

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация электрической части понизительной подстанции ПС 220/110/35/6
кВ «Красноленинская»

Обучающийся

А.А. Рудивицкий

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Тольятти 2024

Аннотация

Работа посвящена повышению надёжности, экономичности и безопасности трансформаторной подстанции «Красноленинская» 220/110/35/6 кВ ХМАО, которая осуществлена путём полной модернизации распределительных устройств всех указанных классов напряжений с заменой типов РУ и ячеек.

Также в данную задачу входит модернизация системы релейной защиты, автоматики и сигнализации на объекте исследования.

Расчётно-аналитическим методом в работе выбраны современные решения в сфере разработок новейшего оборудования, с целью внедрения на объекте исследования.

Помимо решения основной задачи, в работе рассмотрено, разработано и проведено:

- анализ исходной характеристики схемы и состояния оборудования подстанции;
- расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания на выводах силовых трансформаторов, автотрансформаторов и РУ подстанций;
- проверка силовых трансформаторов на подстанции;
- выбор и проверка проводников на подстанции;
- выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции;
- расчёт молниезащиты и заземления подстанции.

Объём расчётно-пояснительной записки составляет 57 печатных страницы.

Кроме того, в работу включены шесть чертежей формата А1, выполненные по основным результатам приведённых исследований.

Содержание

Введение	4
1 Исходная техническая характеристика подстанции	7
1.1 Анализ исходных данных	7
1.2 Обоснование предложений по модернизации подстанции	12
2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания	15
2.1 Расчёт электрических нагрузок на подстанции	15
2.2 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции	19
3 Проверка силовых трансформаторов на подстанции	26
4 Выбор и проверка проводников на подстанции	29
5 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции.....	32
5.1 Выбор новых типов, марок и ячеек распределительных устройств на подстанции.....	32
5.2 Выбор и проверка электрических аппаратов	38
6 Расчёт молниезащиты и заземления подстанции	44
Заключение	52
Список используемых источников.....	55

Введение

Основной целью модернизации трансформаторных подстанций энергосистемы является обеспечение повышенной эффективности, надежности и безопасности функционирования электроэнергетической инфраструктуры.

Этот процесс направлен на внедрение передовых технологий, современных систем контроля и управления, а также оптимизацию структуры и параметров подстанций с целью адаптации к изменяющимся потребностям и требованиям энергетического рынка.

Известно, что техническая модернизация направлена на модернизацию устаревшего оборудования, улучшение технологических процессов и повышение уровня автоматизации систем управления на трансформаторных подстанциях.

Задачи модернизации включают в себя анализ текущего состояния инфраструктуры, определение устаревших элементов и технических решений, разработку и внедрение оптимальных проектных решений, а также обновление и модернизацию оборудования с учетом современных стандартов энергетической безопасности и экологической устойчивости.

Также важными задачами модернизации являются повышение энергоэффективности системы, снижение потерь электроэнергии и оптимизация управления энергетическими потоками.

В целом, модернизация трансформаторных подстанций направлена на обеспечение более эффективной и устойчивой работы энергосистемы, что является важным фактором для обеспечения надежного электроснабжения и устойчивого развития энергетического сектора.

Таким образом, модернизация трансформаторных подстанций представляет собой комплексный процесс, направленный на совершенствование энергетической инфраструктуры с учетом научных, технологических, экономических и экологических достижений.

Основной целью настоящей работы является повышение надёжности, бесперебойности электроснабжения потребителей, а также экономичности и безопасности трансформаторной подстанции «Красноленинская» 220/110/35/6 кВ ХМАО, которая осуществлена путём полной модернизации распределительных устройств всех указанных классов напряжений с заменой типов РУ и ячеек.

Также в данную задачу входит модернизация системы релейной защиты, автоматики и сигнализации на объекте исследования.

Для решения поставленной задачи, в настоящей работе расчётно-аналитическим методом в работе выбраны современные решения в сфере разработок новейшего оборудования, с целью внедрения на объекте исследования.

Объектом исследования является электрическая часть понизительной трансформаторной подстанции энергосистемы «Красноленинская» 220/110/35/6 кВ ХМАО.

Предмет исследования отражает и учитывает характеристики параметров надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Красноленинская» 220/110/35/6 кВ.

Актуальность работы обусловлена необходимостью и целесообразностью применения современных научно-технических решений в сфере энергетического комплекса, для повышения показателей надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторных подстанций энергосистемы [20].

Помимо решения основной задачи, в работе рассмотрено, разработано и проведено:

- анализ исходной характеристики схемы и состояния оборудования подстанции;

- расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания на выводах силовых трансформаторов, автотрансформаторов и РУ подстанций;
- проверка силовых трансформаторов на подстанции;
- выбор и проверка проводников на подстанции;
- выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции;
- расчёт молниезащиты и заземления подстанции.

Для достижения поставленных целей и задач работы, применяются следующие методы научных исследования: методы анализа нормативно-технической литературы, методы аналогии (подобия), методы расчёта и проектирования электрических цепей и систем электроснабжения, методы дедукции и индукции, а также методы проверки достоверности полученных результатов и прочие аналогичные методы.

Таким образом, в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования и типов распределительных устройств на объекте исследования, ожидается повышение параметров и характеристик надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Красноленинская» 220/110/35/6 кВ.

Данную гипотезу планируется подтвердить в работе на основе технико-экономического обоснования принятых решений по модернизации распределительных устройств и оборудования подстанции.

1 Исходная техническая характеристика подстанции

1.1 Анализ исходных данных

В результате проведения анализа исходных данных по объекту исследования установлено, что понизительная трансформаторная подстанция (далее – ТП) 220/110/35/6 кВ «Красноленинская» является одной из крупнейших и наиболее мощных региональных понизительных подстанций.

Рассматриваемая подстанция территориально расположена в пределах Ханты-Мансийского автономного округа (Октябрьский район).

Установлено, что подстанция была спроектирована в конце 60-х годов 20 века и введена в эксплуатацию в 1973 году для обеспечения питания новых энергоёмких разработок нефтегазовых месторождений региона.

По месту расположения в энергосистеме региона, ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» является узловой подстанцией. Следовательно, по определению узловых подстанций, к ней подходят не менее трёх питающих (транзитных) линий и/или линий связи. Известно, что такие подстанции являются базовыми энергоустановками для регулирования напряжения и мощности во всей энергосистеме Ханты-Мансийского АО.

Питание ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» осуществляется от РУ-220 кВ с помощью воздушных линий электропередач от следующих источников [17]:

- ввод 1 СШ1 220 кВ: ВЛ-220 кВ «Ильково – Красноленинская-1», длина – 26 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400;
- ввод 1 СШ1 220 кВ: ВЛ-220 кВ «Ильково – Красноленинская-1», длина – 26 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400.

Указанные линии являются питающими и постоянно включены. Кроме того, для обеспечения связи с целью возможного резервного питания, а также

возможности транзита мощности в энергетической системе региона на напряжении 220 кВ, к подстанции подходит линия «Красноленинская – Красноленинский ГПЗ», длина – 46 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-300.

Такая схема соответствует требованиям [3].

Расположение ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» и сети питающих и распределительных линий 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ на плане Октябрьского района ХМАО показано на рисунке 1 [17].

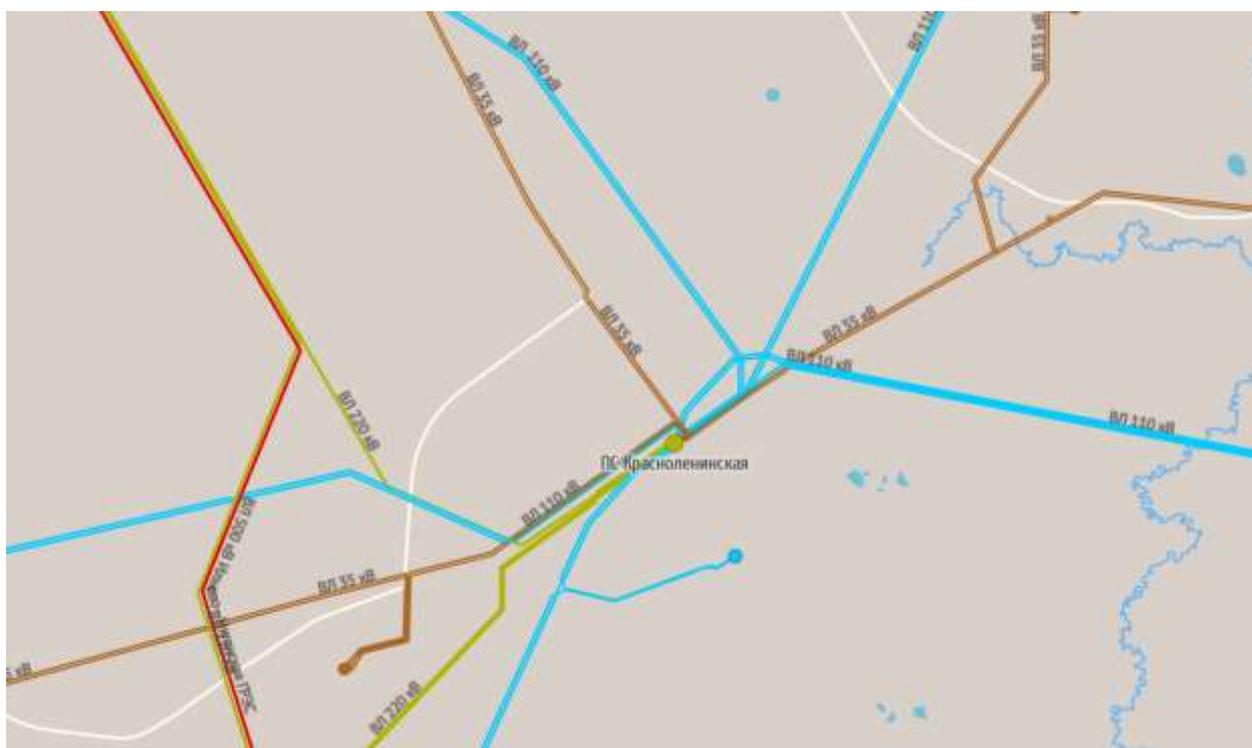


Рисунок 1 – Расположение ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» и сети питающих и распределительных линий 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ на плане Октябрьского района ХМАО

Комплексное расположение объектов и линий ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» на плане Октябрьского района ХМАО показано на рисунке 2 [9].

