

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
«23» 06 _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

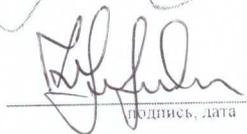
на тему: Реконструкция электрической сети Южно-Якутского РМЭС ПАО «ФСК ЕЭС» в связи со строительством воздушной линии 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот) с заходами на подстанцию 220 кВ НПС-19

Исполнитель
студент группы 642-узб


_____ подпись, дата

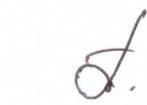
А.А. Тембо

Руководитель
профессор, канд.техн.наук


_____ подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


_____ 22.06.2020
_____ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 23.06.2020
_____ подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 14 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Тембо Анатолия Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической сети ЮжноЯкутского РМЭС ПАО «ФСК ЕЭС» в связи со строительством воздушной линии 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах (Томмот) с заходами на подстанцию 220 кВ НПС-19
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы, схема и программа развития ЕЭС России на 2014-2020 годы, разработанная в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, Приказ Минэнерго России от 1 августа 2014 г. № 49.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Реконструкция системы электроснабжения, проектирование ВЛ 220 кВ «НГРЭС» - ПС«Томмот», расчет токов короткого замыкания на РУ, выбор оборудования РУ 220 кВ, расчет и анализ установившихся режимов, микропроцессорная защита воздушной линии 220 кВ, микропроцессорная защита автотрансформаторов ПС, расчет защитного заземления, расчет молниезащиты, безопасность и экологичность проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 20 рисунков, 30 таблиц, 70 формул.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 14.04.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
Профессор, кандидат технических наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с., 20 рисунков, 30 таблиц, 70 формул, 0 приложений

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ РАБОТЫ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной работе разработан вариант реконструкции системы электроснабжения напряжением 220 кВ, в частности строительство ВЛ в республике «Якутия», обеспечивающий высокую надежность питания потребителей объединяющий такие объекты как НПС-19, НГРЭС, ПС «Нижний Куранах», ПС «Томмот».

Выполнено техническое и экономическое обоснование данного варианта реконструкции.

Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ.

В процессе реализации проекта выполнено значительное количество расчетов и определены такие данные как: необходимое сечение провода, его марка, определены фактические значения рабочих токов в сети после реконструкции и токов короткого замыкания.

На основании полученных данных выполнен выбор необходимого линейного и подстанционного оборудования, выполнен расчет режимов и проведен анализ полученных данных.

Дополнительно помимо основной задачи выполнены и вспомогательные: расчет механической части проектируемой ВЛ, расчет молниезащиты и заземления, определение уставок и типов защит от токов короткого замыкания

и ненормальных режимов работы оборудования, определены основные вредные и опасные производственные факторы при строительстве и эксплуатации воздушной линии электропередачи.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПУЭ – правила устройства электроустановок

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 8 |
| 1 Климатическая характеристика района размещения проектируемого объекта | 10 |
| 2 Анализ существующей схемы внешнего электроснабжения и объектов реконструкции | 13 |
| 3 Реконструкция системы электроснабжения | 18 |
| 3.1 Проектирование ВЛ 220 кВ «НГРЭС» - ПС «Томмот» | 18 |
| 3.2 Реконструкция распределительных устройств объектов | 18 |
| 4 Выбор марки и сечения провода линии электропередач | 22 |
| 5 Расчет токов короткого замыкания на РУ | 25 |
| 6 Выбор оборудования РУ 220 кВ | 37 |
| 6.1 Выбор выключателей 220 кВ | 37 |
| 6.2 Выбор разъединителей 220 кВ | 42 |
| 6.3 Выбор многофункционального прибора учета электрической энергии | 43 |
| 6.4 Выбор трансформаторов тока 220 кВ | 44 |
| 6.5 Выбор гибкой ошиновки | 47 |
| 6.6 Выбор высокочастотных заградителей связи | 49 |
| 7 Расчет и анализ установившихся режимов | 51 |
| 7.1 Расчет и анализ нормального режима работы сети до реконструкции | 54 |
| 7.2 Расчет и анализ послеаварийного режима работы сети до реконструкции | 55 |
| 7.3 Расчет и анализ нормального режима работы сети после реконструкции | 58 |
| 7.4 Расчет и анализ послеаварийного режима работы сети после реконструкции | 60 |
| 8 Микропроцессорная защита воздушной линии 220 кВ | 62 |

| | |
|---|----|
| 8.1 Первая ступень дистанционной защиты | 62 |
| 8.2 Вторая ступень дистанционной защиты | 63 |
| 8.3 Третья ступень дистанционной защиты | 64 |
| 8.4 Четвертая ступень дистанционной защиты | 64 |
| 8.5 Токовая отсечка | 65 |
| 8.6 Первая ступень токовой защиты нулевой последовательности | 66 |
| 8.7 Вторая ступень токовой защиты нулевой последовательности | 66 |
| 8.8 Третья ступень токовой защиты нулевой последовательности | 67 |
| 9 Микропроцессорная защита автотрансформаторов ПС «Нижний Куранах» | 68 |
| 9.1 Дифференциальная защита | 68 |
| 9.2 Максимальная токовая защита | 70 |
| 10 Расчет защитного заземления | 72 |
| 11 Расчет молниезащиты | 75 |
| 12 Безопасность и экологичность проекта | 77 |
| 12.1 Безопасность проекта | 77 |
| 12.2 Экологичность проекта | 81 |
| 12.3 Чрезвычайные ситуации | 84 |
| 13 Организационно – экономическая часть | 89 |
| 13.1 Расчет капиталовложений в РУ | 89 |
| 13.2 Расчет капиталовложений в ВЛ | 90 |
| 13.3 Расчет издержек на эксплуатацию оборудования | 90 |
| Заключение | 92 |
| Библиографический список | 93 |

