$C_{зп}^\tau = C_{зп} \cdot I_{зп}^\tau, \text{ руб.} \quad (5.7)$$

где $C_{зп}$ – основная заработная плата работников в расценках 2001 г., руб;

$I_{зп}^\tau$ – базисный индекс увеличения заработной платы к расчетному году τ .

Расчёт прямых затрат производится суммированием значений, полученные по формулам (5.6) и (5.7).

При составлении локальных смет на приобретаемое оборудование, необходимо учитывать дополнительные затраты на наценки торговых организаций, транспортные расходы, на упаковку, заготовительно–складские расходы:

$$C_{дон} = C_{зч} + C_{ту} + C_{тр} + C_{ком} + C_{зс}, \text{ руб.} \quad (5.8)$$

где $C_{зч}$ – стоимость запасных частей, руб;
 $C_{тр}$ – транспортные расходы, руб;
 $C_{ту}$ – расходы на тару и упаковку, руб;
 $C_{зс}$ – заготовительно–складские расходы, руб;
 $C_{ком}$ – расходы на комплектацию, руб.

Составляющие дополнительных расходов, связанные с приобретением оборудования, в соответствии с нормативными документами определяются как доля от сметной стоимости оборудования [31]:

- Стоимость запасных частей:

$$C_{зч} = k_{зч} \cdot C_o, \text{ руб.} \quad (5.9)$$

где $k_{зч} = 0,02$ – коэффициент, учитывающий стоимость запасных частей;
 C_o – сметная стоимость основного технологического оборудования.

- Расходы на упаковку и тару:

$$C_{ту} = k_{ту} \cdot C_o, \text{ руб.} \quad (5.10)$$

где $k_{ту} = 0,015$ – коэффициент, учитывающий расходы на упаковку и тару.

- Транспортные расходы:

$$C_{тр} = k_{тр} \cdot C_o, \text{ руб.} \quad (5.11)$$

где $k_{тр} = 0,03$ – коэффициент, учитывающий транспортные расходы.

- Стоимость услуг сбытовых организаций:

$$C_{сб} = k_{сб} \cdot C_o, \text{ руб.} \quad (5.12)$$

где $k_{сб} = 0,05$ – снабженческо–сбытовая наценка.

- Расходы на комплектацию:

$$C_{ком} = k_{ком} \cdot C_o, \text{ руб.} \quad (5.13)$$

где $k_{ком} = 0,005$ – коэффициент, учитывающий расходы на комплектацию.

- Заготовительно–складские расходы:

$$C_{зс} = k_{зс} \cdot C_o, \text{ руб.} \quad (5.14)$$

где $k_{zc} = 0,012$ – коэффициент, учитывающий заготовительно–складские расходы.

Сметная стоимость материалов, конструкций и изделий определяется следующим образом:

$$C_{mat} = C_{omn} + C_{tr} + C_{ту} + C_{зср}, \text{ руб.} \quad (5.15)$$

где C_{omn} – стоимость запасных частей, руб;
 $C_{ту}$ – расходы на тару и упаковку, руб;
 C_{tr} – транспортные расходы, руб;
 $C_{зср}$ – заготовительно–складские расходы, руб.

Дополнительные затраты при выполнении работ в зимнее время рассчитываются по следующей формуле:

$$C_3^t = k_3 \cdot C_{смп}^t, \text{ руб.} \quad (5.16)$$

где k_3 – среднегодовая сметная норма, которая учитывает дополнительные затраты строительной организации при работе в зимнее время.

Затраты на разъездной характер работы:

$$C_{ри}^t = k_p \cdot C_{зп}^t, \text{ руб.} \quad (5.17)$$

где $k_p = 0,15$ – коэффициент, учитывающий рост затрат строительной организации, связанных с разъездным характером работы.

Полной стоимостью электромонтажных работ является совокупность расходов на оборудование, лимитированных и прочих затрат, и затрат на монтажные работы в текущих ценах.

5.2 Расчет капиталовложений

Для начала расчетов составим спецификации на устанавливаемое оборудование и представим их в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Спецификация на устанавливаемое оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во, шт.	Марка
1	2	3	4	5
1	Элегазовый выключатель 110 кВ	компл.	1	ВГП – 110 II – 20/2500 УХЛ 1
2	Разъединитель 110 кВ	компл.	1	РНДЗ – 2 – 110 – 630
3	Ограничитель перенапряжения 110 кВ	компл.	2	ОПН – 110 УХЛ1
4	Выключатель 35 кВ	компл.	1	ВБПС – 35 – 25/630 УХЛ1