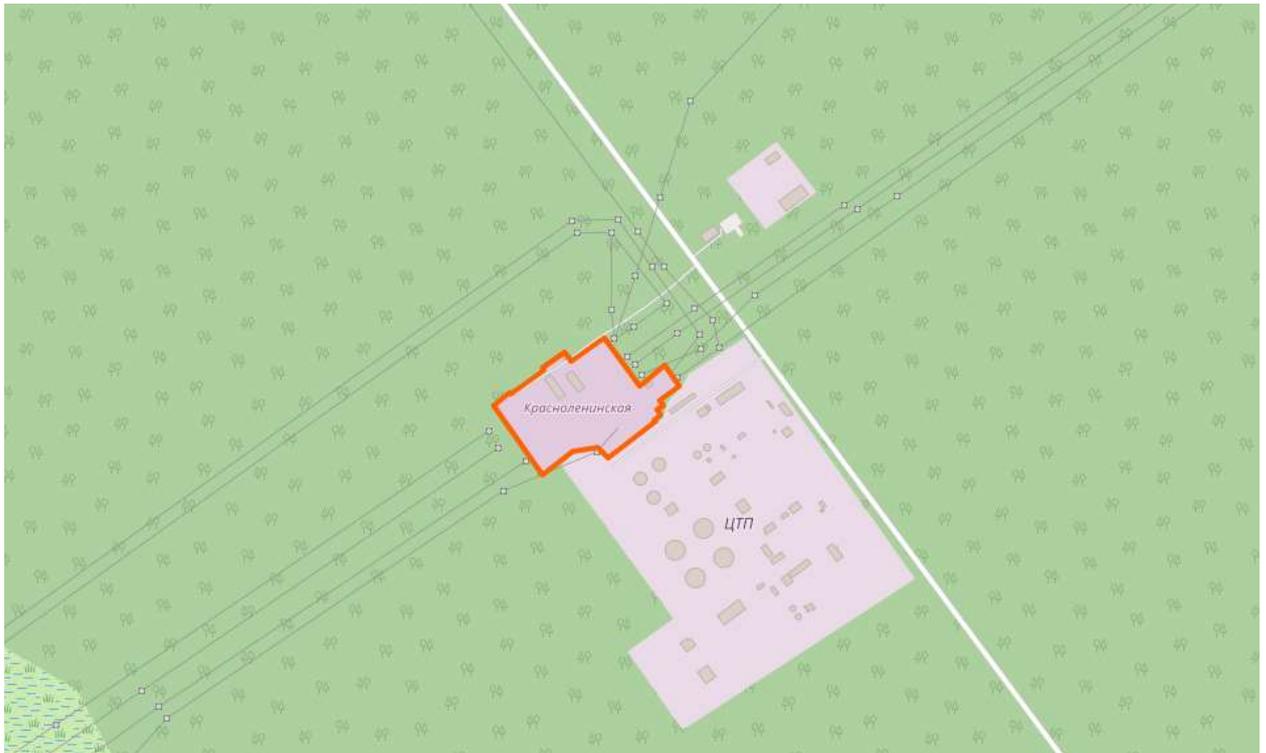


Рисунок 2 – Комплексное расположение объектов и линий ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» на плане Октябрьского района ХМАО [9]

Далее необходимо рассмотреть структурную схему и её элементы, а также марки и состояние основного оборудования на рассматриваемой подстанции 220/110/35/6 кВ.

Структурная схема подстанции на графическом листе 1 и включает следующие основные элементы [9]:

- распределительное устройство 220 кВ (открытого типа, год ввода в эксплуатацию – 1973 г., частичная модернизация – 1998 г, 2012 г., полная модернизация – не проводилась);
- распределительное устройство 110 кВ (открытого типа, год ввода в эксплуатацию – 1973 г., частичная модернизация – 2001 г., 2014 г., полная модернизация – не проводилась);
- распределительное устройство 35 кВ (открытого типа, год ввода в эксплуатацию – 1973 г., частичная модернизация – 2003 г., 2010 г., полная модернизация – не проводилась);

- распределительное устройство 6 кВ силовое РУ-6 кВ (закрытого типа, год ввода в эксплуатацию – 1978 г., частичная модернизация – 2005 г., 2011 г., полная модернизация – не проводилась);
- распределительное устройство 6 кВ собственных нужд РУ-СН (закрытого типа, год ввода в эксплуатацию – 1982 г., частичная модернизация – 2004 г., полная модернизация – не проводилась);
- автотрансформаторы АДЦТН-125000/220/110-У1 (АТ связи систем 220 кВ и 110 кВ) – понижают напряжение 220 кВ до напряжений 110 кВ и 6 кВ, 2 единицы, номинальная мощность одного – 125 МВА, общая номинальная мощность – 250 МВА, введены в эксплуатацию в 1998 г., состояние – удовлетворительное;
- силовые трансформаторы ТДТН-25000/220 – понижают напряжение 110 кВ до напряжений 35 кВ и 6 кВ, 2 единицы, номинальная мощность одного – 25 МВА, общая номинальная мощность – 50 МВА, введены в эксплуатацию в 2002 г., состояние – удовлетворительное.

Как было указано ранее, для питания подстанции на стороне 220 кВ, есть две ВЛ-220 кВ от постоянного источника питания, а также имеется линия связи для резервного питания и/или перетоков мощности (линия «Красноленинская – Красноленинский ГПЗ»).

На стороне 110 кВ подстанции есть аналогичная двухцепная линия для связи с ПС-220/110 кВ «Вандмтор». Таким образом, помимо основного питания от двух линий 220 кВ, резервное питание на подстанцию может быть подано как на напряжении 220 кВ, так и на напряжении 110 кВ, что делает схему подстанции гибкой и надёжной. Кроме того, элементами подстанции 220/110/35/6кВ «Красноленинская» являются [17]:

- вводные конструкции и порталы для воздушных линий;
- трансформаторы собственных нужд;
- система технологического и охранного видеонаблюдения;
- система охранно-пожарной сигнализации.

Характеристика схем распределительных устройств подстанции 220/110/35/6кВ «Красноленинская» приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика схем распределительных устройств подстанции 220/110/35/6кВ «Красноленинская»

Наименование РУ	Конструктивное выполнение РУ	Схема РУ	
		Номер схемы	Наименование схемы
РУ-220 кВ	Открытое (ОРУ)	220-9	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин
РУ-110 кВ	Открытое (ОРУ)	110-9	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин
РУ-35 кВ	Открытое (ОРУ)	35-9	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин
РУ-6 кВ	Закрытое (ЗРУ)	6(10)-1	Одна, секционированная выключателем, система шин
РУ-СН (6 кВ)	Закрытое (ЗРУ)	6(10)-1	Одна, секционированная выключателем, система шин

Перечень основного оборудования РУ-220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подстанции 220/110/35/6кВ «Красноленинская» приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень основного оборудования РУ-220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подстанции 220/110/35/6кВ «Красноленинская»

Место установки	Наименование, тип оборудования	Ед. изм.	Количество
ОРУ-220 кВ	Выключатель ВМТ-220Б-25/1250	Шт.	7
	Разъединитель РДЗ 2-220/1000	Шт.	18
	Трансформатор напряжения НКФ-220-58 У1	Шт.	2
	Трансформатор тока ТФЗМ 220 Б-III У1	Шт.	2
	ОПН-П/ЗЭУ-220/176/10	Шт.	6
ОРУ-110 кВ	Выключатель ВМТ-110Б-25/1250	Шт.	16
	Разъединитель РДЗ 1(2)-110/1000	Шт.	32
	Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1	Шт.	2
	Трансформатор тока ТФЗМ 110 Б-I У1	Шт.	2
	ОПН-110 ПН УХЛ1	Шт.	12
ОРУ-35 кВ	Выключатель С-35М-630	Шт.	7
	Разъединитель РДЗ 1(2)-35/1000	Шт.	18
	Трансформатор напряжения ЗНОМ-35	Шт.	2
	Трансформатор тока GIF 40,5	Шт.	2
	ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ1	Шт.	3
ЗРУ-6 кВ	Выключатель ВМПЭ-10	Шт.	4
	Разъединитель РВз-10/400УЗ	Шт.	4
	Трансформатор напряжения НТМИ-6	Шт.	2
	ОПН-6	Шт.	6

Продолжение таблицы 2

Место установки	Наименование, тип оборудования	Ед. изм.	Количество
РУ-СН (6 кВ)	Выключатель ВМПЭ-10	Шт.	4
	Разъединитель РВз-10/400УЗ	Шт.	4
	Трансформатор напряжения НТМИ-6	Шт.	2
	ОПН-6	Шт.	6

Исходная схема подстанции 220/110/35/6кВ «Красноленинская» приведена на графическом листе 2.

