Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования

Направление: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы

Кафедра: Общенаучных дисциплин

Допускается к защите
и.о. зав. кафедрой ОНД
_____К.В. Кондратьева
«___» _____ 2026 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:
«Модернизация ОРУ 110 кВ подстанции Лязгино-1 »

Студент: _____ К.В Сетчихин
(подпись, дата)

Группа: АЭП-21-1бз

Состав ВКР:
1. Пояснительная записка на 53 стр.
2. Графическая часть на 3 листах.
3. Электронный носитель с материалами ВКР.

Руководитель: _____ ст.преподаватель Н.В. Паршонок
(подпись, дата)

Проверено
на наличие
заимствования: _____ канд. экон. наук, доцент, К.В. Кондратьева
(подпись, дата)

Лысьва 2026

АННОТАЦИЯ

Тема дипломного проекта – «Модернизация ОРУ-110 кВ ПС Лязгино-1.

Дипломный проект изложен на 53 листах, включает 21 таблиц , 23 формулы, 21 литературных источников, 3 листа графической части, 5 рисунков.

Ключевые слова: расчет нагрузок, элегазовые выключатели, КРУЭ 110 кВ повышение надёжности, экономический профиль проекта

Объект проектирования (исследования) – система электроснабжения открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ подстанции 110/10 кВ «Лязгино-1» (филиал ПАО «Россети Урала»).

Цель работы – обеспечение современных требований к технико-экономическим показателям ОРУ-110 кВ ПС 110/10 кВ «Лязгино-1» путём замены устаревшего оборудования на элегазовые КРУЭ и внедрения элементов автоматизации.

В работе рассматриваются следующие вопросы:

· расчёт электрических нагрузок подстанции, определить существующие режимы работы;

· произвести расчёт токов короткого замыкания (КЗ), проверить выбранное оборудование на термическую и электродинамическую стойкость;

· обосновать выбор комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на 110 кВ;

· предложить мероприятия по монтажу шкафов КРУЭ и автоматизации системы управления;

· рассчитать экономический профиль проекта модернизации. В результате выполнения работы достигнуты следующие результаты:

· повышена надёжность функционирования системы электроснабжения ОРУ-110 кВ;

· снижены эксплуатационные затраты за счёт применения элегазовых выключателей (отсутствие регулярного обслуживания, высокая коммутационная способность);

· уменьшена вероятность аварийных отключений и время восстановления режима;

· подтверждена экономическая целесообразность модернизации (представлен положительный экономический профиль проекта).

Область возможного применения: результаты дипломного проекта могут быть использованы при реконструкции других подстанций класса напряжения 110 кВ, находящихся в зоне ответственности ПАО «Россети Урала»

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначения и сокращения 7
ВВЕДЕНИЕ 8
1. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ 10
1.1 Краткая характеристика предприятия 10
1.2 Описание системы электроснабжения ПС 110/10 кВ «Лязгино-1» 10
1.3 Постановка задачи модернизации 13
2. РАСЧЕТ НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ 15
2.1 Расчет нормальных режимов потребления 15
2.2 Выбор и обоснование расчетных точек короткого замыкания 19
2.3 Расчет токов КЗ 19
3. ВЫБОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 25
3.1 Сравнение типов выключателей 25
3.3 Выбор модели КРУЭ-110 кВ 26
3.4 Выбор выключателей входящих в состав КРУЭ-110 кВ 28
3.5 Выбор разъединителей 29
3.6 Выбор трансформаторов тока 30
3.7 Выбор трансформаторов напряжения и ОПН 33
4. АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 35
4.1 Автоматизация системы электроснабжения КРУЭ 37
4.2 Протокольная основа автоматизации. 37
4.3 Архитектура информационной сети. 39
4.4 Контроллер ячейки ЭНИП-2. 40
4.5 Функции уровня присоединения и вышестоящего уровня 41
4.6 Взаимодействие с системой цифровой подстанции 42
4.7 Надёжность и резервирование 43
4.8 Пример работы при аварийном режиме 44
4.9 Выводы по автоматизации КРУЭ 44
5. РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ 46

5.1 Расчет затрат на реализацию
проекта.....46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 51
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 53

Обозначения и сокращения

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления.

АВР – аварийное включение резерва.

АПВ – автоматическое повторное включение.

АЧР – автоматическая частотная разгрузка.

ВЛ – воздушная линия электропередач.

ВН – высокое напряжение.

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство.

ЛЭП – линия электропередач.

МВ – масляный выключатель.

МТЗ – максимальная токовая защита.

НН – низкое напряжение.

ОРУ – открытое распределительное устройство.

ПС – подстанция.

ПУЭ – правила устройства электроустановок.

ПТЭ – правила технической эксплуатации.

РЗА – релейная защита и автоматика.

РПН – регулирование под нагрузкой.

ТИ – телеизмерение.

ТС – телесигнализация

ТУ – телеуправление.

ЛР - линейный разъединитель.

ШР - шинный разъединитель.

ТН - трансформаторов напряжения.

ТТ - трансформаторы тока.

ЧДД - чистый дисконтированный доход.

ИД – индекс доходности.

ВВЕДЕНИЕ

В России силовое энергетическое оборудование на подстанциях и распределительных пунктах находится в критическом состоянии: оно катастрофически стареет и физически изнашивается.

Чтобы ответственные потребители электроэнергии получали бесперебойное питание как в штатных, так и в аварийных ситуациях, необходимо свести к минимуму частоту и длительность отключений. Долгосрочное и эффективное энергосбережение достигается прежде всего через модернизацию системы электроснабжения.

С каждым годом вопрос безотказной работы энергооборудования становится острее, поскольку износ техники идёт гораздо быстрее, чем её техническое обновление.

На примере ПС 110/10 кВ «Лязгино-1» (для ПАО «Россети Урала») видно, что старение оборудования приводит к росту числа сбоев и увеличению затрат на обслуживание — отсюда и вытекает настоятельная необходимость модернизации.

Кроме того, система должна работать максимально энергоэффективно. В условиях постоянно дорожающей электроэнергии для предприятий всё актуальнее становится повышение энергосбережения. Действует «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года», где, в частности, предписывается организация государственного статистического мониторинга за эффективностью использования энергии и её сбережением.

Объект исследования – система электроснабжения открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ подстанции «Лязгино-1».

Предмет исследования – электрооборудование ОРУ-110 кВ, методы повышения его надежности и энергоэффективности посредством внедрения элегазовых комплектных распределительных устройств (КРУЭ) и автоматизации.

Цель дипломного проекта – повышение надежности и эксплуатационной эффективности системы электроснабжения ОРУ-110 кВ ПС 110/10 кВ «Лязгино-1» на основе замены устаревшего оборудования на современные элегазовые ячейки с системой автоматизации.

Для достижения поставленной цели в дипломном проекте решаются следующие задачи:

1. Провести детальный анализ объекта исследования: выполнить расчет электрических нагрузок ПС 110/10 кВ «Лязгино-1» и определить существующие «узкие места» в схеме электроснабжения.
2. Выполнить расчет токов короткого замыкания для выбора и последующей проверки электрооборудования на термическую и электродинамическую стойкость в аварийных режимах.
3. Разработать техническое решение по монтажу (замене) шкафов с элегазовой изоляцией КРУЭ на 110 кВ, обосновать выбор параметров и конфигурации подобранного оборудования.
4. Внедрить элементы автоматизации системы управления электроснабжением (АСУ ТП) для снижения аварийности и времени восстановления режимов; рассчитать и построить экономический профиль проекта модернизации.

1. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Краткая характеристика предприятия

Подстанция 110/10 кВ «Лязгино 1» находится в зоне эксплуатационной ответственности ПАО «Россети Урала» — региональной сетевой организации, которая занимается транспортировкой электроэнергии по распределительным сетям класса напряжения от 0,4 до 110 кВ. Компания обеспечивает электроснабжение территории Пермского края площадью 160,6 тыс. кв. км, где проживает почти 3 миллиона человек.
ПАО «Россети Урала» ставит перед собой ключевые цели: надёжное и непрерывное снабжение потребителей электроэнергией, покрытие растущего спроса на неё, а также поддержание качества отпускаемой энергии в строгом соответствии с нормативно-техническими документами. Что касается самой ПС 110/10 кВ «Лязгино-1», то она относится к тупиковому типу подстанций[1].

Тупиковые подстанции, как правило, получают питание по одной или двум радиальным линиям от ближайшего распределительного узла и не имеют транзитной связи с другими ПС. «Лязгино-1» не является исключением: она запитана по воздушным линиям 110 кВ и обеспечивает электроэнергией локальный сектор потребителей, включая промышленные объекты и коммунально-бытовую нагрузку. Отсутствие кольцевой схемы повышает требования к надёжности её собственного оборудования, поскольку любое отключение на входе приводит к полному обесточиванию всех присоединённых потребителей. Именно поэтому для данной ПС вопросы технического перевооружения и автоматизации стоят особенно остро.

1.2 Описание системы электроснабжения ПС 110/10 кВ «Лязгино-1»

ПС 110/10 кВ «Лязгино 1» получает питание по двум воздушным линиям напряжением 110 кВ: «Эмаль – Лязгино 1 цепь» и «Эмаль – Лязгино 2 цепь». Поступившая электроэнергия затем направляется в открытое распределительное устройство ОРУ – 110 кВ.