ВВЕДЕНИЕ

Основанием для выполнения данной работы в частности проекта ВЛ 220 кВ НГРЭС - ПС «Томмот» с заходами на ПС «НПС-19» явились:

- Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы (идентификатор ИП 2029405);
- схема и программа развития ЕЭС России на 2014-2020 годы, разработанная в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823;
- Приказ Минэнерго России от 1 августа 2014 г. № 49 .

Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах (Томмот) с заходами на ПС 220 кВ НПС-19 и реконструкцией прилегающей сети предназначено для повышения надежности электроснабжения потребителей Алданского и Томмотского энергорайонов, объединения Южного и Центрального энергорайонов Якутской энергосистемы и электроснабжения объектов трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Цель данной работы определение рационального варианта повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергии Южной и центральной части республики Якутия и соответствующих промышленных объектов нефтепровода и газопровода проходящих в рассматриваемой местности

Рассмотрим основные задачи, которые будут решаться в данной работе:

- а) Определение схемы подключения проектируемого объекта ВЛ - 220 кВ к существующим объектам энергетики, определение необходимого оборудования для реализации проекта;
- б) Определение основных технических характеристик ВЛ;
- в) Расчет токов короткого замыкания на всех объектах где должна проводиться реконструкция;

г) Выбор необходимого оборудования для реализации проекта в частности силового, коммутационного и измерительного (выключатели разъединители, шины, измерительные трансформаторы тока и напряжения);

д) Расчет режимов работы сети после реконструкции с целью определения основных величин: потоков мощности, напряжений в узлах (их отклонений от номинального напряжения) и токовой нагрузки ветвей.

Дополнительные задачи решаемые в данной работе: оценка экономических показателей при реализации проекта, расчет параметров молниезащиты и заземления на объектах реконструкции, расчет микропроцессорной защиты ВЛ 220 кВ, определение мер безопасности при строительстве и эксплуатации вновь вводимого электротехнического оборудования, рассмотрение вопросов связанных с экологической обстановкой при строительстве ВЛ.

Ожидаемые результаты от выполнения данной работы: получение фактических значений токов короткого замыкания во всех узлах рассматриваемой части энергосистемы, определение технических характеристик необходимого для реализации проекта оборудования как линейного, так и подстанционного, получение данных о фактических параметрах режима работы сети после реконструкции.

Практическая значимость данной работы заключается в том, что в настоящее время при строительстве объектов газопровода и нефтепровода требуется повышение надежности электроснабжения как последних, так и всей южной и центральной части республики «Якутия», реализация решений представленных в данной работе позволит закрыть этот вопрос полностью.

В процессе выполнения данной работы были использованы такие программные, текстовые и графические редакторы как: MS Word, MS Excel, MS Visio, и Mathcad

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА.

Климатическая характеристика района расположения объектов, которые будут проектироваться и реконструироваться относится к основополагающей информации, которая необходима при выполнении работы, т.к. выбранное оборудование не сможет работать исправно, если оно не соответствует климату, в котором оно будет эксплуатироваться.

Рассмотрим подробно данные о климатической обстановке в южной и центральной «Якутии»

Климат рассматриваемой территории резко континентальный, с длинной, суровой зимой коротким жарким летом.

Первый снег выпадает в конце сентября, последний – в конце мая.

Среднегодовая температура воздуха – 9,5°С со средним минимумом в январе – 36,7°С и средним максимумом +15,8°С в июле.

Преобладающее направление ветров – северо-западное.

Среднегодовое количество осадков – 545 мм с максимумом в августе и минимумом в феврале.

Основная масса осадков (80-90 %) выпадает в период с апреля по октябрь.

Подробные данные о климате приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика местности

| Климатические условия | Величина | | |
|---|----------|---------|---------|
| | Томмот | Алдан | Чульман |
| Средняя годовая температура | -8,6 °С | -5,7 °С | -7,2°С |
| Абсолютная максимальная температура воздуха | +38 °С | +35 °С | +35°С |
| Абсолютная минимальная температура воздуха | -60 °С | -51 °С | -61 °С |
| Количество осадков за год: | 343 мм | 524мм | 466мм |

| | |
|---|----------------------|
| Район по ветровому давлению, соответственно значение ветрового давления | III (650 кПа) |
| Район по гололеду, соответственно толщина стенки гололеда | III (15-20 мм) |
| Среднегодовая продолжительность гроз | 20-40 часов с грозой |

Район проектирования находится в южной части Алданского нагорья в междуречье рек Алдан и Тимптон.

Трасса пересекает Чульманскую впадину.