1.2 Обоснование предложений по модернизации подстанции

Известно, что современные трансформаторные подстанции должны обеспечивать надёжное и стабильное электроснабжение при минимальных потерях и рисках аварийных ситуаций, что является основной целью их модернизации.

Проведение модернизации оборудования согласно со стандартами современных положений в энергетической отрасли, предполагает также гармоничное взаимодействие с другими компонентами энергетической системы, обеспечивая бесперебойную работу всего комплекса.

Таким образом, задачи по модернизации трансформаторных подстанций включают в себя тщательный анализ технических параметров и функциональных особенностей существующих подстанций.

На основе этого анализа, разрабатываются проекты по улучшению системы, включая замену устаревшего оборудования на более современное, внедрение новых технологий управления и мониторинга, а также оптимизацию структуры подстанций.

Важным аспектом модернизации является также соблюдение требований по энергоэффективности и экологической безопасности.

В целом, модернизация трансформаторных подстанций представляет собой важный этап в развитии энергетической инфраструктуры,

направленный на обеспечение эффективности, надежности и устойчивости в соответствии с современными требованиями.

Ранее в работе был проведён анализ исходных данных, включающий анализ состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

В результате проведённого анализа, установлены следующие факты:

- во всех РУ подстанции находятся морально и физически устаревшие аппараты (выключатели – все с масляной изоляцией, устаревшие конструкции разъединителей), которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);
- все РУ подстанции выполнены по устаревшим конструктивным решениям (открытые и закрытые типы РУ, которые в последнее время не рекомендуются), что также создаёт проблемы в области надёжности и эффективности использования оборудования, а также значительного увеличения расходов на ремонт.

В работе предлагается заменить все типы РУ и их оборудование на технически новые конструктивные решения, используя перспективные разработки в сфере электроэнергетики.

Выводы по разделу.

Приведена характеристика структурной схемы и оборудования понизительной подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

В результате проведённого анализа, установлены следующие факты:

- во всех РУ подстанции находятся морально и физически устаревшие аппараты (выключатели – все с масляной изоляцией, устаревшие конструкции разъединителей), которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);

– все РУ подстанции выполнены по устаревшим конструктивным решениям (открытые и закрытые типы РУ, которые в последнее время не рекомендуются), что также создаёт проблемы в области надёжности и эффективности использования оборудования, а также значительного увеличения расходов на ремонт.

В работе предлагается заменить все типы РУ и их оборудование на технически новые конструктивные решения, используя перспективные разработки в сфере электроэнергетики.

Таким образом, исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 220/110/35/6 кВ «Красноленинская», в работе предложено внедрить мероприятия по модернизации системы электроснабжения данного объекта исследования, которые требуется обосновать и доказать в работе далее.

При внедрении данных мероприятий, основная цель работы будет достигнута.

2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания

2.1 Расчёт электрических нагрузок на подстанции

Целью проведения расчета электрических нагрузок на трансформаторной подстанции является оценка и анализ ожидаемых значений электрических токов, напряжений и мощностей в электроэнергетической системе с целью обеспечения оптимального и безопасного функционирования данной подстанции.

Этот технический расчёт необходим для адекватного планирования и управления энергетическими ресурсами, оптимизации работы оборудования и снижения вероятности возникновения перегрузок или других негативных явлений, которые могут привести к сбоям в работе системы.

«Таким образом, целью расчета электрических нагрузок на трансформаторной подстанции является обеспечение стабильной и надежной работы» [8] энергетической системы при условии соблюдения технических параметров.

Известно, что данный расчет позволяет оценить текущие и будущие потребности в электроэнергии, оптимизировать нагрузку подстанции, а также прогнозировать возможные перегрузки, что важно для обеспечения надежности и эффективности работы энергосистемы.

Исходя из классов напряжений на подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская», а также её схемы, в работе необходимо рассчитать следующие виды нагрузок:

- отдельные нагрузки потребителей РУ-110 кВ, РУ-35 кВ, РУ-6 кВ и РУ СН-6 кВ;
- суммарную нагрузку всей подстанции на шинах 220 кВ.

«Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции» [8]:

$$P_{np} = K_3 \cdot P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где P_m – «максимальная активная нагрузка присоединений потребителей напряжением;

K_3 – коэффициент загрузки, о.е.» [6].

«Реактивная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [8]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где « $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности» [8].

«Полная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [8]:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (3)$$

«Расчётный ток нормального режима одиночных присоединений потребителей» [8]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (4)$$

где $U_{ном.}$ – «номинальное напряжение, кВ» [2].

На примере первого присоединения 110 кВ (Рогожниковская-1) подстанции 220/110/35/6 кВ, используя выражения (1) – (4):

$$P_{np} = 15,5 \cdot 1 = 15,5 \text{ МВт}.$$

$$Q_{np} = 15,5 \cdot 0,4 = 6,2 \text{ Мвар}.$$

$$S_{np} = \sqrt{15,5^2 + 6,2^2} = 16,7 \text{ МВА}.$$

$$I_{np} = \frac{16,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 87,7 \text{ A.}$$

«Расчётная активная нагрузка секций сборных шин подстанции» [8]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

где $\sum_{i=1}^n P_{np}$ – «суммарная активная нагрузка всех присоединений, кВт;

K_0 – коэффициент одновременности» [8].

«Расчётная реактивная нагрузка секций сборных шин подстанции» [8]:

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{np}$ – «суммарная реактивная нагрузка всех присоединений, квар»

[8].

«Расчётная полная нагрузка секций сборных шин подстанции» [8]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока нормального режима секций» [8]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (8)$$

Результаты расчёта электрических нагрузок представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта электрических нагрузок подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская»

Наименование присоединения	$P_{пр.}$, Мт	$Q_{пр.}$, Мвар	$S_{пр.}$, МВА	$I_{пр.}$, А
Нагрузка 110 кВ				
СШ1-110 кВ				
Рогожниковская-1	15,5	6,2	16,7	87,7
Скважина-1	15,0	6,0	16,2	85,0
Вандмтор-1	10,0	4,0	10,8	56,7
Каменная-1	10,5	4,2	11,3	59,3
Нулевая	15,0	6,0	16,2	85,0
Т1 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)	15,5	6,2	16,7	87,7
Всего по СШ 110 кВ	81,5	32,6	87,8	460,8
СШ2-110 кВ				
Рогожниковская-2	15,5	6,2	16,7	87,7
Скважина-2	15,0	6,0	16,2	85,0
Вандмтор-2	10,0	4,0	10,8	56,7
Каменная-2	10,5	4,2	11,3	59,3
Хора	15,0	6,0	16,2	85,0
Т2 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)	15,5	6,2	16,7	87,7
Всего по СШ2-110 кВ	81,5	32,6	87,8	460,8
Всего нагрузки 110 кВ	163,0	65,2	175,6	921,7
Нагрузка 35 кВ				
СШ1-35 кВ				
КНС-3-1	5,0	2,0	5,4	89,1
ДНС-13-1	5,5	2,2	5,9	97,3
Всего по СШ1-35 кВ	10,5	4,2	11,3	186,4
СШ2-35 кВ				
КНС-3-2	5,0	2,0	5,4	89,1
ДНС-13-2	5,5	2,2	5,9	97,3
Всего по СШ2-35 кВ	10,5	4,2	11,3	186,4
Всего нагрузки 35 кВ	21,1	8,4	22,7	374,5
Нагрузка 6 кВ				
РУ-6 кВ				
РН-Няганьнефтегаз-1	2,5	1,0	2,7	259,8
РН-Няганьнефтегаз-2	2,5	1,0	2,7	259,8
Всего по РУ-6 кВ	5,0	2,0	5,4	519,6
РУ СН (6 кВ)				
ТСН-1	2,5	1,0	2,7	259,8
ТСН-2	2,5	1,0	2,7	259,8
Всего по РУ СН (6 кВ)	5,0	2,0	5,4	519,6
Всего нагрузки 6 кВ	10,0	4,0	10,8	1039,2
Всего нагрузки ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» (шины 220 кВ)	194,1	77,6	209,0	548,5

В таблице 3 нагрузки силовых трансформаторов Т1 и Т2 ТП-110/35/6 кВ определены как сумма соответствующих нагрузок 35 кВ и 6 кВ (по секциям сборных шин, от которых получают питание трансформаторы).

Таким образом, в работе рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-220/110/35/6 кВ «Красноленинская», а также значения тока нормального режима всех присоединений и распределительных устройств подстанции.

2.2 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции

Далее проводится расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в системе электроснабжения ПС-220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

Значения рассчитанных токов КЗ будут использованы при выборе аппаратов для установки на ПС-220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

В работе проводится расчёт значения трёхфазного тока КЗ на шинах подстанции следующих классов напряжения:

- 220 кВ;
- 110 кВ;
- 35 кВ;
- 6 кВ.

Также в схеме учитывается питание всех указанных РП по единственной линии (послеаварийный режим). При таком подходе будет рассчитано максимальное значение тока КЗ.

В исходной схеме замещения необходимо учитывать питающие линии и все трансформаторы (автотрансформаторы).

Питание ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» осуществляется от РУ-220 кВ с помощью воздушных линий электропередач от следующих источников [9]:

- ввод 1 СШ1 220 кВ: ВЛ-220 кВ «Ильково – Красноленинская-1», длина – 26 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400;
- ввод 1 СШ1 220 кВ: ВЛ-220 кВ «Ильково – Красноленинская-1», длина – 26 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400.