Электроснабжение рассматриваемой подстанции выполнено по первой категории надёжности. Согласно правилам устройства электроустановок (п. 1.2.18 ПУЭ), к этой категории относят потребителей, остановка подачи энергии у которых способна вызвать угрозу жизни людей, поставить под удар государственную безопасность, привести к серьёзным материальным потерям, нарушить работу сложной технологической цепочки, а также вызвать сбои в особо важных объектах ЖКХ, телевидения и связи. В обычном (нормальном) режиме работы секции шин функционируют раздельно, не соединяясь между собой. [3, 4].

Раздельная работа секций шин позволяет локализовать возможные повреждения и снизить риск полного обесточивания подстанции. При возникновении аварийной ситуации на одной из секций автоматика отключает только повреждённый участок, в то время как вторая секция продолжает питать присоединённых потребителей. Для электроприёмников первой категории предусмотрено обязательное резервирование: питание может автоматически переключаться на исправную линию или секцию без вмешательства персонала. Именно наличие двух независимых вводов (ВЛ 110 кВ «1 цепь» и «2 цепь») и секционирование шин обеспечивают требуемый уровень надёжности. Однако при отказе оборудования или необходимости планового ремонта одной из линий нагрузка временно ложится на оставшуюся цепь, что требует от неё способности работать с повышенной загрузкой без перегрева и перегрузки.

Преобразование электроэнергии напряжением 110 кВ в напряжение 10 кВ осуществляется при помощи двух трансформаторов типа ТРДН-25000/110 мощностью 25000 кВА. Схема электрических соединений на первичном напряжении 110 кВ ПС «Лязгино 1» представлена на соответствующем чертеже.

От ОРУ 110 кВ питание осуществляется следующим образом:

- через Т-1 мощностью ТРДН-25000/110 1С ЗРУ 10 кВ.
- через Т-2 мощностью ТРДН-25000/110 2С ЗРУ 10 кВ.

В закрытом распределительном устройстве (ЗРУ) класса 10 кВ каждая из шинных секций оснащена собственным трансформатором напряжения. Его задача — генерировать сигнал при возникновении однофазных замыканий на землю. В обычном режиме секции шин не соединены между собой (работают раздельно), а секционный выключатель на 6 кВ отключён. На этом выключателе установлена схема автоматического ввода резерва (АВР), которая активируется при исчезновении напряжения на одном из вводов питания.

На вводах и фидерах 10 кВ установлены трансформаторы тока для подключения приборов учета – счетчиков Меркурий 230 *ART.*

Оборудование РУ-10 кВ – низшего напряжения размещается в закрытом помещении подстанции и выполнено в виде камер типа ЗРУ. ЗРУ-10 кВ состоит из 25 ячеек, скомпонованных в две секции. Каждая секция имеет шинный ввод 10 кВ от силового трансформатора.

Рабочим режимом питания РУ-10 кВ является питание I с.ш. от трансформатора Т-1, а питание II с.ш. от трансформатора Т-2. Схема АВР между I и II с.ш. двухстороннего действия обеспечивает включение секционного высоковольтного выключателя после отключения высоковольтного выключателя одного из вводов.

Оперативные цепи и цепи соленоидов включения масляных выключателей подстанции получают питание напряжением 220 В от аккумуляторной батареи, установленной в помещении подстанции. Аккумуляторная батарея находится на постоянном подзаряди от выпрямительного агрегата типа ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4. В настоящее время в камерах ЗРУ подстанции в качестве высоковольтных выключателей
установлены выключатели типа ВМП-10 [2].

1.3 Постановка задачи модернизации

Целью проекта является снижение затрат на энергообеспечение предприятия за счет замены устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ. В связи с тем, что подстанция была введена в эксплуатацию в 1978 году, большая часть оборудования имеет большой физический и моральный износ. Фундаменты основного силового оборудования имеют многочисленные трещины, разрушения бетона. Проблемы при ремонте основного оборудования – значительный механический износ, отсутствие запасных частей (часть оборудования не производится промышленностью). Кроме того, немаловажен экологический аспект эксплуатации силового оборудования подстанции, так как на подстанции установлены два выключателя типа ВМТ-110, содержащие 1,6 тонн трансформаторного масла, поэтому при повреждении данного оборудования возникала существенная угроза загрязнения окружающей среды. В целях повышения надежности электроснабжения потребителей, предполагается замена существующих устройств РЗА и ТМ на современные микропроцессорные устройства.

ПС 110/10 кВ «Лязгино 1» введена в эксплуатацию в 1978 году. Параметры по установленному оборудованию ПС 110/10 кВ «Лязгино 1» указаны в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Оценка состояния оборудования ПС 110/10 кВ «Лязгино 1»

Оборудование	Паспортный ресурс, лет	Год ввода в работу	Текущее состояние
Масляные выключатели, 110 кВ	30 лет	1978	Неудовл.
Разъединители РНДЗ 110 кВ	30 лет	1978	Неудовл.
Трансформаторы тока 110 кВ	30 лет	1978	Неудовл.
Трансформаторы напряжения 110 кВ	30 лет	1978	Неудовл.
ОПН 110 кВ	30 лет	1978	Неудовл.

На основании данных в таблице 1.3.1 видно, что износ для выключателей, разъединителей и трансформаторов тока 110 кВ критический, что требует за собой замены установленного оборудования.

Модернизация оборудования 110 кВ необходима по причине того, что некоторое оборудование, имеющиеся в эксплуатации, выработало свой ресурс, наблюдаются отказы в работе оборудования, что влечет за собой повышенные затрат на проведение ремонтно – восстановительных работ [2].

2. РАСЧЕТ НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

2.1 Расчет нормальных режимов потребления

Определение нагрузок производилось на основе среднеквадратичных значений активной мощности каждого электроприёмника за рассматриваемый временной интервал (продолжительностью 24 часа). Расчёт выполнялся по следующим зависимостям:

$$P_{\text{р}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} P_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^{n} t_i}} \tag{2.1}$$

$$Q_{\text{р}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^{n} t_i}} \tag{2.2}$$

где P_i – активная мощность, потребляемая группой ЭП за принятый интервал времени, кВт; Q_i – реактивная мощность, потребляемая группой ЭП за принятый интервал времени, кВАр; t_i – интервал времени, за который определяется P_i , мин, ч Детализированный суточный график нагрузки вводов 1 и 2 указан в таблице 2.1.1 [5, 6, 7].

Таблица 2.1.1 – Детализированный суточный график ввод 1 и 2

Время	*P*, кВт Ввод 1	*Q*, кВар Ввод 1	*P*, кВт Ввод 2	*Q*, кВар Ввод 2
0	14592	6726	14446,08	6658,74
1	14820	6840	14671,8	6771,6
2	14630	6916	14483,7	6846,84

Продолжение таблицы 2.1.1

3	14706	6840	14558,94	6771,6
4	14782	6802	14634,18	6733,98
5	14972	6650	14822,28	6583,5
6	14668	6650	14521,32	6583,5
7	14782	6840	14634,18	6771,6
8	14706	6764	14558,94	6696,36
9	14668	6726	14521,32	6658,74
10	14630	6878	14483,7	6809,22
11	14668	6840	14521,32	6771,6
12	14934	6916	14784,66	6846,84
13	14706	6688	14558,94	6621,12
14	14668	6802	14521,32	6733,98
15	14858	6916	14709,42	6846,84
16	14706	6916	14558,94	6846,84
17	14820	6726	14671,8	6658,74
18	14972	6764	14822,28	6696,36
19	14820	6878	14671,8	6809,22
20	14858	6840	14709,42	6771,6
21	14668	6688	14521,32	6621,12
22	14820	6688	14671,8	6621,12
23	14744	6802	14596,56	6733,98

Для ввода 1 получаем:

$$P_{\text{р}} = \sqrt{\frac{14592^2 \cdot 1 + 14820^2 \cdot 1 + ... + 14744^2 \cdot 1}{24}} = 14758,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = \sqrt{\frac{6726^2 \cdot 1 + 6840^2 \cdot 1 + ... + 6802^2 \cdot 1}{24}} = 6795,67 \text{ кВАр}$$

Полная мощность определена по следующей формуле:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} \quad (2.3)$$

При подстановке данных получаем [8]:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{14758,25^2 + 6795,67^2} = 16247,68\,\text{кВА}$$

Ток нагрузки определен по следующей формуле:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} \tag{2.4}$$

При подстановке данных получаем:

$$I_{\text{р}} = \frac{16247,68}{\sqrt{3}\cdot 110} = 85,38\,\text{А}$$

Результаты расчета нагрузок указаны в таблице 2.1.2

Таблица 2.1.2 – Результаты расчета нагрузок

Позиция	*P*, кВт	*Q*, кВАр	*S*, кВА	*I*, А
Ввод 1	14758,25	6795,67	16247,68	85,38
Ввод 2	14610,67	6727,71	16085,20	84,53
Авар. режим	29368,92	13523,38	32332,88	169,90

Коэффициент загрузки вычисляется по формуле – отношение расчетной мощности к номинальной мощности трансформатора:

$$k_з = \frac{S_р}{S_{ном}} \tag{2.5}$$

Проверка загруженности оборудования проводилась в соответствии с нормативной базой, а именно — с Приказом Минэнерго России № 81 от 8 февраля 2019 года. Этим документом устанавливаются нормы допустимых перегрузок для силовых трансформаторов и автотрансформаторов,

используемых на объектах энергетики, а также регламентируется порядок поддержания такой перегрузочной способности. Помимо этого, Приказ № 81 вносит изменения в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, которые были утверждены ранее приказом Минэнерго № 229 от 19 июня 2003 года. Следовательно, оценка загрузки выполнена с соблюдением перечисленных требований.