Окончание таблицы 5.1

1	2	3	4	5
5	Разъединитель 35 кВ	компл.	2	РНДЗ – 2 – 35 – 630
6	Ограничитель перенапряжения 35 кВ	компл.	4	ОПН – 35 УХЛ1
7	Трансформатор тока 35 кВ	компл.	1	ТФЗМ – 35А У1
8	Трансформатор напряжения 35 кВ	компл.	1	ЗНОМ – 35 – 65 У1
9	Выключатель 10 кВ	компл.	2	ВВТЭ-М-10-100-1600
10	Ограничитель перенапряжения 10 кВ	компл.	2	ОПН – 10 УХЛ1
11	Трансформатор тока 10 кВ	компл.	1	ТЛМ – 10
12	Трансформатор напряжения 10 кВ	компл.	1	НАМИ – 10

Смета на приобретение и монтаж электрооборудования для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ № 53 «Идринская» представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Смета на реконструкцию ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»

№ п/п	Наименование оборудования	Марка, тип	Кол-во, шт.	Составляющие капиталовложений на единицу оборудования, тыс.руб.	Общие капиталовложения, тыс.руб.
				К _{об}	
1	2	3	4	5	6
Приобретение оборудования и материала					
1	Элегазовый выключатель 110 кВ	ВГП – 110 II – 20/2500 УХЛ 1	1	2100	2100
2	Разъединитель 110 кВ	РНДЗ – 2 – 110 – 630	1	230	230
3	Ограничитель перенапряжения 110 кВ	ОПН – 110 УХЛ1	2	29	58
4	Выключатель 35 кВ	ВБПС – 35 – 25/63 0 УХЛ1	1	950	950
5	Разъединитель 35 кВ	РНДЗ – 2 – 35 – 630	2	55	110
6	Ограничитель перенапряжения 35 кВ	ОПН – 35 УХЛ1	4	10,7	42,8
7	Трансформатор тока 35 кВ	ТФЗМ – 35А У1	1	150	150

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6
8	Трансформатор напряжения 35 кВ	ЗНОМ – 35 – 65 У1	1	68,7	68,7
9	Выключатель 10 кВ	ВВТЭ-М-10-100-1600	2	139,5	279
10	Ограничитель перенапряжения 10 кВ	ОПН – 10 УХЛ1	2	1,905	3,81
11	Трансформатор тока 10 кВ	ТЛМ – 10	1	13,7	13,7
12	Трансформатор напряжения 10 кВ	НАМИ – 10	1	35	35
Итого на оборудование и материалы					4041,01
Итого расход на упаковку и тару					0,557
Итого на транспортные расходы					505,1
Итого заготовительно–складские расходы					0,468
Монтажные работы					
1	Элегазовый выключатель 110 кВ	ВГП – 110 II – 20/2500 УХЛ 1	1	70	70
2	Разъединитель 110 кВ	РНДЗ – 2 – 110 – 630	1	7	7
3	Ограничитель перенапряжения 110 кВ	ОПН – 110 УХЛ1	2	50	100
4	Выключатель 35 кВ	ВБПС – 35 – 25/630 УХЛ1	1	54	54
5	Разъединитель 35 кВ	РНДЗ – 2 – 35 – 630	2	5,6	11,2
6	Ограничитель перенапряжения 35 кВ	ОПН – 35 УХЛ1	4	1,45	5,8
7	Трансформатор тока 35 кВ	ТФЗМ – 35А У1	1	13	13
8	Трансформатор напряжения 35 кВ	ЗНОМ – 35 – 65 У1	1	6	6
9	Выключатель 10 кВ	ВВТЭ-М-10-100-1600	2	38	76
10	Ограничитель перенапряжения 10 кВ	ОПН – 10 УХЛ1	2	0,9	1,8
11	Трансформатор тока 10 кВ	ТЛМ – 10	1	12	12
12	Трансформатор напряжения 10 кВ	НАМИ – 10	1	2,3	2,3
Итого монтажных работ					359,1
Итого начислений на зарплату					107,49
Итого накладных расходов					89,13
Итого прямых затрат					5101,9
Плановые накопления					408,1
Итого сметная стоимость					5510

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были приведены расчеты необходимые для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ №53 «Идринская» предназначенной для питания потребителей Идринского района и граничащих с ним районов Красноярского края.

Необходимость реконструкции подстанции была вызвана физическим износом силового трансформатора, ростом потребляемой мощности и требованиями к надежности электроснабжения потребителей I и II категорий.

В ходе выполнения реконструкции подстанции было осуществлено введение в эксплуатацию второго трансформатора мощностью 10000 кВА. Был произведен выбор и проверка по токам короткого замыкания необходимого оборудования 110, 35 и 10 кВ.

Рассмотрены вопросы монтажа и эксплуатации элегазовых выключателей напряжением 110 кВ.