Рельеф местности преимущественно низкогорный, в юго-западной части среднегорный.

Рельеф нагорья в целом полого холмистый, плоскогорный с различно ориентированными, вытянутыми, плоскими водоразделами.

Для низкогорной области характерны мягкие сглаженные формы увалистого рельефа с абсолютными высотами 800-1200 м и относительными превышениями водоразделов над речными долинами 200-400 м.

В рельефе преобладают округлые сопки с пологими склонами.

В районе пос. Чульман и Инаглинского месторождения рельеф местности сильно расчлененный, с ярко выраженными вершинами и крутыми склонами.

Обусловлено это особенностями геологического и тектонического строения этого участка.

По общему типу растительности территория входит в подзону средней тайги, в провинцию светлохвойной тайги.

Пониженные места рельефа заболочены и покрыты участками леса, луга, кустарника.

Почвы района суглинистые, каменистые.

Представленные данные будут использованы далее при выборе и проверке линейного и подстанционного оборудования рассматриваемых объектов.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОБЪЕКТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ.

Рассмотрим систему внешнего электроснабжения рассматриваемого участка сети: от Нерюнгринской ГРЭС отходят две цепи ВЛ 220 кВ на ПС Нижний «Куранах» обе цепи ВЛ заходят на ПС «НПС-18» (ПС по типу подключения - транзитная), далее имеется отпайка от двух цепей на ПС «НПС-17» (ПС по типу подключения отпаечная), окончательно ВЛ заходит на РУ 220 кВ ПС «Нижний Куранах».

От ПС Нижний Куранах получает питание по одной цепной ВЛ ПС «Томмот».

Так же имеется связь южной части энергосистемы республики «Якутия» с центральной через ПС «Майя» от ПС Томмот отходит одна цепная ВЛ в сторону ПС «Майя».

В настоящее время питание ПС НПС-19 расположенной близ города Нерюнгри осуществляется отпайками от двух цепей ВЛ «НГРЭС» - ПС 220 кВ «Тында».

Вдоль всей трассы ВЛ 220 кВ расположены основные ее потребители это газопровод «Сила Сибири» и нефтепровод «Восточная Сибирь-тихий океан», электроприемники установленные на нефтеперекачивающих станциях - это мощные «магистральные насосные агрегаты» напряжением 10 кВ и мощностью до 10 МВт.

Рассмотрим подробно однолинейную схему существующей электрической сети в рассматриваемом районе.

«Нерюнгринская ГРЭС», как основной источник питания в рассматриваемом районе электрических сетей, на схеме представлена распределительным устройством 220 кВ, количество отходящих ВЛ составляет 4 (две цепи на ПС «Нижний Куранах» и две цепи на ПС «Тында»).

На рисунке 1 представлена схема существующих электрических сетей в районе строительства ВЛ.