Загрузка Т-1 ТРДН 25000/110 мощностью 25 МВА:

$k_з = \frac{S_р}{S_{ном}} = \frac{16247,68}{25000} = 0,62$, в норме согласно первой категории надежности

Загрузка Т-2 ТРДН 25000/110 мощностью 25 МВА:

$k_з = \frac{S_р}{S_{ном}} = \frac{16085,20}{25000} = 0,64$, в норме согласно первой категории надежности

Аварийный режим Т-1 мощностью 25 МВА длительностью 4 часа:

$k_з = \frac{S_р}{S_{ном}} = \frac{16247,68+16085,20}{25000} = 1,29$, в норме согласно первой категории надежности,

Авариный режим Т-2 мощностью 25 МВА длительностью 4 часа:

$k_з = \frac{S_р}{S_{ном}} = \frac{16247,68+16085,20}{25000} = 1,29$, в норме согласно таблице 3 Приказа

Согласно приказу Минэнерго России №81 от 08.02.2019, эксплуатация трансформаторов разрешена при температуре окружающего воздуха до +20°С. Текущая нагрузка оборудования соответствует нормативам, поэтому заменять агрегаты не требуется. Техническое состояние трансформаторов оценивается как отличное – зафиксированные отказы отсутствуют. Несмотря на превышение порогового значения индекса технического состояния (85,5 при допустимом уровне 70), допустимая нагрузка сохраняется, и вывод силовых трансформаторов из работы нецелесообразен.[9, 10].

2.2 Выбор и обоснование расчетных точек короткого замыкания

Выбор точек КЗ определяется уровнем выбора и проверки выбранного оборудования по току термической и динамичечской стойкости. Токи КЗ рассчитаны на стороне ВН, поскольку выполнена реконструкция со стороны 110 кВ. Расчет токов КЗ выполнен согласно ГОСТ Р 52735-2007.

2.3 Расчет токов КЗ

Составляем расчетную схему и схему замещения, представленные на рисунках 2.3.1 и 2.3.2 линии и трансформаторы работают раздельно.

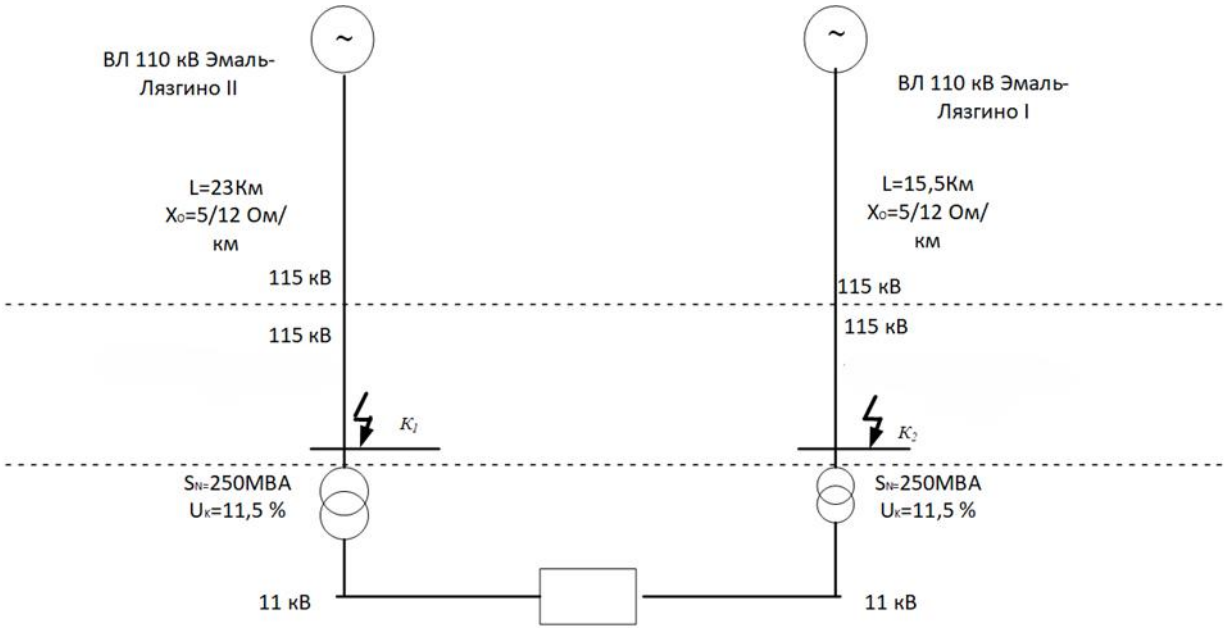

Рисунок 2.3.1 – Расчетная схема токов КЗ

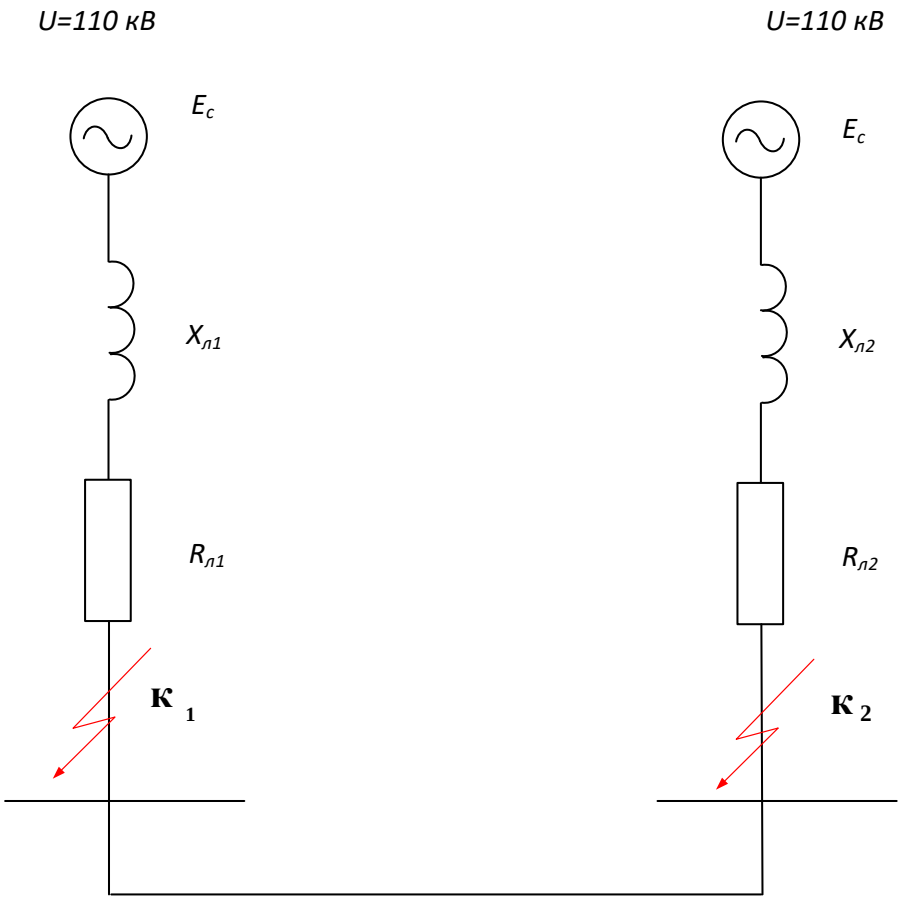

Рисунок 2.3.2 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Активное сопротивление определяется по формуле:

$$r = \frac{L}{\gamma \cdot F} \tag{2.6}$$

где $\gamma = 53(\frac{м \cdot мм^2}{Ом})$ – расчетная удельная проводимость провода или жилы кабеля для меди, F - сечение провода, мм^2, L - длина, м.

Реактивное сопротивление определяется по формуле:

$$x = x_0 \cdot L \tag{2.7}$$

где $x_0 = 0,00033$ ом/м – для кабелей с алюминиевыми жилами.

Пример ВЛ-110 кВ №1:

$$R = \frac{L}{\gamma \cdot F} = \frac{15500}{31,7 \cdot 120} = 4,07 \text{ Ом}$$

$$x = x_0 \cdot L = 0,33 \cdot 15,5 = 5,12 \text{ Ом}$$

Базисная ступень в общем случае выбирается произвольно, но обычно за базисную ступень принимают ту, для которой определяются токи К.З согласно ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ» [11].

Расчет токов КЗ в точке К1.