Установлено, что на питающей ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» находятся:

- автотрансформаторы АДЦТН-125000/220/110-У1 (АТ связи систем 220 кВ и 110 кВ) – понижают напряжение 220 кВ до напряжений 110 кВ и 6 кВ, 2 единицы, номинальная мощность одного – 125 МВА;
- силовые трансформаторы ТДТН-25000/220 – понижают напряжение 110 кВ до напряжений 35 кВ и 6 кВ, 2 единицы, номинальная мощность одного – 25 МВА.

С учётом этого, составляется исходная схема для расчёта токов КЗ (рисунок 3).

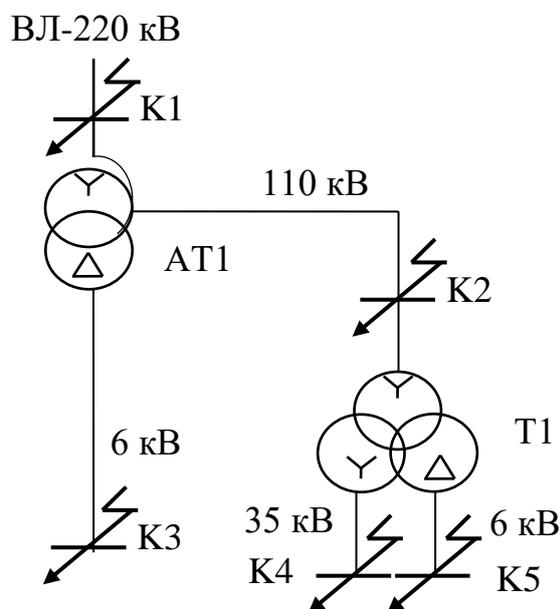


Рисунок 3 – Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ на шинах ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская»

Таким образом, в работе проводится расчёт значений трёхфазного тока КЗ на шинах подстанции в следующих расчётных точках для таких классов напряжения:

- точка К1 – шины 220 кВ;
- точка К2 – шины 110 кВ;
- точка К3 – шины 6 кВ (РУ СН);
- точка К4 – шины 35 кВ;
- точка К5 – шины 6 кВ (РУ 6 кВ).

Составляется схема замещения электрической сети, на которой показаны расчётные параметры элементов сети (рисунок 4).

При этом автотрансформатор АТ1 представлен в схеме замещения как трёхобмоточный трансформатор, а при расчёте в сети выше 1 кВ для упрощения схемы применяются только индуктивные сопротивления.

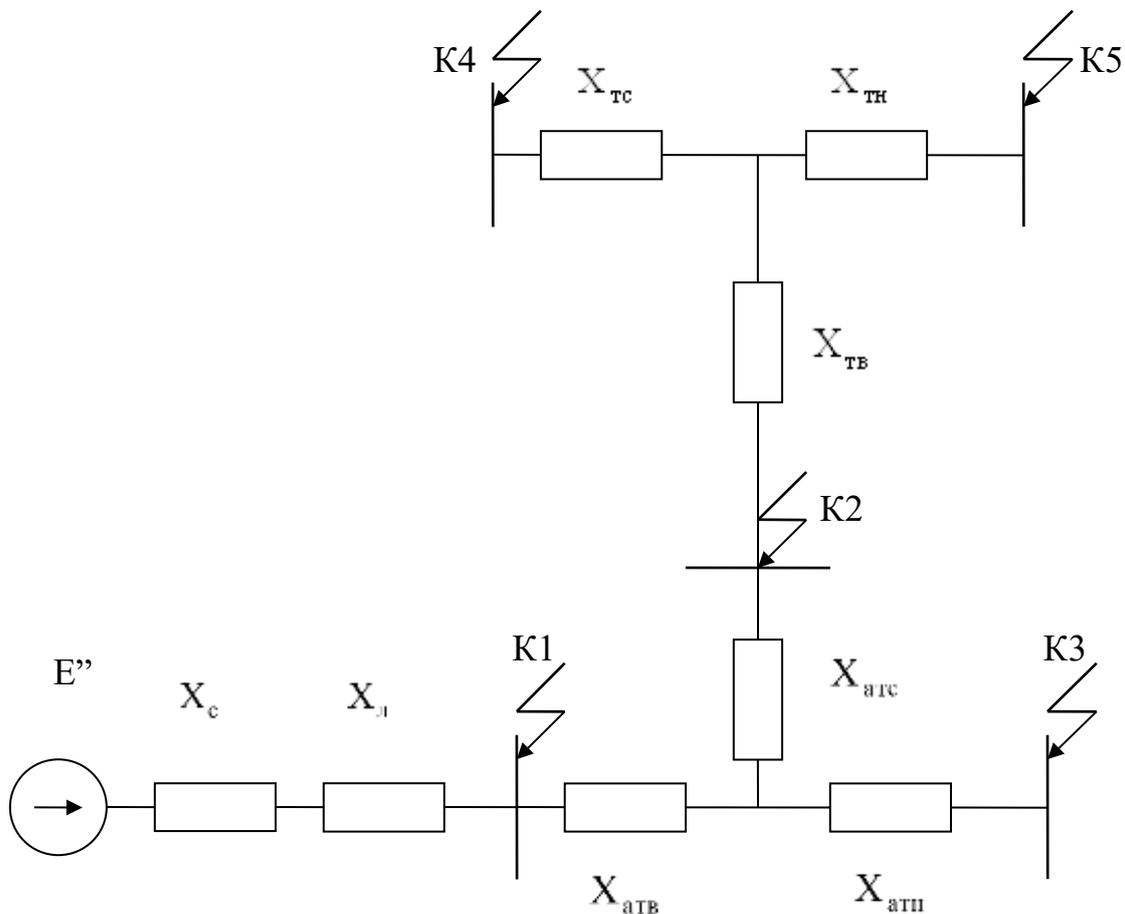


Рисунок 4 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ

«Принимаются базисные условия.

Базисная мощность принимается равной» [13] питающему АТ связи 220/110 кВ: $S_{\bar{0}} = 125 \text{ МВА} = 125000 \text{ кВА}$.

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимаются в качестве напряжения на выводах трансформаторов в максимальном режиме устройства РПН:

- $U_{n.1} = 230 \text{ кВ}$;
- $U_{n.2} = 115 \text{ кВ}$;
- $U_{n.3} = 38,5 \text{ кВ}$;
- $U_{n.4} = 6,3 \text{ кВ}$.

Далее проводится расчёт параметров схемы замещения.

Сопротивление системы (на напряжение 220 кВ) [13]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}^{(3)}}. \quad (9)$$

С учётом токов КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции 220/110 кВ «Левобережная» в максимальном режиме (в точке К):

$$X_c = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 88,5 \text{ Ом}.$$

Находятся сопротивления питающей ЛЭП-220 кВ суммарной длиной $L=26 \text{ км}$, выполненной проводом АС-400 с удельными индуктивными параметрами $x_{y\delta} = 0,385 \text{ Ом/км}$ [13]:

$$X_l = x_{y\delta} \cdot L, \quad (10)$$

где « $x_{y\delta}$ » - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;

L - суммарная длина ВЛ, км» [13].

Значит:

$$X_{л} = 0,385 \cdot 26 \approx 10 \text{ Ом.}$$

Определяются параметры схемы замещения автотрансформатора и силового трёхобмоточного трансформатора, установленных на ТП-220/110/35/6 кВ.

«Сопротивления лучей схемы замещения автотрансформатора или трёхобмоточного трансформатора, при расчёте в именованных единицах» [13]:

$$x_{атв} = 0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%), \text{ Ом.} \quad (11)$$

$$x_{атс} = 0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%), \text{ Ом.} \quad (12)$$

$$x_{атн} = 0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%), \text{ Ом.} \quad (13)$$

«Проводятся соответствующие расчёты, в результате которых определяются относительные сопротивления лучей схемы замещения автотрансформатора, приведенные к базисным условиям» [13]:

$$x_{атв} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,8 \text{ Ом.}$$

$$x_{атс} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,0025 \approx 0 \text{ Ом.}$$

$$x_{атн} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,8 \text{ Ом.}$$

«Для трёхобмоточного силового трансформатора проводятся расчёты относительных сопротивлений лучей схемы замещения, при приведении полученных результатов к базисным условиям» [13]:

$$x_{mv} = 0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5 \text{ Ом.}$$

$$x_{mc} = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0 \text{ Ом.}$$

$$x_{mn} = 0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 \text{ Ом.}$$

Ток трёхфазного короткого замыкания в расчётных точках определяется по известному условию:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot X_\Sigma}, \text{ А.} \quad (14)$$

Суммарное сопротивление до расчётной точки К1:

$$X_{\Sigma k1} = X_c + X_l, \text{ Ом.} \quad (15)$$

В числовых значениях:

$$X_{\Sigma k1} = 88,5 + 10 = 98,5 \text{ Ом.}$$

Ток трёхфазного КЗ точке К1:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 98,5} = 1,35 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_{к}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (16)$$

где $\kappa_{уд}$ – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

Ударный коэффициент определяется так:

$$\kappa_{уд} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}}. \quad (17)$$

Для расчётной точки К1:

$$\kappa_{уд.к1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{98,5/7,47}} = 1,76.$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 1,76 \cdot 1,35 = 3,36 \text{ кА}.$$

Аналогично определены токи КЗ и ударные токи в остальных расчётных точках К2-К5. Результаты данного расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Токи короткого замыкания в основных расчётных точках КЗ

Параметр, единица измерения	Точка КЗ				
	К1 (220 кВ)	К2 (110 кВ)	К3 (6 кВ) – РУ СН	К4 (35 кВ)	К5 (6 кВ) – РУ 6 кВ
$I_{к}^{(3)}$, кА	1,35	2,17	7,28	1,42	4,82
$i_{уд}$, кА	3,36	4,84	14,37	3,04	9,51

Выводы по разделу.