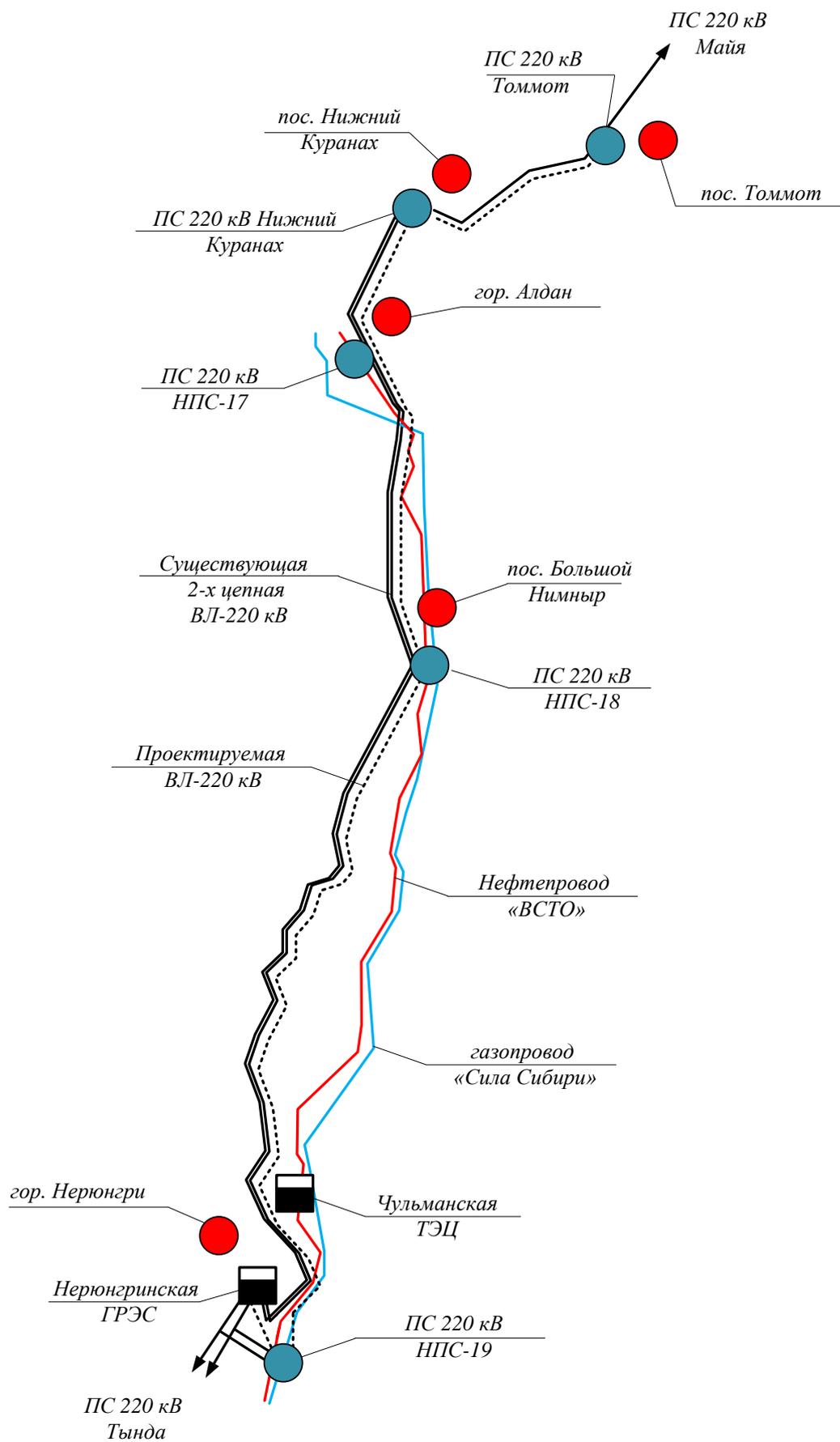


Рисунок 1 - Географическое расположение объектов

Распределительное устройство выполнено по схеме «две несанкционированные системы шин с обходной системой и отдельными шин соединительным и обходным выключателями»

На рисунке 2 представлена однолинейная схема существующей системы внешнего электроснабжения.