За базовое напряжение $U_б$ выбираем напряжение в точке КЗ $U_б = 110$кВ

В точке К1 определим реактивное сопротивление энергосистемы:

$$x_{c1} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{КЗ\,ЭС}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4,24 \text{Ом} \qquad (2.8)$$

где $I^{(3)}_{КЗ\,ЭС}$=15 кА – проектное данное для расчетов тока КЗ, $U_{ср.ном}$, кВ - среднее номинальное напряжение сети, кВ, соответствующей ступени напряжения, в узле которой известно значение $I^{(3)}_{КЗ\,ЭС}$.

Выполним расчет реактивного сопротивления присоединения 110 кВ со стороны ввода:

$$x_{л1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{U^2_б}{U^2_{ср.}} = 5,12 \cdot \frac{110^2}{115^2} = 4,68 \text{ Ом}$$

Выполним расчет активного сопротивления присоединения 110 кВ со стороны ввода:

$$r_{л1} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U^2_б}{U^2_{ср.}} = 4,07 \cdot \frac{110^2}{115^2} = 3,72 \text{ Ом}$$

Определяется результирующее сопротивление точки К2:

$X_{рез1}=x_c+ x_{л1}$=4,68+4,24= 8,92 Ом

$r_{рез1} = 3,72$ Ом

Определим полное сопротивление в точке К2:

$$z = \sqrt{\sum r_1^2 + \sum x_1^2} \qquad (2.9)$$

$$z_1 = \sqrt{3,72^2 + 8,92^2} = 9,37 \text{ ом}$$

Расчет токов КЗ в точке К1:

$$I_{КЗ1}^{(3)} = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot z} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 9,37} = 6,78 \text{ кА}$$

*T*а - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с.

$$T_a = \frac{x_1}{w r_1} = \frac{8,92}{314 \cdot 3,72} = 0,007 \text{ с}$$

где x_1 и r_1 - эквивалентные индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ, Ом, w - синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с.

$w = 2 \cdot \pi \cdot f$

Согласно главе 7 Б ГОСТ Р 52735-2007 п. 7.2 В случае, когда исходная расчетная схема является радиальной, ударный ток КЗ, кА, следует определять по формуле:

$i_{у1} = k_y \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)}$ кА

где k_y - ударный коэффициент тока КЗ.

Ударный коэффициент тока КЗ рекомендуется определять (формула 23) ГОСТ Р 52735-2007:

$k_y = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{3}{w \cdot Ta}}$

$k_y = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{3}{314*0,07}} = 1,76,$

Ударный ток:

$$i_{y1} = k_y \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = 1,76 \cdot 1,41 \cdot 6,78 = 16,83 \text{ кА}$$

Параметры линий 110 кВ указаны в таблице 2.3.4

Таблица 2.3.4 – Параметры линий 110 кВ

ВЛ номер	L, м	S, мм^2	R, ом	X, ом
1	15500	120	4,07	5,12
2	23000	120	6,05	7,59

Результаты расчета тока КЗ указаны в таблице 2.3.5

Таблица 2.3.5 – Результаты расчета тока КЗ трехфазного

Точка КЗ	Z, ом	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	i_y, кА
К1	9,37	6,78	16,83
К2	11,46	5,55	14,09

Чтобы рассчитать токи при несимметричных коротких замыканиях, требуется знать сопротивления трёх последовательностей: прямой, обратной и нулевой. Поскольку в данном случае рассматривается однофазное КЗ, то для нахождения шунтового сопротивления необходимо вычислить сопротивления обратной и нулевой последовательностей.

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

Расчет однофазного к.з для точки К1.

$$X_1 = X_2 = 8,92 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление нулевой последовательности:

$$X_0 = \frac{X_л (X_В + X_{ТН})}{X_л + X_В + X_{ТН}} = \frac{8,92 \cdot (0,215 + 0,125)}{8,92 + 0,215 + 0,125} = 0.33$$

Короткое замыкание в точки К1:

$$I_{КЗ1}^{(1)} = \frac{E}{x_1 + \Delta x} = \frac{1}{1 + 0,33} = 0,75 \text{ кА}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ на начальный момент времени в точке К1 [16]:

$$I_{по1}^{(1)} = m \cdot I_{КЗ1}^{(1)} \cdot I_{баз} = 3 \cdot 0,75 \cdot 0,502 = 1,13 \text{ кА}$$

где m - коэффициент, значение которого зависит от вида КЗ.

Где базовый ток равен: $I_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$

Таблица 2.3.6 – Результаты расчета тока КЗ однофазного

Точка КЗ	$I_{баз}$, кА	$I_{КЗ1}^{(1)}$, кА	$I_{по1}^{(1)}$
К1	0,502	0,75	1,13
К2	0,502	0,72	1,06

3. ВЫБОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Сравнение типов выключателей

На данный момент в электроэнергетических сетях получил широкое применение вакуумные и элегазовые выключатели, которые по своей функциональности превосходят масляные. Они лишены таких недостатков как пожароопасность и трудоемкость в процессе эксплуатации, что свойственно масляным и воздушным выключателям. Однако в классе решения 110 кВ наиболее популярны элегазовые выключатели, которые значительно дешевле вакуумных выключателей, что ограничивает их широкое применение. Результаты сравнения разновидностей выключателей на 110 кВ занесены в таблицу 3.1.1

Таблица 3.1.1 – Сравнения разновидностей выключателей на 110 кВ

Сравниваемый параметр	Выключатель с масляным дугогашением	Выключатель на элегазе (SF_6)	Пневматический выключатель	Выключатель на основе вакуумного гашения дуги
Периодичность технического обслуживания	3-4 года	25 лет	10-15 лет	25 лет
Коммутационная способность в циклах «включение – отключение»	2 000	20 000	10 000	20 000
Количество операций отключения при коротких замыканиях	6 раз	650 раз	500 раз	650 раз

Продолжение таблицы 3.1.1

Скорость размыкания контактов, м/с	2,5-35	1,6- 2,2	2-2,5	1,6- 2
Скорость включения контактов, м/с	4	0,8	3	0,6
Удобство монтажа (1-5)	3	5	4	5
Удобство эксплуатации (1-5)	2	5	3	5
Пожароопасность (1-5)	1	3	3	5
Период осмотра	3 мес	5 лет	1 раз	5 лет
Размер	Большой	Компактный	Компактный	Компактный
Цена, руб	300000 руб	800000 руб (пример 3AP1DT-126)	800000 руб	1 995 000 руб. (пример ВБП-110)

На основании приведенного сравнения в таблице 3.1.1 видно, что более целесообразно будет установить более надёжный, простой и удобный в эксплуатации элегазовый выключатель [16].

3.3 Выбор модели КРУЭ-110 кВ

С целью выбора модели КРУЭ-110 кВ произведем сравнение трех моделей.

1. ЯГТ-110 комплектное распределительное устройство элегазовое КРУЭ-110 кВ компании «Электроаппарат». Пофазное исполнение ячеек с трёхфазными системами сборных шин обеспечивает идеальное сочетание надёжности и компактности [17].

2. Распределительное устройство элегазовое КРУЭ-110 кВ компании «ПитерЭнергоМаш». Компания «ПитерЭнергоМаш» осуществляет поставку КРУЭ на напряжение 110 кВ, 220 кВ, 330 кВ, проектирование подстанций с применением КРУЭ, монтажные и пуско-наладочные работы, также сервисное обслуживание КРУЭ [18].

3. КРУЭ-110 (У1) Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией ЗАО «ЗЭТО» [19].

В таблице 3.3.1 приведено сравнение КРУЭ-110 кВ по основным техническим и стоимостным параметрам.

Таблица 3.3.1 – Сравнение моделей КРУЭ-110 кВ

Критерий	ЯГТ-110	КРУЭ-110	КРУЭ-110 (У1)
Номинальный ток, отключения выключателя, кА	40, 50	40	40
Номинальный ток сборных шин, А	2500	2500, 3150	2500, 3150
Ток электродинамической стойкости, кА	81	81	100
Цена, руб	13.300.000	12.260.000	10.000.000

На основании сравнения трех моделей КРУЭ-110 кВ выполнен выбор КРУЭ-110 (У1) Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией ЗАО «ЗЭТО» по цене при схожих технических параметрах, необходимо учесть, что все силовое оборудована поставляется уже встроенным в КРУЭ типа ячейки ЯТЭ-110КИ-40/2500У1 и ЯТЭ-110Ш-40/2500У1 .