Рассчитана нагрузка ПС-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» (активная, реактивная и полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима присоединений.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская» в максимальном режиме работы. Результаты используются в работе далее.

3 Проверка силовых трансформаторов на подстанции

Ранее в работе, при проведении анализа исходной схемы нормального режима объекта исследования было установлено, что на ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» находятся [17]:

- два автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110-У1 (АТ связи систем 220 кВ и 110 кВ) – понижают напряжение 220 кВ до напряжений 110 кВ и 6 кВ, номинальная мощность одного – 125 МВА;
- два силовых трёхобмоточных трансформатора ТДТН-25000/220 – понижают напряжение 110 кВ до напряжений 35 кВ и 6 кВ, номинальная мощность одного – 25 МВА.

Необходимо проверить их на соответствие нагрузочной способности.

При этом, так как на подстанции установлены два автотрансформатора 220/110/6 кВ и два силовых трансформатора 110/35/6 кВ, также необходимо учесть возможность допустимой их перегрузки в случае выхода другого трансформатора (автотрансформатора) из строя в результате аварии.

Данные соотношения проверяются в работе далее.

Расчётная мощность силового трансформатора (автотрансформатора) для применения на ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» [14]:

$$S_{ном.т.р} \geq \frac{S_{м.ПС}}{N \cdot K_3}, \quad (18)$$

где $S_{м.ПС}$ – максимальное значение полной нагрузки трансформатора (автотрансформатора);

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформатора (автотрансформатора).

При выборе и проверке трансформаторов (автотрансформаторов) используются результаты расчёта электрических полных нагрузок, которые получены в работе ранее.

Проводится проверка правильности выбора силовых трансформаторов ТДТН-25000/220 на ПС-220/110/35/6 кВ «Красноленинская»:

$$25000 \text{ кВА} \geq \frac{16700 \cdot 2}{2 \cdot 0,7} = 23857,1 \text{ кВА}.$$

Проверка трансформатора (автотрансформатора) на перегрузочную способность [14]:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot S_{м.ПС}}{S_{ном.Т}} \leq 0,7. \quad (19)$$

$$K_{3.n} = \frac{S_{м.ПС}}{S_{ном.Т}} \leq 1,4. \quad (20)$$

Проверки силовых трансформаторов ТДТН-25000/220 на ПС-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» в нормальном и послеаварийном режимах выполняется:

$$K_{3.n} = \frac{0,5 \cdot 16700 \cdot 2}{25000} = 0,67 \leq 0,7.$$

$$K_{3.n} = \frac{16700 \cdot 2}{25000} = 1,34 \leq 1,4.$$

Согласно нормативному источнику, «при температуре окружающей среды 30 °С для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д максимальный коэффициент загрузки» [1] в аварийном режиме работы составляет 1,3 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток.

Таким образом, для применения выбранных трансформаторов на подстанции в послеаварийном режиме необходимо отключить нагрузку третьей категории.

Аналогично проверены на допустимую перегрузку два автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110-У1. Установлено, что для них все условия также выполняются (с учётом собственных коэффициентов загрузки и одновременности).

Выводы по разделу.

Расчётным путём установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110, а также автотрансформаторы АДЦТН-125000/220/110-У1, находящиеся на ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская», отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

Таким образом, они могут быть применены на ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» в результате проведения её модернизации.

4 Выбор и проверка проводников на подстанции

В работе проводится проверка сечений проводов воздушных линий напряжением 220 кВ (питающей ВЛ), а также напряжением 110 кВ, 35 и 6 кВ, которые отходят к потребителям. Выбор проводников на «подстанции осуществляется по известному условию экономической плотности тока» [15]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (21)$$

где « j_3 – экономическая плотность тока, А/мм²» [12].

Для голых сталеалюминиевых проводников принимается значение $j_3=1,1$ А/мм² [12].

«Значение максимального тока» [13]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot I_p, \quad (22)$$

«где S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА» [15].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [15]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (23)$$

где « $I_{\text{доп}}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А» [15].

«Проверка провода в послеаварийном режиме работы» [15]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\max}, \quad (24)$$

где « $I_{p.\max}$ – максимальный ток послеаварийного режима, А» [15].

«Кроме того, провод должен быть проверен по механической прочности, а также условиям коронирующего разряда (только для ВЛ-220 и 110 кВ)» [15]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, мм^2. \quad (25)$$

Проводится проверка сечения провода ВЛ-220 кВ «Ильково – Красноленинская-1». Установлено, что длина данной линии составляет 26 км, провод, используемый на данной линии – марки АС-400.

Расчётный ток максимального режима на стороне 220 кВ подстанции с учётом резервирования:

$$I_{р.маx} = 1,4 \cdot 548,5 = 767,9 А.$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-220 кВ» [15]:

$$F_9 = \frac{548,95}{1,1} = 499 мм^2.$$

«Проверка по нормальному и максимальному режиму выполняется» [4]:

$$830 А \geq 548,5 А.$$

$$830 А \geq 767,9 А.$$

Условия механической прочности для ВЛ-220 кВ также соблюдены:

$$400 мм^2 \geq 120 мм^2.$$

Результаты выбора проводников ВЛ, приведены в работе в форме таблицы 5.

Таблица 5 – Результаты выбора проводников линий 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подстанции

Наименование присоединения	I_p , А	$I_{p.max}$, А	Марка провода	$I_{дон.}$, А
Питающая ВЛ-220 кВ				
ВЛ-220 кВ – АТ1	548,5	767,9	АС-400	830
ВЛ-220 кВ – АТ2	548,5	767,9	АС-400	830
Линии 110 кВ				
СШ1-110 кВ				
Рогожниковская-1	87,7	122,8	АС-300	710
Скважина-1	85,0	119,0	АС-300	710
Вандмтор-1	56,7	79,4	АС-300	710
Каменная-1	59,3	83,0	АС-300	710
Нулевая	85,0	119,0	АС-300	710
Т1 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)	87,7	122,8	АС-300	710
СШ2-110 кВ				
Рогожниковская-2	87,7	122,8	АС-300	710
Скважина-2	85,0	119,0	АС-300	710
Вандмтор-2	56,7	79,4	АС-300	710
Каменная-2	59,3	83,0	АС-300	710
Хора	85,0	119,0	АС-300	710
Т2 ТП-110/35/6 кВ (шины 110 кВ)	87,7	122,8	АС-300	710
Линии 35 кВ				
СШ1-35 кВ				
КНС-3-1	89,1	124,7	АС-120	390
ДНС-13-1	97,3	136,2	АС-120	390
СШ2-35 кВ				
КНС-3-2	89,1	124,7	АС-120	390
ДНС-13-2	97,3	136,2	АС-120	390
Нагрузка 6 кВ				
РУ-6 кВ				
РН-Няганьнефтегаз-1	259,8	363,7	АС-240	610
РН-Няганьнефтегаз-2	259,8	363,7	АС-240	610
РУ СН (6 кВ)				
ТСН-1	259,8	363,7	АС-240	610
ТСН-2	259,8	363,7	АС-240	610

Питание РУ-6 кВ и РУ СН (6 кВ) осуществляется токопроводом ТЗК-10-1600-81 УХЛ1.

Выводы по разделу.

Для питающих линий 220 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-400, для распределительных линий 110 кВ выбраны сечения провода марки АС-300, для распределительных линий 35 кВ – провода марки АС-120, для отходящих линий 6 кВ – провода марки АС-240.

5 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции

5.1 Выбор новых типов, марок и ячеек распределительных устройств на подстанции

Ранее в работе, исходя из результатов проведённого анализа, были установлены следующие факты:

- во всех РУ подстанции находятся морально и физически устаревшие аппараты (выключатели – все с масляной изоляцией, устаревшие конструкции разъединителей), которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);
- все РУ подстанции выполнены по устаревшим конструктивным решениям (открытые и закрытые типы РУ, которые в последнее время не рекомендуются), что также создаёт проблемы в области надёжности и эффективности использования оборудования, а также значительного увеличения расходов на ремонт.

В работе предлагается заменить все типы РУ и их оборудование на технически новые конструктивные решения, используя перспективные разработки в сфере электроэнергетики.

Таким образом, исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 220/110/35/6 кВ «Красноленинская», в работе предложено внедрить мероприятия по модернизации системы электроснабжения данного объекта исследования, которые требуется обосновать и доказать в работе далее.

Решение данных вопросов проводится в разделе.

На первом этапе необходимо выбрать новые типы распределительных устройств на подстанции.

Данный вопрос предложено решить после проведения аналитического обзора современных научно-технических решений современного оборудования. Результаты приведены в форме сравнительной таблицы (таблица 6).

Таблица 6 – Результаты выбора новых типов распределительных устройств на подстанции

Наименование РУ	Тип РУ (существующий)	Тип РУ (после модернизации)	Особенности нового типа РУ
РУ-220 кВ	Открытый	КРУЭ	Элегазовая изоляция
РУ-110 кВ	Открытый	КРУЭ	Элегазовая изоляция
РУ-35 кВ	Открытый	Модульное КРУ	Вакуумная изоляция
РУ-6 кВ	Закрытый	Закрытое КРУ	Вакуумная изоляция
РУ-6 кВ (СН)	Закрытый	Закрытое КРУ	Вакуумная изоляция

Таким образом, в работе предложено применить новейшие типы РУ с элегазовой изоляцией (220 кВ и 110 кВ), а также с вакуумной изоляцией (35 кВ и 6 кВ).

Далее в работе проводится выбор новых типов ячеек РУ и непосредственный их выбор.