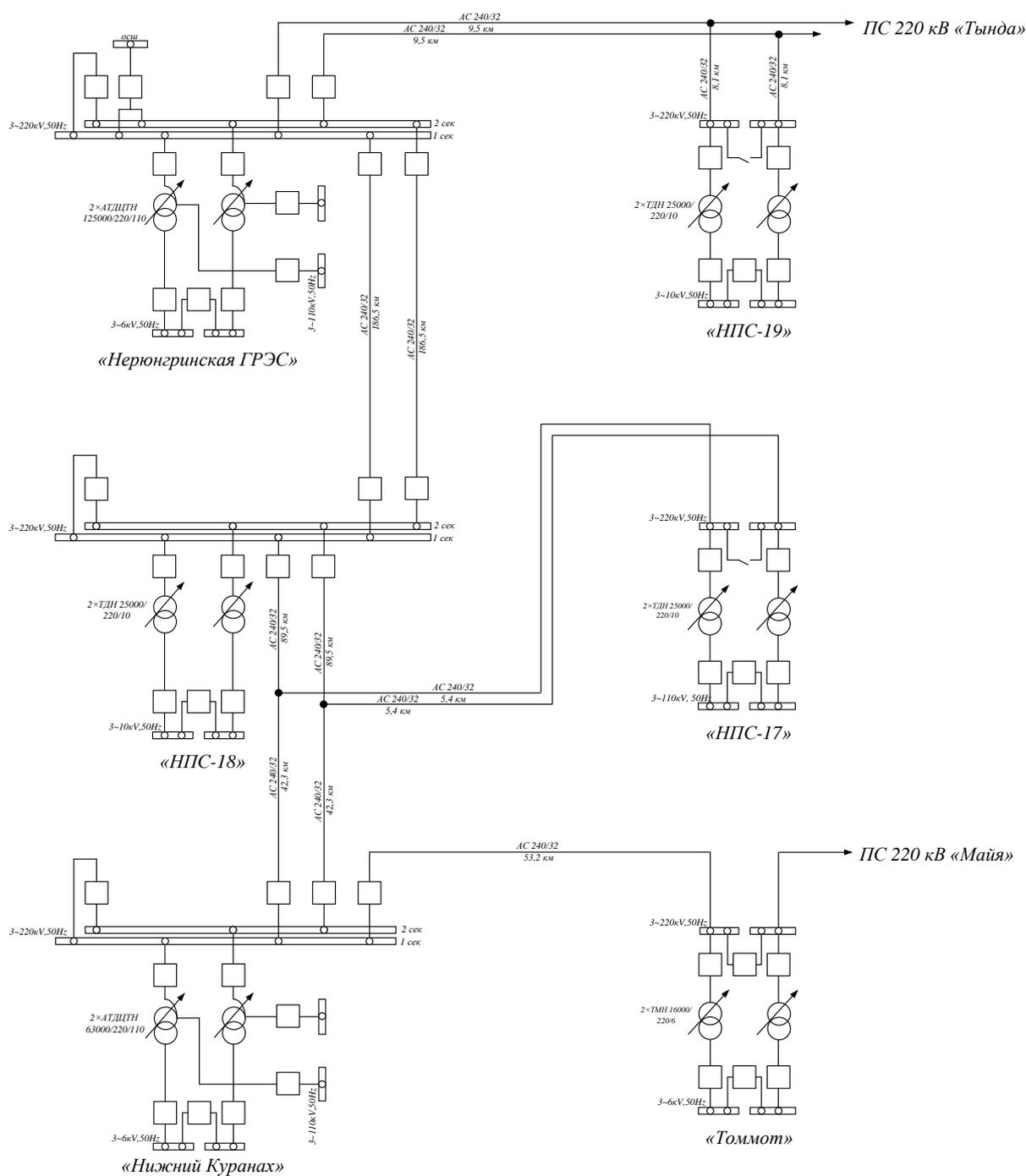


Рисунок 2 - Однолинейная схема внешнего электроснабжения в рассматриваемом РМЭС

На НГРЭС в качестве связи установлены два автотрансформатора номинальной мощностью 125 МВА типа АДЦТН 125000/220/110/6 и объединяют распределительные устройства высокого 220 кВ и низкого 110 кВ напряжения. От ВЛ 220 кВ «НГРЭС» - ПС «Тында» отпайкой подключена ПС НПС-19.

ПС «Нижний Куранах» имеет четыре уровня номинальных напряжений 220/110/35/6 кВ на ней установлены силовые трансформаторы типа ТМН-10000/35/6 (2 шт.) и автотрансформаторы АДЦТН 63000/220/110/6 (2 шт), распределительное устройство высокого напряжения 220 кВ выполнено по схеме «две секции шин с шиносоединительным выключателем».

Связь с «НГРЭС» осуществляется по двух цепной ВЛ выполненной проводом марки АС-240/32 общей протяжённостью 318,3 км

ПС «НПС-18» имеет два уровня номинальных напряжений 220/10 кВ на ней установлены силовые трансформаторы типа ТДН-25000/220/10 (2 шт.), распределительное устройство высокого напряжения 220 кВ выполнено по схеме «две секции шин с шиносоединительным выключателем».

Подключена по транзитной схеме к ВЛ «НГРЭС» - ПС «Нижний Куранах»

ПС «НПС-17», «НПС-19» имеют два уровня номинальных напряжений 220/10 кВ на них установлены силовые трансформаторы типа ТДН-25000/220/10 (2 шт.), распределительное устройство высокого напряжения 220 кВ выполнено по схеме «сдвоенный блок линия- трансформатор с неавтоматической перемычкой в цепях линий и выключателями в цепях трансформаторов».

Подключены по отпайками ПС «НПС -19» к двум цепям ВЛ «НГРЭС» - ПС «Тында», ПС «НПС-17» к двум цепям ВЛ ПС «НПС-18» - ПС «Нижний Куранах».

ПС «Томмот» имеет два уровня номинальных напряжений 220/6 кВ на ней установлены силовые трансформаторы типа ТМН-16000/220/6 (2 шт.), распределительное устройство высокого напряжения 220 кВ выполнено по

схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий».

Подключена по транзитной схеме к ВЛ «Нижний Куранах» - ПС «Майя», так же данная ПС является связующим звеном между южной частью электрических сетей республики «Якутия» и центральной ее частью. ВЛ «Нижний Куранах» - ПС «Томмот» выполнена проводом марки АС 240/32 имеет протяженность 53,2 км.

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Проектирование ВЛ 220 кВ «НГРЭС» - ПС «Томмот»

Как указывалось ранее в данной работе рассматривается вариант увеличения надежности электроснабжения таких промышленных объектов как электроприемники нефтепровода ВСТО и газопровода «Сила Сибири», для разрешения данной задачи в данной работе предполагается проектирование ВЛ 220 кВ НГРЭС – ПС «Томмот», данный объект будет решать сразу несколько задач в частности: обеспечение дополнительной связи между мощным источником питания находящимся в южной части Якутии – «Нерюнгринской ГРЭС» и центральной ее частью (точка разграничения ПС Томмот), дополнительное увеличение пропускной способности и надежности электроснабжения всей южной части республики «Якутия», повышение надежности потребителей газопровода и нефтепровода.

На рисунке 1 было указано предполагаемое расположение дополнительной ветки ВЛ 220 кВ, она будет проходить в одном коридоре с существующей ВЛ «НГРЭС» – ПС «Нижний Куранах», дополнительно от новой ветки будет получать по транзитной схеме ПС «НПС-19», расположенная неподалеку от города Нерюнгри.

В настоящее время ПС НПС-19 получает питание отпайками от ВЛ НГРЭС ПС «Тында», в данной работе предполагается изменить данную схему на вышеуказанную так же для увеличения надежности, т.к. транзитная схема по своей сути надежнее отпаечной.