Выбор в КРУЭ-110 кВ по току и по напряжению 110 кВ указан в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 – Выбор моделей КРУЭ-110 кВ

Позиция	Марка	$I_н$, А	$I_р$, А	$U_{ном}$, кВ	$U_с$, кВ
Ввод 1	КРУЭ-110КИ кВ	2500	169,90	110	110

Продолжение таблицы 3.3.2

Ввод 2	КРУЭ-110КИ кВ	2500	169,90	110	110
СВ 110 кВ	КРУЭ-110Ш кВ	2500	85,38	110	110

Выбор КРУЭ-110 кВ по току и по напряжению. Для КРУЭ-110 кВ выполнена проверка по аварийному режиму работы:

I = 85,38+84,53=169,90 А

2500>169,90 А

3.4 Выбор выключателей входящих в состав КРУЭ-110 кВ

В состав КРУЭ входит элегазовый выключатель ВГО-110 параметры которого определены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Параметры элегазового выключателя ВГО-110

Характеристика	Величина
Класс напряжения, кВ	110
Номинальный ток отключения, $I_{0\ ном}$, кА	40
Максимальная доля апериодической составляющей β, %, не более	45
Собственное время отключения to.c., с	не более 0,038
Полное время отключения to, с, не более	0,05+0,005
Собственное время включения, tВ.С., с, не более	0,6
Пауза без тока при быстродействующем АПВ t,с	0,3
Нормируемые циклы операций	О–tБТ–ВО–180с–ВО О–tБТ–ВО–20с–ВО
Разброс времени срабатывания полюсов, с, не более: при включении при отключении	 0,0018 0,0015
Ток потребления цепей управления электромагнита включения (ЭВ), электромагнита отключения (ЭО) и электромагнита отключения защитного (ЭОзащ) привода выключателя, А, не более	3

Подбор выключателей по току и по напряжению 110 кВ указан в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.2 – Выбор выключателей 110 кВ

Позиция	Марка	$I_н$, А	$I_р$, А	$U_{ном}$, кВ	$U_с$, кВ
Ввод 1	ВГО-110-2000	2000	169,90	110	110
Ввод 2	ВГО-110-2000	2000	169,90	110	110
СВ 110 кВ	ВГО-110-2000	2000	85,38	110	110

Выполнена проверка по аварийному режиму работы:

I = 85,38+84,53=169,90 А

2000>169,90 А

3.5 Выбор разъединителей

В комплектном элегазовом распределительном устройстве (КРУЭ) предусмотрен разъединитель поворотно-горизонтальной конструкции марки РГ-110 в климатическом исполнении УХЛ1. В таблице 3.5.1 приведены параметры разъединителей.

Таблица 3.5.1 – Параметры разъединителей РГ-110

Характеристика	Величина
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1000
Наибольший пик кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	80
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	31,5
Длительность протекания номинального кратковременного тока, с: — для контактных ножей — для заземлителей	 3 1
Сейсмостойкость по шкале *MSK*- 64, баллы	9

Выбор разъединителей 110 кВ указан в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 – Выбор разъединителей 110 кВ

Позиция	Марка	$I_н$, А	$I_р$, А	$U_{ном}$, кВ	$U_с$, кВ
Ввод 1	РГ-110-1000	1000	169,90	110	110
Ввод 1 (1)	РГ-110-1000	1000	169,90	110	110
Ввод 2	РГ-110-1000	1000	169,90	110	110
Ввод 2 (2)	РГ-110-1000	1000	169,90	110	110
СВ 110 кВ	РГ-110-1000	1000	85,38	110	110
СВ 110 кВ (2)	РГ-110-1000	1000	85,38	110	110

Выполнена проверка по аварийному режиму работы:

I = 85,38+84,53=169,90 А

2000>169,90 А

3.6 Выбор трансформаторов тока

Для организации измерений выполнен выбор трансформатор тока типа ТОГФ-110 кВ, которые входят в состав КРУЭ типа ЯТЭ-110КИ-40/2500У1и ЯТЭ-110Ш-40/2500. В таблице 3.6.1 приведены их параметры.

Таблица 3.6.1 – Параметры устройств ТОГФ-110 кВ согласно технической документации

Характеристика	Величина
Класс напряжения, кВ	110
Максимально рабочее напряжение, кВ	126
Номинальная частота сети, Гц	50
Первичный ток I (номинальный), А	50-4000
Номинальный ток вторичной цепи I, А	1 и/или 5
Наибольший длительный первичный ток А	ГОСТ 7746
Число вторичных обмоток	до 7
Классы точности для измерительных цепей	0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5

Продолжение таблицы 3.6.1

Классы точности для цепей релейной защиты	5P; 10P; 5PR; 10PR; TPY; TPZ
Номинальная нагрузка на вторичную обмотку (cos φ = 0,8), ВА	До 100
Максимальный кажущийся заряд частичного разряда (единичного), пКл, не более	10
Утечка элегаза за год, % от массы газа, не более	0,5
Избыточное давление газа при +20 °С, МПа (кгс/см²)	0,6 (6,0)
Сейсмостойкость по шкале MSK	9

Выбор модели выполнялся по величине расчётного тока – при этом ориентировались на ближайший стандартный номинальный ток, указанный в ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока». Сведения о подборе трансформаторов тока представлены в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 – Подбор оптических трансформаторов тока 110 кВ

Позиция	Марка	$I_н$, А	$I_р$, А	$U_{ном}$, кВ	$U_с$, кВ
Ввод 1	ТОГФ-110 кВ	100/5	85,38	110	110
Ввод 2	ТОГФ-110 кВ	100/5	84,53	110	110
СВ 110 кВ	ТОГФ-110 кВ	100/5	85,38	110	110

Выполнен выбор трансформаторов тока по току и по напряжению.

Далее выполним проверку оборудования на термическую и на динамическую стойкость (принимаем наибольшее значение тока КЗ). Проверка выбранного оборудования 110 кВ указана в таблице 3.6.3.

Таблица 3.6.3 – Проверка выбранного оборудования 110 кВ

Продолжение таблицы 3.6.2

Условие проверки	Расчетное значение	КРУЭ-110 кВ	ВГО-110 кВ	РГ-110 кВ	ТОГФ-110 кВ
Электродинамическая стойкость iуд ≤iпр, с	iуд=16,83 кА	iдин=100 кА	iдин=102 кА	iдин=80 кА	iдин=81 кА
Термическая стойкость $B_K \leq I_T^2 \times t_T$	B_K=27,58кА$^2 \cdot$с	1200 кА^2·с	1200 кА^2·с	1050кА^2·с	1050кА^2·с

Тепловой импульс по точке К1:

$$B_K = 6,78^2 \cdot (0,6 + 0,01) = 27,58 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выключатели дополнительно проверяются на включающую и отключающую способность.

Проверка на отключающую способность.

Формула полного тока:

$$i_{к,t} = i_{п,t} + i_{а,t} = \sqrt{2} I_{п,0} \left(\sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2} \right) + \exp\left(-\frac{t}{T_a} \right) \right) \quad (3.1)$$

Тогда апериодическая составляющая равна:

$i_{а,t} = 16,83 - 6,78 = 10,05$ кА, время -0,045 сек для выключателя.

$\sqrt{2} I_{п,0} + 10,05 = 6,78 \cdot \sqrt{2} + 10,05 = 19,6$ кА

Номинальный ток отключения Iно -40 кА

$\sqrt{2} I_{н,0} \cdot (1 + \beta) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,37) = 77,5$ кА

$\beta, \% = e^{-\frac{\tau}{0,045}} = e^{-\frac{0,045}{0,045}} = 0,37$

77,5>19,6 кА, верно

Проверка на включающую способность.

Номинальный ток включения Iво -40 кА

Ударный ток – 16,83 кА

Условие:

65 >16,83 кА, верно.

3.7 Выбор трансформаторов напряжения и ОПН

Трансформатор напряжения позволяет изолировать цепи измерительных приборов, защиты, устройств автоматического управления и контроля от цепи высокого напряжения и создает возможность стандартизации номинального напряжения контрольно-измерительной аппаратуры. Главная изоляция трансформатора – элегаз.

В качестве трансформаторов напряжения ОРУ-110 кВ ПС «Лязгино 1» в данном дипломном проекте выбираем ЗНГ-УЭТМ, которые имеют следующие каталожные данные:

- номинальное первичное напряжение $-110\sqrt{3}\ кВ$;

- наибольшее рабочее напряжение – $126\sqrt{3}\ кВ$.

В качестве модели ОПН для защиты от перенапряжений выбрана модель ОПН-110 УХЛ1.

Технические характеристики ограничителя перенапряжения ОПН-110 УХЛ1 указаны в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1 – Технические характеристики ограничитель перенапряжения ОПН-110 УХЛ1

Серия ограничителя перенапряжения	ОПН-110 УХЛ1
Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой 500 А, не более, кВ	390
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 10000 А, не более, кВ	492
Пропускная способность: 20 воздействий импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой, А 1,2/2,5 мс с амплитудой, А	10000 400 550 850
Масса не более, кг	220
Высота, мм	2200

Продолжение таблицы 3.7.1

Длина пути утечки внешней изоляции, см	470

4 АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Современные требования к надёжности, наблюдаемости и управляемости распределительных сетей высокого напряжения диктуют необходимость внедрения интеллектуальных систем автоматизации на базе цифровых подстанций. В данном проекте автоматизация системы электроснабжения комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) реализуется как многоуровневая иерархическая структура, построенная на принципах стандарта МЭК 61850.

Это обеспечивает совместимость оборудования разных производителей, высокую скорость передачи данных и детерминированное время реакции системы релейной защиты и автоматики.

В электроэнергетике последних лет наблюдается активное внедрение цифровых устройств и комплексов. Примеры такого оборудования — высоковольтные измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) цифрового типа, а также первичная и вторичная аппаратура со встроенными интерфейсами для связи. Помимо этого, широко используются микропроцессорные контроллеры, терминалы релейной защиты и автоматики (РЗиА) и аналогичные изделия. Преимущества цифровой подстанции по сравнению с классической (традиционной) сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Преимущества цифровой подстанции

Традиционная подстанция	Цифровая подстанция
Потери во вторичных цепях	Отсутствие потерь при передаче информации
Многократные АЦ-преобразования (в каждом устройстве)	Однократное АЦ-преобразование (первичное измерение)
Несинхронность измерений	Синхронность измерений
Большое влияние ЭМ-эффектов	Отсутствие влияния ЭМ-эффектов
	Неограниченное тиражирование информации

С целью повышения надежности и качества функционирования предполагается реализовать цифровую подстанцию, оснащенную комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850. На рисунке 4.1. указана структура цифровой подстации [12, 13].