Известно, что преимущества аппаратов с элегазовой изоляцией вытекают из их уникальных характеристик и свойств. Кроме того, элегазовая изоляция обеспечивает высокую электрическую прочность и надежную изоляцию при минимальных габаритных размерах. Этот факт позволяет создавать компактные и легкие аппараты, что особенно важно для применения в ограниченных пространствах распределительных устройств подстанций.

Также элегазовая изоляция характеризуется низкими потерями энергии, что способствует повышению эффективности работы электрооборудования и снижению энергопотребления.

Такие аппараты также обладают высокой устойчивостью к агрессивным средам и неблагоприятным условиям эксплуатации, что обеспечивает их надежную работу даже в условиях повышенной влажности, загрязнения или химического воздействия.

Таким образом, применение аппаратов с элегазовой изоляцией обеспечивает существенные преимущества в плане компактности, эффективности, надежности и устойчивости, что делает их привлекательным выбором для различных электротехнических решений на подстанциях всех типов и классов напряжения [16].

Данные факторы обуславливают замену открытого типа РУ-220 кВ и РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на современные ячейки КРУЭ 220 кВ и КРУЭ 110 кВ с элегазовой изоляцией закрытого типа.

Для применения в РУ-220 кВ подстанции выбирается КРУЭ 220 кВ марки АBB ELK-14 [7].

Данный тип и марка КРУЭ является одним из наиболее надёжных и перспективных на рынке Российской Федерации [7].

Внешний вид выбранного КРУЭ представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид КРУЭ 220 кВ марки АBB ELK-14

Также конструкция и разрез ячейки КРУЭ 220 кВ марки АBB ELK-14 представлен в графической части работы.

На стороне 110 кВ рассматриваемой модернизируемой подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская» устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ, производства компании ОАО «Электрощит» с номинальным напряжением 110 кВ [18].

Внешний вид выбранного КРУЭ представлен на рисунке 6 [18].

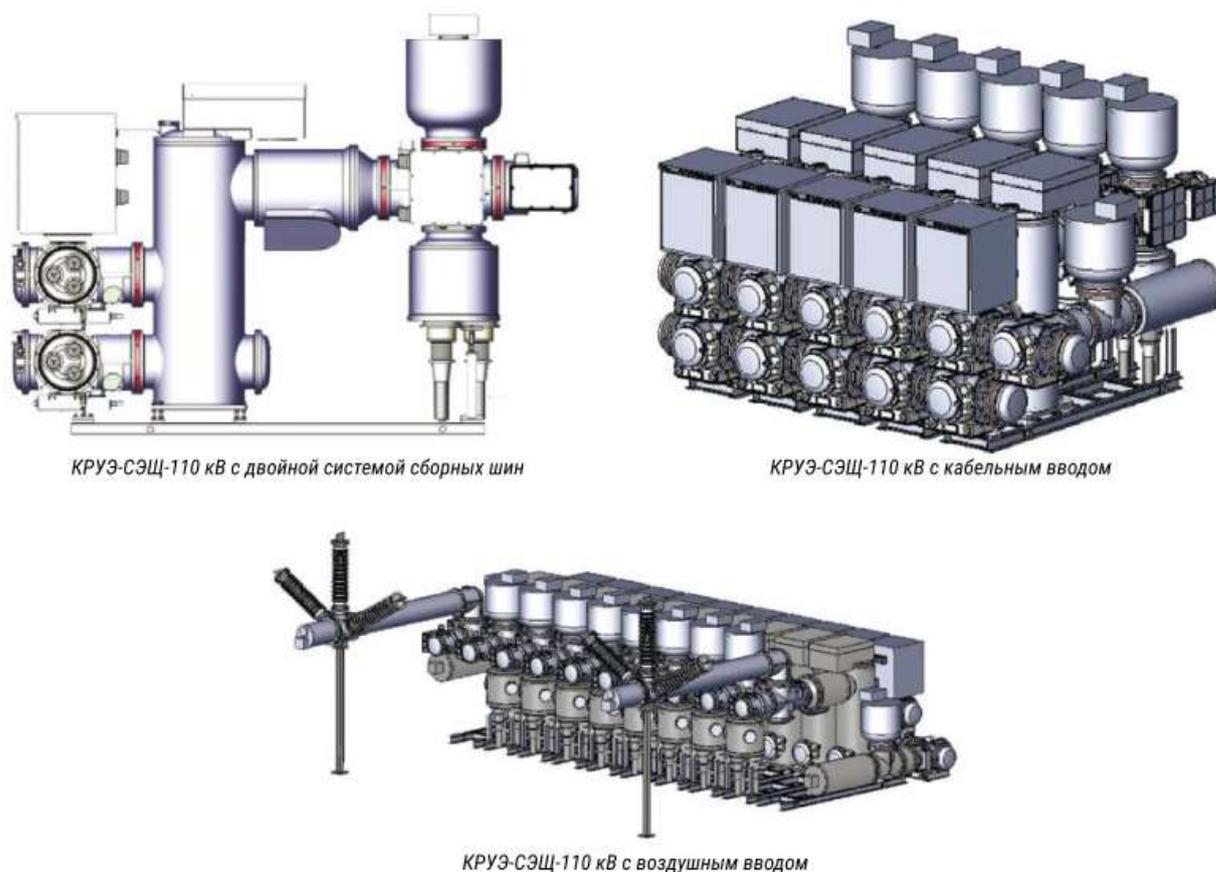


Рисунок 6 – Внешний вид и модификация ячеек КРУЭ–СЭЩ–110 кВ

Таким образом, применение перспективного типа КРУЭ с элегазовой изоляцией в РУ подстанции напряжением 220 кВ и 110 кВ, полностью обосновано.

Для применения в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции выбираются ячейки типа КРУ.

Ячейки КРУ представляют собой модульные элементы, которые используются для разделения и защиты электрооборудования в системах распределения напряжением 6-35 кВ.

Ячейки КРУ должны обеспечивать надежную защиту от короткого замыкания и перегрузок.

В работе необходимо выбрать ячейки, которые поддерживают требуемый уровень защиты и имеют соответствующие выключатели и предохранители.

На стороне 35 кВ выбирается модульное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-35, производства компании ОАО «Электрощит» с номинальным напряжением 35 кВ [5].

Внешний вид выбранных ячеек для использования в РУ-35 кВ подстанции представлен на рисунке 7 [5].



Рисунок 7 – Внешний вид ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-35

На стороне 6 кВ выбирается комплектное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-10 кВ, производства компании ОАО «Электрощит» с номинальным напряжением 6(10) кВ [6]. Внешний вид выбранных ячеек для использования в РУ-6 кВ подстанции представлен на рисунке 8 [6].



Рисунок 8 – Внешний вид ячеек марки КРУ-СЭЩ-70-10

Таким образом, в работе проведена модернизация типов распределительных устройств, в результате чего выбраны и обоснованы для применения на объекте следующие современные типы и марки ячеек новейших РУ:

- для применения в РУ-220 кВ подстанции выбрано КРУЭ 220 кВ марки АВВ ELK-14;
- на стороне 110 кВ подстанции устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ;
- на стороне 35 кВ выбрано модульное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-35;
- на стороне 6 кВ выбрано комплектное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-10 кВ.

Далее выбранные ячейки компонуются электрическими аппаратами.

5.2 Выбор и проверка электрических аппаратов

Далее проводится выбор электрических аппаратов для установки в выбранных ячейках КРУЭ 220 кВ и 110 кВ, а также в ячейках КРУ-35 кВ и 6 кВ, выбранных в работе ранее.

Выбор всех аппаратов приведён в табличной форме (с учётом расчётных формул). При этом использованы важнейшие технические параметры выключателей, а также, далее – другого оборудования [5], [6], [7], [10], [17].

Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ (на примере вводных присоединений) представлены в таблице 7.

В виду того, что нагрузки, параметры и условия работы для РУ СН (6 кВ) и РУ-6 кВ – практически одинаковые, для них проводится выбор одинаковых аппаратов.

Таблица 7 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ подстанции

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели КРУЭ 220 кВ: ELK-SP3/ELK-HMB8 - 245 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 245 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 767,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,35 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 120 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,36 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 = 5,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели КРУЭ 110 кВ: ВГТ-СЭЦ-110-31,5/2000 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1277,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,17 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,84 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,17^2 \cdot 3 = 14,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Продолжение таблицы 7

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 35 кВ: ВВУ-СЭЩ-Э-35-20/1000 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 524,3 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,42 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,42^2 \cdot 3 = 6,05 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 6 кВ: ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20-1000 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 363,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 7,28 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 14,37 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 14,37^2 \cdot 3 = 619,5 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора новых разъединителей высокого напряжения 220 кВ и 110 кВ (на примере вводных присоединений) представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора разъединителей высокого напряжения 220 кВ и 110 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в КРУЭ

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, разъединители КРУЭ 220 кВ: ELK-ТКЗ/ELK-ВАС-245	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 245 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 767,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,36 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 = 5,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, разъединители КРУЭ 110 кВ: РН-СЭЩ-110/1250	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1277,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,84 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,17^2 \cdot 3 = 14,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

В ячейках КРУ напряжением 35 кВ и 6 кВ роль разъединителей выполняют втычные контакты.