Выполнен раздел безопасности проектных решений, в котором рассмотрены вопросы обеспечения безопасного ведения работ по обслуживанию и эксплуатации подстанции № 53 «Идринская». 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 110/35/10 кВ № 53 «Идринская».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Минэнерго РФ Правила устройства электроустановок [Текст] / Минэнерго РФ – 8 издание, переработанное и дополненное. Красноярск, 2017 – 656 с.
2. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 и 110–1150 кВ, [Текст] том 2/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2003 – 640с.
3. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 110–1150 кВ [Текст] том 3/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2004 – 677с.
4. Энергоатомиздат. Электрический справочник. Т.3 книга 1. Производство и распределение электрической энергии [Текст] / М.: Энергоатомиздат, 1988–586с.
5. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, ПОТ Р М–016–2001 РД 153–34.0–03.150–00 – Москва 2001г.
6. Алиев, И.И. Электротехнический справочник.–5–е изд. / И.И. Алиев, испр.–М.: ИП РадиоСофт, 2010. – 384с.
7. Издательство НЦ ЭНАС. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте. [Текст] – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001–116 с.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ, [Текст] том 1/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 1999 – 608с.: – 299 ил.
9. Орлова, И.Н. Электротехнический справочник, [Текст] том 3, книга 1/ Под общей редакцией И.Н. Орлова – М.: Энергоатомиздат, 1998–878 с.
10. Комарова, Д.Т. Справочник по строительству электросетей 0,38–35 кВ. [Текст] / Под редакцией Д.Т. Комарова. – М.: Энергоиздат, 1998. – 448 с.
11. Электроком. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. [Текст] – М.: Электроком, 2003 – 111с.
12. Демина, Т.А. Экология природопользования, охрана окружающей среды [Текст] / Демина Т.А. – М.: Агропромиздат, 1995.
13. Выключатель вакуумный типа ВВТЭ–М–10. Паспорт ИБКЖ. 674143.001 ПС.
14. Ограничители перенапряжений нелинейные в полимерной изоляции на классы напряжения 3–35 кВ Руководство по эксплуатации ЗЭУ 56227313.002 РЭ Санкт – Петербург 2008.- 35с.

15. ГОСТ 1516.3 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции». Пояснительная записка. Технический отчет ВЭИ N 7025-3500, 1994.

16. ГОСТ 15150-69 «МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И ДРУГИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ИЗДЕЛИЯ. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды». Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.12.69 N 1394. Изменение N 4 принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N 15 от 28.05.99).

17. ГОСТ 15543-70 «Изделия электротехнические. Исполнения для различных климатических районов. Общие технические требования в части воздействия климатических факторов внешней среды». Введен в действие постановлением Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР от 23 февраля 1970 г. N 214. Переиздание, Сентябрь 1983 г. с Изменениями N 1, 2, 3, 4, утвержденными в мае 1972 г., январе 1978 г., декабре 1979 г., сентябре 1980 г. (ИУС 2-1978 г., ИУС 2-1980 г., ИУС 12-1980 г.).

18. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

19. Никитин, Д.П. Окружающая среда и человек [Текст] / Никитин Д.П., Новиков Ю.В. – М.: Высшая школа, 2001.

20. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153 – 34.0 – 03.301 – 00 (ВППБ 01 – 02 – 95*). 3–е издание с изменениями и дополнениями – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 128с.

21. Трудовой кодекс Российской Федерации.– М.: Дело, 2002. – 192с.

22. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000.– 536 с.

23. Банников, А.Г. Охрана природы [Текст] / Банников А.Г., Рустанов А.К. и др. – М.: Агропромиздат, 1999.

24. Министерство энергетики. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. Министерство энергетики Р.Ф. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003 – 368 с.

25. Филатов, Л.С. Безопасность труда в сельскохозяйственном производстве [Текст] / Филатов Л.С. – М.: Росагропромиздат, 2004. 304 с.

26. Элегазовые выключатели распределительных устройств высокого напряжения: учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009. – 96 с. – 100 экз. – ISBN 978-5-8265-0797-1.

27. ГОСТ 12.2.007.3-75. Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности
28. Энергоатомиздат. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. [Текст] 4-е издательство, переработанное и дополненное – М.: Энергоатомиздат, 2005–424 с.
29. Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства промышленных электроустановок. [Текст] Справочник электромонтажника/ Р.Н. Карякин, В.И. Солнцев под редакцией А.Д. Смирнова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1999.
30. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/А.В. Кабышев. –Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 124 с.
31. Кожевникова, М.К., Щеглова, Н.Б. Составление смет в строительстве с использованием сметнонормативной базы 2001 года (в редакции 2009 г.): учебно-методическое пособие/ М.К. Кожевникова, Н.Б. Щеглова. Екатеринбург: ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», 2018. 60 с.
32. Дулесова Н.В. Системы электроснабжения. Учебное пособие по курсовому проектированию, 2016.
33. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 10-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2013. - 448 с.
34. Торопов А.С. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение». Учебное пособие / Л.Л. Латушкина, А.Д. Макаревич, А.С. Торопов, А.Н. Туликов. – Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2012. – 232 с.
35. Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» : метод. указания / сост. Н. В. Дулесова ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 62 с.