Рисунок 4.1. – Структура цифровой подстации

Цифровая подстанция (цифровая ПС) – трансформаторная или иная подстанция, распределительный пункт, ключевым фактором управления которым являются данные в цифровом виде [14, 15].

Рисунок 4.2. – Сравнение струткруры подстанций

На данный момент на объектах энергетики происходит активное внедрение цифровой технологий для достижения цели – объединения всех компонентов системы электроснабжения в целостную, взаимосвязанную и самостоятельную инфраструктуру [15].

4.1 Автоматизация системы электроснабжения КРУЭ

Автоматизация КРУЭ представляет собой комплекс технических решений, охватывающих процессы сбора данных, локальной обработки, передачи на верхние уровни и исполнительного управления коммутационными аппаратами. Ключевая особенность — отказ от традиционных аналоговых цепей тока и напряжения и вторичных цепей управления в пользу единой цифровой среды передачи данных.

4.2 Протокольная основа автоматизации.

Для обеспечения гарантированной доставки критичных по времени сообщений и высокоточных измерений в проекте задействован стек протоколов МЭК 61850. Этот стандарт определяет не только синтаксис сообщений, но и модели данных, а также методы их отображения на различные сетевые протоколы. Передача дискретных сигналов (GOOSE). Протокол GOOSE

(Generic Object Oriented Substation Event) используется для передачи дискретных сигналов, в частности — состояния положения выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, а также команд на их изменение. Время передачи сообщения GOOSE от источника (например, терминала защиты, связанного с выключателем) до получателя (контроллера ячейки или другого терминала) не превышает 3 мс в нормальном режиме и до 20 мс при повторных передачах. Это достигается за счёт прямого отображения PDU (Protocol Data Unit) GOOSE в кадр Ethernet без использования TCP/IP на транспортном уровне. Все сообщения GOOSE передаются методом multicast, что позволяет одному устройству (например, выключателю) одновременно информировать множество подписчиков (контроллеры, системы регистрации аварийных событий, противоаварийную автоматику). Схема подписки задаётся на этапе конфигурирования через SCL-файлы (Substation Configuration Language). Связь с цифровыми трансформаторами тока (MMS). Цифровые трансформаторы тока, установленные в ячейках КРУЭ, формируют мгновенные значения токов и напряжений в цифровом виде. Параллельно с потоком SV (см. ниже) они передают параметрическую информацию, уставки, диагностические данные по протоколу MMS (Manufacturing Message Specification). MMS работает поверх TCP/IP и обеспечивает клиент-серверное взаимодействие: контроллер ячейки ЭНИП-2 выступает в роли клиента, опрашивая цифровые трансформаторы тока (ЦТТ) и получая от них осциллограммы, коэффициенты коррекции, статус калибровки. Этот канал используется также для синхронизации времени и конфигурирования измерительных каналов.
Локальный сбор и протокол Sampled Values (SV).
Устройство сбора и передачи данных ЭНКМ-3 (Электронный Наблюдатель Контроля и Мониторинга) выполняет роль концентратора присоединения. Оно принимает три потока данных:

1. Данные от контроллера ЭНИП-2 по интерфейсу, поддерживающему МЭК 61850-9-2 MMS (профиль для передачи измерений).

2. Показания трёхфазного электронного счётчика электроэнергии (поддерживает SV или Modbus с последующим перепаковыванием).

3. Параметры качества электроэнергии (ПКЭ) от анализатора Harmonics/Power Quality.

Для приёма осциллограмм и синхронизированных отсчётов с анализатора используется SV (Sampled Values) согласно части 9-2 стандарта МЭК 61850. Протокол SV предусматривает периодическую (обычно 80 или 256 отсчётов на период промышленной частоты) передачу маркированных временем мгновенных значений токов и напряжений. В отличие от GOOSE, SV не требует подтверждения доставки; потеря отдельных пакетов компенсируется алгоритмами восстановления в приёмнике (например, ЭНКМ-3). Потоки SV от разных ПКЭ и трансформаторов синхронизированы по PTP (IEEE 1588) или IRIG-B.

4.3 Архитектура информационной сети.

Для сети передачи данных в проекте выбрана кольцевая топология (ring) с активным резервированием на базе протокола RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) или его специализированного варианта для подстанций — HSR (High-availability Seamless Redundancy) или PRP (Parallel Redundancy Protocol) в зависимости от критичности присоединения. Кольцо обеспечивает следующие преимущества:

· При обрыве одного кабеля или отказе одного устройства (например, ЭНКМ-3) реконфигурация сети происходит за время менее 50 мс, что для большинства функций РЗиА является приемлемым (потеря одного-двух отсчётов SV).

· Поддерживается до 56 устройств в одном кольце, что ровно соответствует максимальному числу присоединений, которые функционально поддерживает один аппарат ЭНКМ-3 (по 56 логических соединений типа "выключатель – разъединитель – заземлитель – измерительные цепи").

· Кольцо позволяет строить резервированные пути передачи GOOSE-сообщений: дублированные сети «А» и «В» с переключением по PRP на стороне приёмника (каждое устройство имеет два независимых сетевых интерфейса). В отличие от звезды, где отказ центрального коммутатора парализует всю подсистему присоединений, в кольце выход одного узла не приводит к потере связности — трафик направляется в обход. Это критично для КРУЭ, где отказ канала управления может привести к невозможности отключить повреждённое присоединение.

4.4 Контроллер ячейки ЭНИП-2.

Центральным элементом автоматизации ячейки КРУЭ выступает микропроцессорное устройство ЭНИП-2 (Электронный Нивелир Параметров — версия 2). Его функциональное назначение:

· Высокоточное измерение действующих значений тока и напряжения на каждой фазе (класс точности 0.2S для измерения и 5P для защиты).

· Вычисление активной, реактивной и полной мощности, частоты, углов сдвига фаз.

· Логическая обработка дискретных сигналов с выключателей и разъединителей (16 дискретных входов, гальванически изолированных, с регистрацией времени изменения состояния до 1 мс).

· Формирование управляющих воздействий на приводы выключателей и разъединителей (8 дискретных выходов, тип "сухой контакт" с возможностью усиления до 220В DC/AC).

· Реализация локальной автоматики: АВР (автоматический ввод резерва), автоматическое повторное включение (АПВ), управление синхронизацией.

· Выполнение функций контроллера ячейки в системах телемеханики и АСУ ТП подстанций — то есть агрегация данных от нескольких ЭНКМ-3 и передача их на верхний уровень (диспетчерский пункт или сервер АСУ ТП). Коммуникационные возможности ЭНИП-2.

Устройство оснащено тремя независимыми коммуникационными портами:

· Порт 1: Ethernet 10/100 Base-T для протоколов Modbus TCP (клиент и сервер), МЭК 60870-5-104, MMS (МЭК 61850 клиент).

· Порт 2: RS-485 для Modbus RTU и МЭК 60870-5-101 (резервный канал связи при отказе Ethernet).

· Порт 3: оптический порт (ST или LC) для подключения к кольцу GOOSE/SV со временем задержки менее 10 мкс (используется для синхронизации по PTP). Все протоколы работают одновременно. Например, по Modbus RTU могут передаваться «спокойные» данные (суммарные мощности, состояние счётчиков), в то время как по GOOSE идёт обмен быстрыми сигналами защиты, а по MMS — конфигурация уставок.

4.5 Функции уровня присоединения и вышестоящего уровня

Информация, собранная и предварительно обработанная в ЭНИП-2, передаётся на уровень присоединения. Здесь действует следующая иерархия:

· Несколько ЭНИП-2 (до 56, что соответствует возможностям одного ЭНКМ-3) подключаются к одному устройству ЭНКМ-3. ЭНКМ-3 выполняет буферизацию, частичную дедупликацию и перепаковку данных.

· С уровня присоединения данные отправляются на верхний (станционный) уровень по стеку МЭК 61850 MMS (часть 8-1). В качестве транспорта используется TCP/IP поверх Ethernet. На этом уровне работают:

· Сервер АСУ ТП (SCADA) — визуализация, архивирование, формирование отчётов.

· Удалённый диспетчерский пункт по каналу связи (например, по волоконно-оптической линии с протоколом МЭК 60870-5-104).

· Инженерная рабочая станция для конфигурирования уставок РЗиА. Управляющие воздействия формируются по двум каналам:

1. Локальное управление от оператора через пульт управления ячейки (дискретные сигналы поступают на ЭНИП-2, который преобразует их в команды GOOSE или прямые выходные реле).