3.2 Реконструкция распределительных устройств объектов

В данном разделе будет подробно рассмотрен вопрос реконструкции распределительных устройств на объектах куда будет подключаться дополнительная ветвь ВЛ 220 кВ НГРЭС ПС «Томмот», рассмотрим подробно каждый объект:

НГРЭС: На распределительном устройстве 220 кВ дополнительно устанавливается линейная ячейка, данное РУ позволяет это сделать без значительных изменений, схема представлена на рисунке 3:

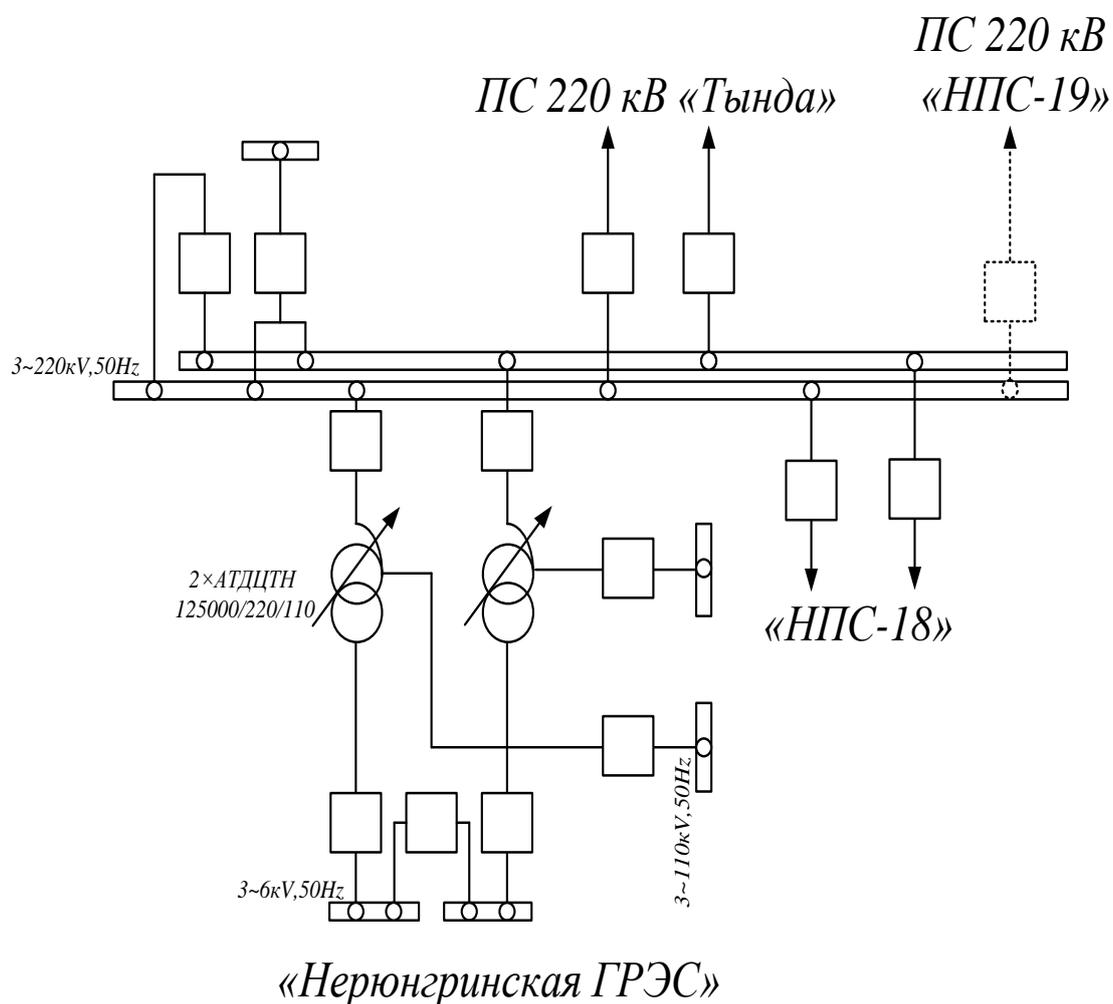


Рисунок 3 – Изменение РУ 220 кВ «Нерюнгринской ГРЭС»

ПС «НПС-19»: схема подключения ПС изменяется из отпаечной на транзитную: новая схема «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий», данный шаг позволяет включить данную ПС врезкой в ВЛ НГРЭС – ПС «Нижний Куранах», изменение представлено на рисунке 4.