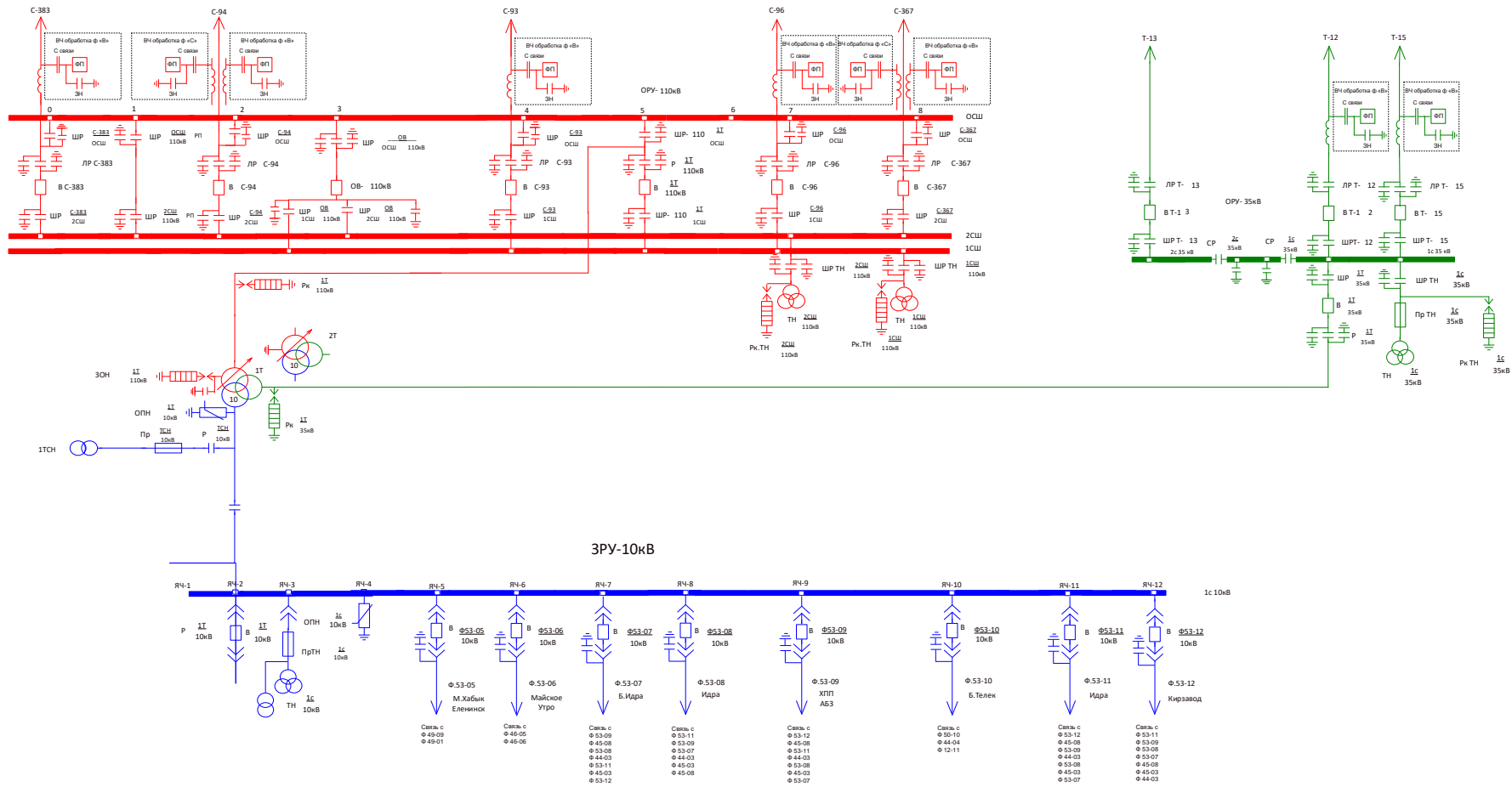


Рисунок П.1 – Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»

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 35 наименования.

«_____» _____ 20___ г.
(дата)


(подпись)

Ерченко В.А.
(ФИО)

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
кафедра

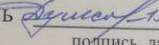
УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«15» 04 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ № 53 «Идринская»
тема

Руководитель  13.07.21 доцент каф. ЭЭ, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Дулесова Н.В.
инициалы, фамилия

Выпускник  13.07.21 г.
подпись, дата

Ерченко В.А.
инициалы, фамилия

Нормоконтролер  14.04.2021 г.
подпись, дата

Кычакова И.А.
инициалы, фамилия

Абакан 2021