2. Дистанционное управление от диспетчера или АСУ ТП. Команда от сервера SCADA по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) поступает на ЭНИП-2. Контроллер проверяет блокировки (например, запрет включения заземлителя при наличии напряжения), затем через протокол GOOSE отправляет multicast-команду на соответствующий выключатель или разъединитель. Для ответственных операций (например, отключение вводного выключателя) применяется двухступенчатая авторизация с подтверждением. Терминалы релейной защиты (например, SEPAM, REF или аналоги) подключены к той же сети GOOSE/MMS. Диспетчер или инженер-релейщик через рабочую станцию отправляет новый файл уставок (CID-файл) по MMS на терминал. Терминал подтверждает приём, производит внутреннюю проверку контрольной суммы и переключает активный набор уставок без отключения защиты — это так называемая «горячая» замена уставок. В случае несоответствия формата или превышения допустимых пределов терминал возвращает сообщение об ошибке, и старые уставки остаются в силе. Все изменения регистрируются в журнале событий с точностью до 1 мс и привязкой к имени пользователя.

4.6 Взаимодействие с системой цифровой подстанции

Все выбранное оборудование — выключатели (элегазовые с пружинно-моторным приводом), разъединители (с двигательным приводом, оснащённые концевыми выключателями), трансформаторы тока и напряжения (цифровые с интерфейсом IEC 61850-9-2) — передаёт данные на контроллер ячейки ЭНИП-2. ЭНИП-2 выступает в роли шлюза между «полевым» уровнем (GOOSE/SV) и «станционным» уровнем (MMS/TCP/IP). Далее данные уходят в систему цифровой подстанции, где они становятся доступны для:

· Системы мониторинга изоляции КРУЭ — датчики частичных разрядов, давления элегаза, температуры шин (вводятся в ЭНКМ-3 по отдельному CAN-интерфейсу).

· Системы учёта электроэнергии — счётчики коммерческого учёта, подключенные к тому же кольцу, получают значения токов/напряжений от ЭНИП-2 через профиль MMS с классом точности 0.2S.

· Системы технического диагностирования — накопление статистики отказов, ресурса коммутационных аппаратов (количество операций «включено-отключено», отключённые токи КЗ).

4.7 Надёжность и резервирование

Помимо кольцевой топологии сети, в проекте заложены следующие меры:

· Резервирование питания устройств ЭНИП-2 и ЭНКМ-3 — два независимых ввода 110/220В DC от аккумуляторных батарей, с автоматическим переключением.

· Резервирование контроллеров — для наиболее ответственных присоединений (секционные выключатели, вводы от трансформаторов) устанавливаются два ЭНИП-2 в режиме «горячий резерв». Вторичный контроллер непрерывно синхронизирует состояние с первичным через выделенную оптоволоконную линию и берёт управление на себя при потере связи с основным (таймаут 100 мс).

· Резервирование каналов связи — каждый ЭНКМ-3 имеет два оптических порта для включения в два независимых кольца (рабочее и резервное). Переключение между кольцами выполняется по протоколу PRP (Parallel Redundancy Protocol) на сетевом уровне без потери пакетов. Благодаря этому даже при двойном отказе (обрыв оптики в двух местах + отказ одного ЭНКМ-3) система сохраняет управление не менее чем 90% присоединений.

4.8 Пример работы при аварийном режиме

Рассмотрим короткое замыкание на 1С 110 кВ после КРУЭ:

1. Цифровой трансформатор тока (ЦТТ) фиксирует рост тока выше уставки (например, 2000 А при номинальных 900 А). ЦТТ мгновенно формирует SV-поток с отметкой времени.

2. Терминал РЗиА (например, REF615), подписанный на этот SV-поток, обнаруживает КЗ за 1,5 мс (два последовательных отсчёта).

3. Терминал генерирует GOOSE-сообщение «Отключить выключатель Q1» с приоритетом 4 (наивысший) и повторяет его 3 раза с интервалом 2 мс.

4. Привод выключателя, получив GOOSE, размыкает силовые контакты за 40 мс (полное время отключения — менее 50 мс от момента КЗ).

5. ЭНИП-2, также подписанный на этот GOOSE, фиксирует факт срабатывания защиты и передаёт сообщение о событии на верхний уровень по MMS с пометкой «Аварийное отключение, ток КЗ = 2 кА (осциллограмма прилагается)».

6. ЭНКМ-3 сохраняет 10 циклов предварительных и поставарийных осциллограмм (принятых от ЦТТ и ПКЭ) и по запросу передаёт их инженерной станции.

4.9 Выводы по автоматизации КРУЭ

Применение стандарта МЭК 61850 с протоколами GOOSE, MMS и SV в сочетании с кольцевой топологией сети и использованием отечественных устройств ЭНИП-2 и ЭНКМ-3 позволяет:

· Сократить объём медных контрольных кабелей более чем на 80% по сравнению с традиционной подстанцией.

· Обеспечить время передачи сигналов от выключателя до контроллера менее 3 мс.

· Реализовать горячее резервирование и самодиагностику на всех уровнях.

· Интегрировать функции РЗиА, учёта, мониторинга качества и управления в единую цифровую платформу с возможностью удалённого изменения уставок без выезда бригады. Таким образом, автоматизация системы электроснабжения КРУЭ на базе изложенных решений является современным, надёжным и масштабируемым решением для цифровых подстанций нового поколения.

5. РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ

5.1 Расчет затрат на реализацию проекта

Далее выполнен расчет капитальные вложения на все единицы оборудования, которые были введены в работу.

Таблица 5.1.1 – Расчет капиталовложений

Позиция	Цена, руб	Число, шт	Цена общая, руб
КРУЭ-110 (У1) с учетом ТН, ОПН	10000000	3	30000000
Сумма по оборудованию			30000000
Проектно – изыскательские работы (ПИР)			500000
СМР			300000
ПНР			50000
Сумма			30850000

При внедрении КРУЭ-110 (У1) происходит эффект в повышении надежности системы электроснабжения.

Каждое отключение требует работы бригады на месте происшествия. Затраты на восстановительные работы:

$$y_p = N \cdot S_{час} \cdot k_{р.м} \tag{5.1}$$

$y_p = N \cdot S_{час} \cdot k_{р.м} = 2 \cdot 200 \cdot 3 = 1200$ руб.

где N - число ремонтного персонала, задействованного на устранении аварии, $S_{час}$ - часовая тарифная ставка ремонтного персонала, руб./ч; $k_{р.м}$ - процент отчислений в фонд социального страхования.

Для 12 отказов в год получаем по 5 часов:

$З = 60 \cdot 1200 = 72000$ руб., с учетом затрат на материалы – 5 000 000 руб.

Амортизационные затраты

Амортизация линейная. Срок службы примем равным 25 лет.

$$A_m = \frac{K}{T} = \frac{30000000}{25} = 1200000 \text{ руб. в год}$$

Чистый дисконтированный доход является чистой текущей стоимостью и определяется, как сумма текущих эффектов за весь расчётный период:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T} (R_t - З_t) \frac{1}{(1+E)^t} \quad (5.2)$$

где Зt - затраты на t-м шаге; *R*t - результаты, достигаемые на t-м шаге расчета (эффект, экономия); *t*- номер шага расчета (t = 1, 2, ..., T), *E*-ставка процента (норма дисконта).

$$E = \frac{r}{100} + \frac{i}{100} + \frac{P}{100} \quad (5.3)$$

где *r* - ставка рефинансирования, объявленная ЦБ РФ на данный период составляет 5%, *i* - темп инфляции 2,4%; *p* - поправка на предпринимательский риск в зависимости от целей проекта. Поправка на риск определяется с помощью метода экспертных оценок (таблица 5.1.2).

Таблица 5.1.2 – Метод экспертных оценок

№п/п	Виды рисков	Вероятность возникновения	Влияние риска на проект, %
1	Задержка финансирования проекта	2	4
2	Некомпетентность персонала	1	6
3	Некачественное оборудование	1	6
4	Задержка сроков сдачи работ по проекту	3	3
5	Изменения законодательной базы энергетической отросли	5	2
	ИТОГО	13	18

После определения процента риска методом экспертных оценок и вероятности его возникновения, необходимо вычислить среднею премию за риск:

$$P = \frac{2 \cdot 4 + 1 \cdot 6 + 1 \cdot 6 + 3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{13} = 3\%$$

Для заданного инвестиционного проекта средняя премия за риск 3%.

$$E = \frac{5}{100} + \frac{2,4}{100} + \frac{3}{100} = 0,104$$

Эффективность проекта рассматривается при данной норме дисконта Е на основании значений ЧДД: чем оно больше, тем эффективнее проект.

Индекс доходности - это отношение суммы приведённых эффектов к величине приведенных капитальных вложений:

$$ИД = \frac{\sum_{t=0}^{t} \frac{P_t}{(1+E)^t}}{K} \qquad (5.3)$$

где *Pt* - результаты (доход) на *t*-м шаге; К - первоначальные капитальные вложения. Если индекс доходности больше единицы, то проект рентабелен;

Если он меньше единицы, то проект не эффективен.

Коэффициент дисконтирования определяется по формуле:

$$K_Д = \frac{1}{(1+E)^t} \qquad (5.4)$$

Чтобы подсчитать ЧДД и ИД необходимо определить все капитальные затраты, для этого составили сводную таблицу 5.1.3.