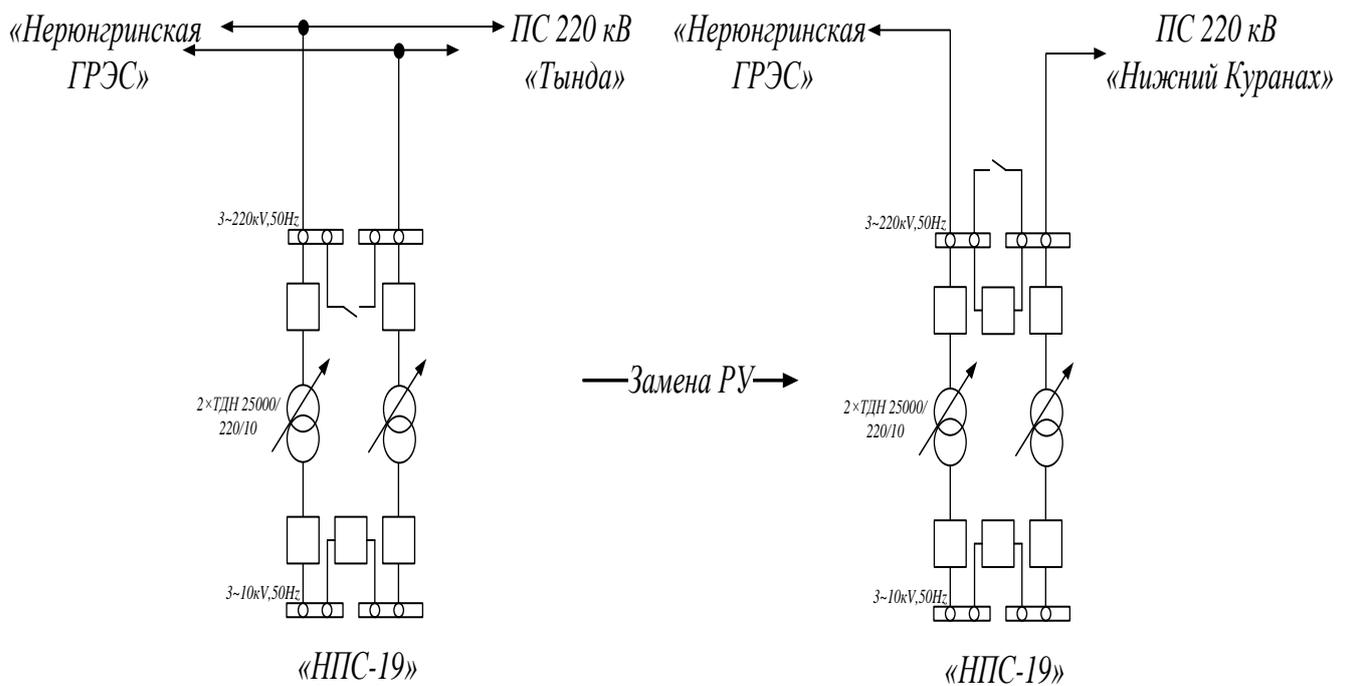


Рисунок 4 – Изменение РУ 220 кВ ПС «НПС-19»

ПС «Нижний Куранах» в данном случае так же выполняется монтаж двух дополнительных ячеек выключателей без особых изменений распределительного устройства, одна ячейка для связи с ПС «НПС-18», вторая ячейка для связи с ПС «Томмот».

Схема представлена на рисунке 5.

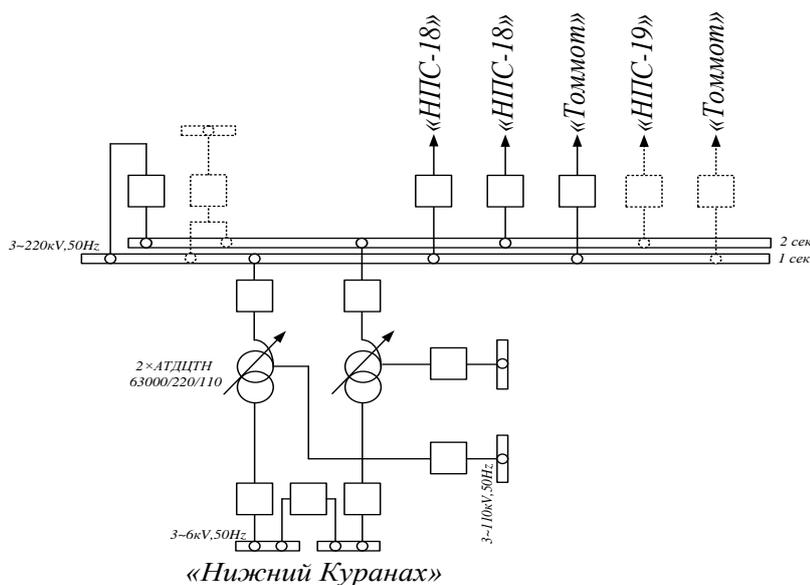


Рисунок 5 – Изменение РУ 220 кВ ПС «Нижний Куранах»

ПС «Томмот»: количество присоединений меняется с 2-х на 3: новая схема «одна секционированная система шин с отдельными шиносоединительным и обходным выключателями», данный шаг позволяет включить данную ПС врезкой в ВЛ НГРЭС – ПС «Нижний Куранах», изменение представлено на рисунке 6.