Для питания устройств вторичных цепей (измерения, учёт и контроль электроэнергии, релейная защита и автоматика и прочие) используются измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Их основной выбор осуществляется по потребляемой мощности в требуемом классе точности. Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 220 кВ и 110 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и 6 кВ, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 220 кВ и 110 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и 6 кВ подстанции

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ELK-PI3-245	2	1,0	$\frac{245}{220}$	$\frac{2000,0}{\leq 2000,0}$
ЗНОГ-110/УХЛ1	2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
НАЛИ-СЭЩ-35-IV-1	2	1,0	$\frac{35}{35}$	$\frac{1000,0}{\leq 1000,0}$
НАЛИ-СЭЩ-10-1	2	1,0	$\frac{10}{6}$	$\frac{600,0}{\leq 600,0}$

Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 220 кВ и 110 кВ, а также в ячейках КРУ 6 кВ, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора трансформаторов тока для установки в КРУЭ 220 кВ и 110 кВ, а также в ячейках КРУ 35 кВ и 6 кВ подстанции

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ELK-CN3-245	2	1,0	$\frac{245}{220}$	$\frac{500,0}{\leq 500,0}$
ТФЗМ-110 У1	2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
ТОЛ-СЭЩ-10	2	1,0	$\frac{10}{6}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

В КРУ 35 кВ трансформаторы тока встроены в выключатели, поэтому их отдельный выбор не проводится.

В результате проведённого анализа литературы, для защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений на сторонах 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, предлагается применить современные ограничители перенапряжений.

Установлено, что ограничители перенапряжений играют важную роль в поддержании эффективной и безопасной работы систем электроснабжения предприятий, минимизируя воздействие чрезмерных напряжений на электрооборудование. Они устанавливаются на вводах воздушных линий электропередачи, а также в ячейках 35 кВ и 6 кВ совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями (с целью гашения перенапряжения, возникшего в результате появления «вакуумной дуги»).

Таким образом, выбор современных ограничителей перенапряжений для защиты оборудования подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская», обоснован (таблица 11).

Таблица 11 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ подстанции

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2 КРУЭ 220 кВ: нелинейные ОПН-П- 220/156/10/800	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 245 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 767,9 \text{ А.}$	$I_{ном} = 800 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,36 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 51 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 =$ $= 5,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 156^2 \cdot 3 =$ $= 73008 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2 КРУЭ 110 кВ: нелинейные ОПН-110/40,5/10/ 450	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1277,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,84 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,17^2 \cdot 3 =$ $= 14,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40,5^2 \cdot 3 =$ $= 4920,8 \text{ кА}^2\text{с.}$

Продолжение таблицы 11

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2 КРУ 35 кВ: ОПНп-35/40,5/10/600	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 524,3 \text{ А.}$	$I_{ном} = 600 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,04 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,42^2 \cdot 3 = 6,05 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2 КРУ 6 кВ: ОПНп-6/7.2/10/400	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 363,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 400 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 14,37 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 14,37^2 \cdot 3 = 619,5 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Всё выбранное оборудование напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подходит для установки на модернизируемой подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

Выводы по разделу.

В работе проведена модернизация типов распределительных устройств, в результате чего выбраны и обоснованы для применения на объекте следующие современные типы и марки ячеек новейших РУ:

- для применения в РУ-220 кВ подстанции выбрано КРУЭ 220 кВ марки АВВ ELK-14;
- на стороне 110 кВ подстанции устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ;
- на стороне 35 кВ выбрано модульное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-35;
- на стороне 6 кВ выбрано комплектное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-10 кВ.

Выбраны и проверены следующее основное оборудование для комплектования данных ячеек РУ:

- выключатели КРУЭ 220 кВ: ELK-SP3/ELK-HMB8 -245 (элегазовые);

- выключатели КРУЭ 110 кВ: ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые);
- выключатели КРУ 35 кВ: ВВУ-СЭЩ-Э-35-20/1000 (вакуумные);
- выключатели КРУ 6 кВ: ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20-1000 (вакуумные);
- разъединители КРУЭ 220 кВ: ELK-ТКЗ/ELK-ВАС-245;
- разъединители КРУЭ 110 кВ: РН-СЭЩ-110/1250;
- трансформаторы напряжения следующих типов и марок: ELK-PI3-245 (КРУЭ-220 кВ), ЗНОГ-110 (КРУЭ-110 кВ), НАЛИ-СЭЩ-35-IV-1 (КРУ-35 кВ), НАЛИ-СЭЩ-10-1 (КРУ-6 кВ);
- трансформаторы тока следующих типов и марок: ELK-CN3-245 (КРУЭ-220 кВ), ТФЗМ-110 (КРУЭ-110 кВ), ТОЛ-СЭЩ-10-1 (КРУ-6 кВ);
- нелинейные ограничители перенапряжения следующих типов и марок:
- ОПН-П-220/156/10/800 (КРУЭ-220 кВ), ОПН-110/40,5/10/ 450 (КРУЭ-110 кВ), ОПНп-35/40,5/10/600 (КРУ-35 кВ), ОПН-п 6/7.2/10/400 (КРУ-6 кВ).

Всё выбранное оборудование напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подходит для установки на модернизируемой подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

Оно показано в графической части работы.

6 Расчёт молниезащиты и заземления подстанции

6.1 Расчёт молниезащиты подстанции

«Для защиты подстанции 220/110/35/6 кВ от высоковольтных перенапряжений, возникающих в результате молниевых разрядов, применяются молниеприемники и ограничители перенапряжений.

Молниеприемники устанавливаются на высоких точках сооружений, таких как мачты, вышки, крыши зданий, и т.д. Они служат для приведения молнии на заземляющий устройство, предотвращая возможное повреждение электрооборудования.

Ограничители перенапряжений устанавливаются на вводных кабелях и линиях электропередачи для защиты от перенапряжений, которые могут возникнуть в результате молниевых разрядов или других возмущений в электрической сети. Они представляют собой параллельно соединенные промышленные варисторы, которые при превышении допустимого напряжения включаются и снижают уровень напряжения до безопасного уровня для электрооборудования.

При выборе молниезащиты необходимо учитывать характеристики электрооборудования, а также местные климатические условия и сейсмическую активность. По территории подстанции, согласно плану, максимальная высота защищаемого объекта составляет $h_X=12,5$ м (высота портала ПС–220).

К установке принимаются молниеотводы типа СМ–25, высота которого составляет $h = 25$ м.

Активная высота молниеотвода определяется по формуле» [19]:

$$h_a = h - h_X, \quad (26)$$

где « h – высота молниеотвода, $h = 25$ м;

h_X – максимальная высота защищаемого объекта, $h_X = 12,5$ м» [19].

$$h_a = 25 - 12,5 = 12,5 \text{ м.}$$

«Диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы определяется из плана подстанции и составляет $D_I = 69,3$ м, расстояние между электродами 1 и 2 составляет $a_I = 50$ м, расстояние между электродами 3 и 4 составляет $a_I = 48$ м (графический лист 6).

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода» [19]:

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

где « h – высота молниеотвода, $h = 35$ м;

h_a – активная часть молниеотвода, куда приходит попадание лидера;

p – вероятность попадания молнии в защищаемую зону при $h \leq 30$ м,

величина $p = 1$ » [19].

$$r_x = 12,5 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{12,5}{25}} \cdot 1 = 13,3 \text{ м.}$$

«Ширина защитной зоны для стороны между молниеотводами 1–2 и 3–4 $a_I = 50$ м, тогда» [19]:

$$a_I / h_a = 50 / 12,5 = 4,0,$$

$$h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,63,$$

«Ширина защитной зоны» [19]:

$$b_x / 2 = 0,63 \cdot h_a, \quad (28)$$

$$b_x / 2 = 0,63 \cdot 12,5 = 7,9 \text{ м,}$$

«Для стороны между молниеотводами 1–3 и 2–4 $a = 48$ м, тогда» [19]:

$$a_2 / h_a = 48 / 12,5 = 3,84,$$

$$h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5.$$

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,65,$$

«Ширина защитной зоны» [19]:

$$b_x / 2 = 0,65 \cdot h_a, \quad (29)$$

$$b_x / 2 = 0,65 \cdot 12,5 = 8,1 \text{ м.}$$

«Для диагонали между молниеотводами 1–4 и 2–3, $D_1 = 69,3$ м, тогда» [19]:

$$a_2 / h_a = 69,3 / 12,5 = 5,5,$$

$$h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5.$$

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,68,$$

«Ширина защитной зоны» [19]:

$$b_x / 2 = 0,68 \cdot h_a, \quad (30)$$

$$b_x / 2 = 0,68 \cdot 12,5 = 8,5 \text{ м.}$$

«Объект высотой h_x , находящийся внутри прямоугольника, образуемого молниеотводами, будет защищен в том случае, если диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы на высоте h_x не будет больше» [19]:

$$D_1 < 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \quad (31)$$

$$D_1 = 69,3 \text{ м} \leq 8 \cdot (25 - 12,5) \cdot 1 = 100 \text{ м.}$$

«Наименьшая высота зоны защиты h_0 для молниеотводов до 30 метров» [19]:

$$h_0 = h - \frac{D_1}{7}, \quad (32)$$
$$h_0 = 25 - \frac{69,3}{7} = 15,1 \text{ м.}$$

«Полученный результат больше максимальной высоты защищаемого объекта – высоты портала ПС–220 и здания КРУЭ 220 кВ. Таким образом, разработанная молниезащита будет защищать подстанцию от поражения электрическим током» [19].

6.2 Расчёт заземления подстанции

«Заземление подстанции 220/110/35/6 кВ играет важную роль в обеспечении безопасности персонала, оборудования и электросетей в целом.

Все металлические элементы подстанции, которые не являются частью электрических цепей, должны быть заземлены для предотвращения опасных перенапряжений. Заземление осуществляется через заземляющий контур, который состоит из заземляющего провода, заземлителя и заземляющих электродов. Заземляющий провод подключен к заземлителю, который представляет собой металлическую пластину, установленную в землю на глубину, достаточную для обеспечения надежной заземляющей связи с землей. Количество заземляющих электродов зависит от мощности подстанции и может рассчитываться инженером-электриком в соответствии с требованиями нормативных документов» [11], [12].

«Допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$, время прикосновения принимается $t = 0,2 \text{ с}$ » [12].

«Усредненный ток короткого замыкания на стороне питания равен» [12]:

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{п(к)}, \quad (33)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 8,4 = 10,5 \text{ кА.}$$

«Глубину заложения вертикальных и горизонтальных электродов принимаем $t = 0,7$ м. Длина вертикальных заземлений $l_B = 5$ м» [12].

«Расстояние между горизонтальными электродами принимается равным 5 м. В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным: верхний слой толщиной h_1 с удельным сопротивлением $\rho_1 = 80$ Ом, нижний с удельным сопротивлением $\rho_2 = 400$ Ом» [12].

Толщину верхнего слоя грунта для ХМАО принимается равной $h_1 = 2,65$ м.

Площадь подстанции» [12]:

$$S = 56 \cdot 54 = 3024 \text{ м}^2.$$

«Длина горизонтального электрода» [12]:

$$L_{\Gamma} = \left(\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1 \right) \cdot 2, \quad (34)$$

$$L_{\Gamma} = \left(\sqrt{3024} \cdot \frac{\sqrt{3024}}{5} + 1 \right) \cdot 2 = 1212 \text{ м.}$$

«Коэффициент напряжения прикосновения (КНП)» [12]:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (35)$$

где « M – коэффициент;

b – коэффициент сопротивления тела человека» [12].

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{C}}}. \quad (36)$$

«В качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения, применяется подсыпка гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом · м в рабочих местах, поэтому $R_{\text{C}} = 3000$ Ом» [12]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,182,$$

$$K_{\text{H}} = \frac{0,73 \cdot 0,182}{\left(\frac{5 \cdot 1212}{5 \cdot \sqrt{3024}} \right)^{0,45}} = 0,033.$$

«Напряжение на заземляющем устройстве» [12]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\text{H}}}, \quad (37)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,033} = 12121 \text{ В.}$$

«Допустимое сопротивление заземляющего устройства» [12]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{П(К1)}}}, \quad (38)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{12121}{8400} = 1,44 \text{ Ом.}$$

«Число вертикальных электродов» [12]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (39)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{3024} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 44 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов» [12]:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 44 \cdot 5 = 220 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения заземляющего устройства» [12]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3024}} = 0,104.$$

«Коэффициент А» [12]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (40)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,104) = 0,354.$$

«Относительная толщина верхнего слоя» [12]:

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

«Эквивалентное сопротивление грунта» [12]:

$$\rho_{\text{ЭК}} = \rho_{*\text{ЭК}} = \rho_2 = 1,02 \cdot 80 = 81,6 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [12]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк}}}{L_B + L_\Gamma}, \quad (41)$$

$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{81,6}{\sqrt{3024}} + \frac{81,6}{220 + 1212} = 0,582 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 1,44 \text{ Ом}.$$

«Напряжение прикосновения» [12]:

$$U_{\text{пр}} = K_H \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (42)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 8400 \cdot 0,582 = 161,33 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В}.$$

Выводы по разделу.

В работе рассчитан контур заземления и молниезащита подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

Установлено, что разработанный контур заземления и конструкция молниезащиты удовлетворяет требованиям всех нормативных документов, поэтому они могут быть применены на данной подстанции в результате проведения её модернизации.

Заключение

В результате выполнения работы, проведена модернизация понизительной трансформаторной подстанции ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» Октябрьского района ХМАО, с модернизацией устаревшего силового оборудования всех распределительных устройств подстанции.

Приведена характеристика структурной схемы и оборудования понизительной подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

В результате проведённого анализа, установлены следующие факты:

- во всех РУ подстанции находятся морально и физически устаревшие аппараты (выключатели – все с масляной изоляцией, устаревшие конструкции разъединителей), которые выработали свой ресурс и требуют замены на современные аналоги (с учётом научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики);
- все РУ подстанции выполнены по устаревшим конструктивным решениям (открытые и закрытые типы РУ, которые в последнее время не рекомендуются), что также создаёт проблемы в области надёжности и эффективности использования оборудования, а также значительного увеличения расходов на ремонт.

В работе предлагается заменить все типы РУ и их оборудование на технически новые конструктивные решения, используя перспективные разработки в сфере электроэнергетики.

Таким образом, исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 220/110/35/6 кВ «Красноленинская», в работе предложено внедрить мероприятия по модернизации системы электроснабжения данного объекта исследования, которые требуется обосновать и доказать в работе далее.

В работе рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» (активная, реактивная и полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима присоединений.

Проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская» в максимальном режиме работы.

Расчётным путём установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110, а также автотрансформаторы АДЦТН-125000/220/110-У1, находящиеся на ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская», отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

Таким образом, они могут быть применены на ТП-220/110/35/6 кВ «Красноленинская» в результате проведения её модернизации.

Для питающих линий 220 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-400, для распределительных линий 110 кВ выбраны сечения провода марки АС-300, для распределительных линий 35 кВ – провода марки АС-120, для отходящих линий 6 кВ – провода марки АС-240. Питание РУ-6 кВ и РУ СН (6 кВ) осуществляется токопроводом ТЗК-10-1600-81 УХЛ1.

В работе проведена модернизация типов распределительных устройств, в результате чего выбраны и обоснованы для применения на объекте следующие современные типы и марки ячеек новейших РУ:

- для применения в РУ-220 кВ подстанции выбрано КРУЭ 220 кВ марки АВВ ELK-14;
- на стороне 110 кВ подстанции устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ;
- на стороне 35 кВ выбрано модульное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-35;
- на стороне 6 кВ выбрано комплектное РУ закрытого типа с ячейками марки КРУ-СЭЩ-70-10 кВ.

Выбраны и проверены следующее основное оборудование для комплектования данных ячеек РУ:

- выключатели КРУЭ 220 кВ: ELK-SP3/ELK-HMB8 -245 (элегазовые);
- выключатели КРУЭ 110 кВ: ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые);
- выключатели КРУ 35 кВ: ВВУ-СЭЩ-Э-35-20/1000 (вакуумные);
- выключатели КРУ 6 кВ: ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20-1000 (вакуумные);
- разъединители КРУЭ 220 кВ: ELK-ТКЗ/ELK-ВАС-245;
- разъединители КРУЭ 110 кВ: РН-СЭЩ-110/1250;
- трансформаторы напряжения следующих типов и марок: ELK-PI3-245 (КРУЭ-220 кВ), ЗНОГ-110 (КРУЭ-110 кВ), НАЛИ-СЭЩ-35-IV-1 (КРУ-35 кВ), НАЛИ-СЭЩ-10-1 (КРУ-6 кВ);
- трансформаторы тока следующих типов и марок: ELK-CN3-245 (КРУЭ-220 кВ), ТФЗМ-110 (КРУЭ-110 кВ), ТОЛ-СЭЩ-10-1 (КРУ-6 кВ);
- нелинейные ограничители перенапряжения следующих типов и марок:
- ОПН-П-220/156/10/800 (КРУЭ-220 кВ), ОПН-110/40,5/10/ 450 (КРУЭ-110 кВ), ОПНп-35/40,5/10/600 (КРУ-35 кВ), ОПН-п 6/7.2/10/400 (КРУ-6 кВ).

Всё выбранное оборудование напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подходит для установки на модернизируемой подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская».

Рассчитан контур заземления и молниезащита подстанции 220/110/35/6 кВ «Красноленинская». Установлено, что разработанный контур заземления и конструкция молниезащиты удовлетворяет требованиям всех нормативных документов, поэтому они могут быть применены на данной подстанции в результате проведения её модернизации.

Таким образом, все принятые решения в работе подтверждены.

Список используемых источников

1. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 23.02.2024).

2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 23.02.2024).

3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 23.02.2024).

4. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 23.02.2024).

5. Каталог Электрощит Самара. КРУ-СЭЩ-70-35 кВ. [Электронный ресурс]: URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/Каталог_КРУ-СЭЩ-70_35кВ.pdf (дата обращения 23.02.2024 г.).

6. Каталог Электрощит Самара. КРУ-СЭЩ-70-6(10) кВ. [Электронный ресурс]: URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/05a/Katalog-KRU_SESHCH_70.pdf (дата обращения 23.02.2024 г.).

7. КРУЭ 220 кВ марки АBB ELK-14. [Электронный ресурс]: URL: https://library.e.abb.com/public/704da0dcf38c41cc9d6a2e17d2099445/ELK-14_300_1HC0008262AJ_Ru.pdf?x-sign=rl6q4LmN6/7yLuYufWA5cieXmhVhPGGfWBFrrUtT6ID5mx9advjxn5UZZgAtHJfu (дата обращения 23.02.2024 г.)

8. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

9. Линия: Красноленинская (255517810) [Электронный ресурс]: URL:

<https://www.openstreetmap.org/way/255517810#map=15/61.7369/66.4342> (дата обращения: 23.02.2024).

10. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

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

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

13. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 23.02.2024).

14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

16. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

17. Схема ЛЭП и электроснабжения России. ПС 220/110/35/6 Красноленинская ХМАО [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#11/61.7456/66.4063> (дата обращения: 23.02.2024).

18. Технические характеристики ячеек КРУЭ–СЭЩ–110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-%D0%A1%D0%AD%D0%A9-110_%D0%BA%D0%92.pdf&ysclid=lhplttemn1972110597 (дата обращения 23.02.2024 г.)

19. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: Сборник документов. Серия 17. Выпуск 27. Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 23.02.2024).

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.