Таблица 5.1.3 – Расчет общих экономических затрат

год	Платежи по инвестициям, рублей	Эксплуатационные. затраты, рулей	Поправочный коэффициент	Эффект, рулей	Поток, рублей	Коэффициент диск	Текущий ЧДД, рублей	Чистый ЧДД, рулей
0	-30850000	0	1	0,00	-30850000	1	-30850000	-30850000
1		-1200000	1,05	5250000,00	4050000	0,91	4755434,78	-26094565,2
2		-1200000	1,1	5500000,00	4300000	0,82	4512576,14	-21581989,1
3		-1200000	1,16	5800000,00	4600000	0,74	4310431,75	-17271557,3
4		-1200000	1,22	6100000,00	4900000	0,67	4106327,1	-13165230,2
5		-1200000	1,28	6400000,00	5200000	0,61	3902425,38	-9262804,85
6		-1200000	1,34	6700000,00	5500000	0,55	3700499,61	-5562305,24
7		-1200000	1,41	7050000,00	5850000	0,50	3527001,17	-2035304,07
8		-1200000	1,48	7400000,00	6200000	0,45	3353351,92	1318047,841
9		-1200000	1,55	7750000,00	6550000	0,41	3181119,93	4499167,767
10		-1200000	1,63	8150000,00	6950000	0,37	3030169,17	7529336,934
11		-1200000	1,71	8550000,00	7350000	0,34	2879428,56	10408765,49
12		-1200000	1,8	9000000,00	7800000	0,31	2745450,57	13154216,06
13		-1200000	1,89	9450000,00	8250000	0,28	2611162,23	15765378,28
14		-1200000	1,98	9900000,00	8700000	0,25	2477810,95	18243189,23
15		-1200000	2,08	10400000,00	9200000	0,23	2357747,2	20600936,43
	-30850000	-1,8000000		113400000			51450936,4	20600936,43

Чистый дисконтированный доход за расчетный промежуток времени составил 20600936,43руб. Индекс доходности:

$$ИД=\frac{20600936,43}{30850000}=0,66$$

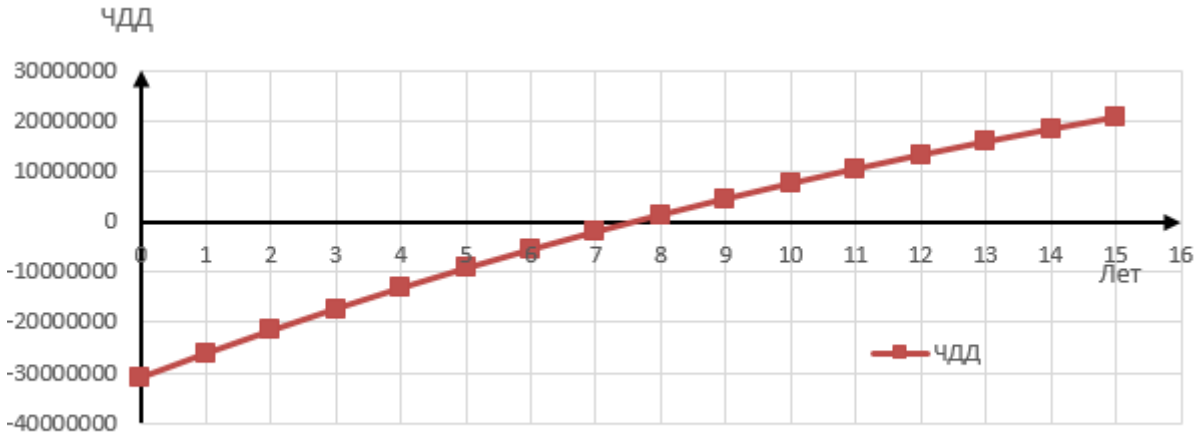

Рисунок 5.1 – Финансовый профиль проекта

Вывод относительно срока окупаемости делается по графику ЧДД. Срок окупаемости проекта равен 7,8 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках дипломного проекта дано развёрнутое описание объекта исследования — системы электроснабжения ПС 110/10 кВ «Лязгино-1». На основе анализа её текущего состояния обоснована необходимость модернизации открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ) с целью повышения надёжности электроснабжения.

На следующем этапе был выполнен расчёт электрических нагрузок. Определены расчётные точки для последующего вычисления токов короткого замыкания, после чего сами токи КЗ рассчитаны для различных режимов работы (максимальный и минимальный). Это позволило получить исходные данные для проверки оборудования. Далее проведена проверка следующих элементов: выбранных КРУЭ-110, встроенных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока — по следующим критериям: термическая и динамическая стойкость, а также отключающая и включающая способность. Все проверяемые модели успешно выдержали испытания по указанным параметрам.

На основе сравнения трёх моделей КРУЭ-110 кВ предпочтение отдано изделию КРУЭ-110 (У1) производства ЗАО «ЗЭТО». Решающими факторами стали более низкая цена при сопоставимых технических характеристиках. Важно отметить, что всё силовое оборудование поставляется уже встроенным в комплектное устройство типа ЯТЭ-110КИ-40/2500У1 и ЯТЭ-110Ш-40/2500У1. В его состав входят: элегазовый выключатель ВГО-110, разъединитель РГ-110, а также измерительный трансформатор тока ТОГФ-110 кВ. Дополнительно к этому выбраны трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ и ограничитель перенапряжений ОПН-110 УХЛ1.

В проекте приведены конкретные сведения об интеграции выбранного оборудования в архитектуру цифровой подстанции. В частности, описана реализация обмена данными по протоколам МЭК 61850, что позволяет

обеспечить совместимость с современными системами РЗиА, автоматизации и телемеханики.

По завершении технической части определены затраты на реализацию предложенных мероприятий и рассчитан ожидаемый эффект от внедрения. Срок окупаемости проекта с учётом дисконтирования составил 7,8 лет, что свидетельствует о его экономической эффективности (нормативный срок окупаемости для подобных проектов составляет 10–15 лет, следовательно, полученное значение укладывается в допустимые рамки).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ОАО «Россети Урала». [Электронный ресурс]. URL: https://www.mrsk-ural.ru/ (дата обращения: 04.04.2026).
2. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч.1. Расчет электрических нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования: Учебное пособие / А.В. Кабышев.– Томск: Изд-во ТПУ, 2007.– 185 с.
3. Гужов Н.П. Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Ростов н/Д : Феникс, 2011.
4. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок.
5. Куликов В.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебное пособие - Томск: Академия, 2004.– 448 с.
6. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Учебное пособие - М.: ФОРУМ: ИНФРА - М, 2006. - 480 с.
7. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. – М.: Высшая школа, 2010 – 336с.
8. Основы электроснабжения промышленных предприятий / Фёдоров А.А., Каменева В.В. – М.: Энергия, 2010 – 408с.
9. Электрические кабели, провода и шнуры / Белоруссов Н.И., Саакян А.Е., Яковлева А.И. – М.: Энергия, 2013 – 416с.
10. .Электроснабжение промышленных предприятий / Мукосеев Ю.Л. - М.: Энергия, 2011 - 584 с.
11. ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ».
12. Семкович Е.Т. Механизм повышения конкурентоспособности организации ТЭК на основе сквозных цифровых технологий // Актуальные вопросы права, экономики и управления сборник статей XI Международной научно-практической конференции: в 3 частях. –2017. –С. 262-264.

13. Воробьев Е.С.Переход Российской электроэнергетики к модели «цифрового» развития - технологические и инвестиционные аспекты // HumanProgress. – 2018. – Т. 4, № 5. URL: http://progress-human.com/images/2018/Tom4_5/Vorobiev.pdf (дата обращения: 04.04.2026).

14. Архитектура цифровых подстанций [Электронный ресурс]. URL: http://ftc-energo.ru/Files/file/nir_tipovue_tehnicheskie_resheniya_tsps_110_kv_mrsk_volgi_3.pdf (дата обращения: 04.04.2026).

15. Построение концепции цифровой подстанции [Электронный ресурс]. URL: http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/08/MRSK-Severo-Zapada-Postroenie-kontseptsii-tsifrovoj-podstantsii.pdf (дата обращения: 04.04.2026).

16. Выключатели вакуумные 110 кВ и выше [Электронный ресурс]. URL: https://elensis.ru(дата обращения: 04.04.2026).

17. ЯГТ-110 [Электронный ресурс]. URL: https://elektroapparat.ru/products/krue/krue-110/ (дата обращения: 04.04.2026).

18. КРУЭ -110 кВ «Питерэнергмаш» [Электронный ресурс]. URL: http://kruerf.ru/ (дата обращения: 04.04.2026).

19. КРУЭ-110 (У2) [Электронный ресурс]. URL: https://zeto.ru/krue 110/?ysclid=mq8e6ko6re541798380 (дата обращения: 04.04.2026).

20. ТОГФ-110 (УХЛ1) Трансформатор тока измерительный с азотной изоляцией [Электронный ресурс]. URL: https://zeto.ru/togf-110-uhl1-transformator-toka-izmeritelnyy-s-azotnoy-izolyatsiey/?ysclid=mq8kktt0ru791963245 (дата обращения: 04.04.2026).

21. Бочкарев С.В. Диагностика и надежность автоматизированных систем: учебное пособие/ С.В. Бочкарев, А.И. Цаплин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 485 с.