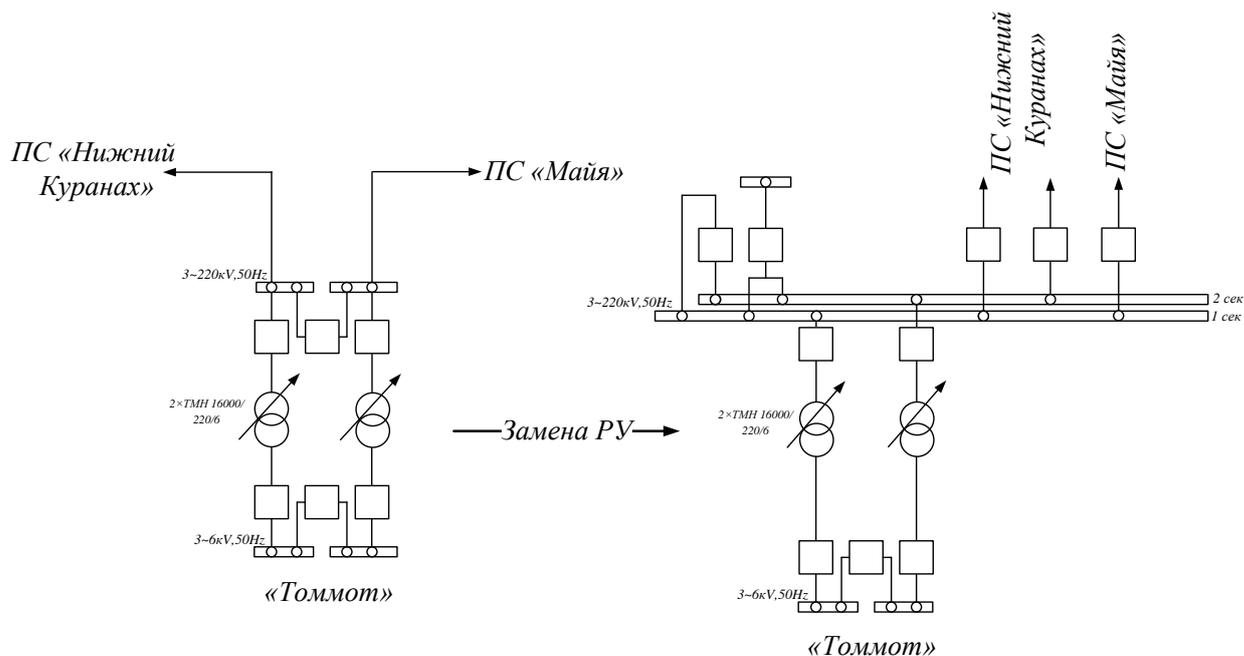


Рисунок 6 – Изменение РУ 220 кВ ПС «Томмот»

Далее проводим расчет основного параметра для проектируемой ВЛ сечения и марки провода.

4 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

В данном разделе на основании расчетов и применения экономических токовых интервалов будет рассчитываться необходимое сечение проводника для проектируемой ВЛ 220 кВ НГРЭС – «Томмот».

Нагрузку в данном сечении будем определять согласно данным контрольного замера (с учетом прогнозирования) при условии работы двух цепей существующей ВЛ НГРЭС ПС «Нижний Куранах».

Максимальная мощность нагрузки, проходящая по ним составляет 95,1 МВт, 42,4 МВАр, при отключении двух цепей в аварийном режиме либо при выводе в ремонт данная мощность будет перераспределяться на вновь вводимую цепь ВЛ.

Необходимо так же учитывать мощность нагрузки потребителя подключенного транзитом во вновь вводимую цепь, согласно данным контрольного замера и с учетом прогнозирования нагрузка НПС -19 на стороне ВН составляет 32,1 МВт, 15 Мвар.

Окончательно нагрузка на данную ВЛ будет складываться из обеих указанных составляющих.

Сечение провода – важнейший параметр линии.

С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них.

Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год, поэтому при выборе сечения провода в данном разделе применятся метод экономических токовых интервалов позволяющий выбрать такое сечение которое соответствовало бы минимальным экономическим затратам как на этапе строительства так и на этапе эксплуатации ВЛ.

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминевых проводов марки АС.

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{макс}^2 + Q_{макс}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (1)$$

где n – количество цепей ВЛ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ВЛ;

$P_{макс}$, $Q_{макс}$ – потоки максимальной активной и максимальной реактивной мощностей по ВЛ;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования \max нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

Для T_m равным 3500 часов α_T принимается равным 0,9.

При определении расчетного тока ВЛ учитывается полная мощность передаваемая как в сеть низкого так и среднего напряжения.

Расчетный ток для ВЛ составит согласно формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(95,1 + 32,1)^2 + (42,4 + 15,0)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,9 = 346,0 \text{ (А)}$$

Полученное значение тока учитывает как нормальную эксплуатацию ВЛ так и режим отключения либо вывода в ремонт двух цепной ВЛ 220 кВ «НГРЭС» - ПС «Нижний Куранах».

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района проектирования сети принимаем марку провода АС 300/39 (сечение токопроводящей алюминиевой оболочки провода 300 мм², сечение стального несущего сердечника 39 мм²) для выполнения всего участка

ВЛ «НГРЭС» – ПС «НПС-19» - ПС «Нижний Куранах», ВЛ устанавливаются на стальных опорах.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА РУ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей.

Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции.

Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления.

Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ.

Кроме того, в трехфазных сетях с глухо - и эффективно - заземленными нейтралью дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным.

При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены.

Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в

поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев.

Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п.

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками.

Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Расчет токов КЗ проведем в относительных единицах приближенным методом.

Для примера расчет проводим относительно точки короткого замыкания К1 - шины 220 кВ ПС «Нижний Куранах».

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на РУ 220 кВ «НГРЭС».

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на станциях и подстанциях.

Значения периодической составляющей тока КЗ, периодической составляющей тока КЗ в момент отключения, аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения в заданной точке необходимо для проверки

коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

Расчет проводится для выбора оборудования на РУ ВН ПС «Нижний Куранах», «НПС-19», «НПС-18», «НГРЭС» а так же проверки защит трансформаторов ПС «Нижний Куранах».

Расчетная точка КЗ показана на рисунке 7.

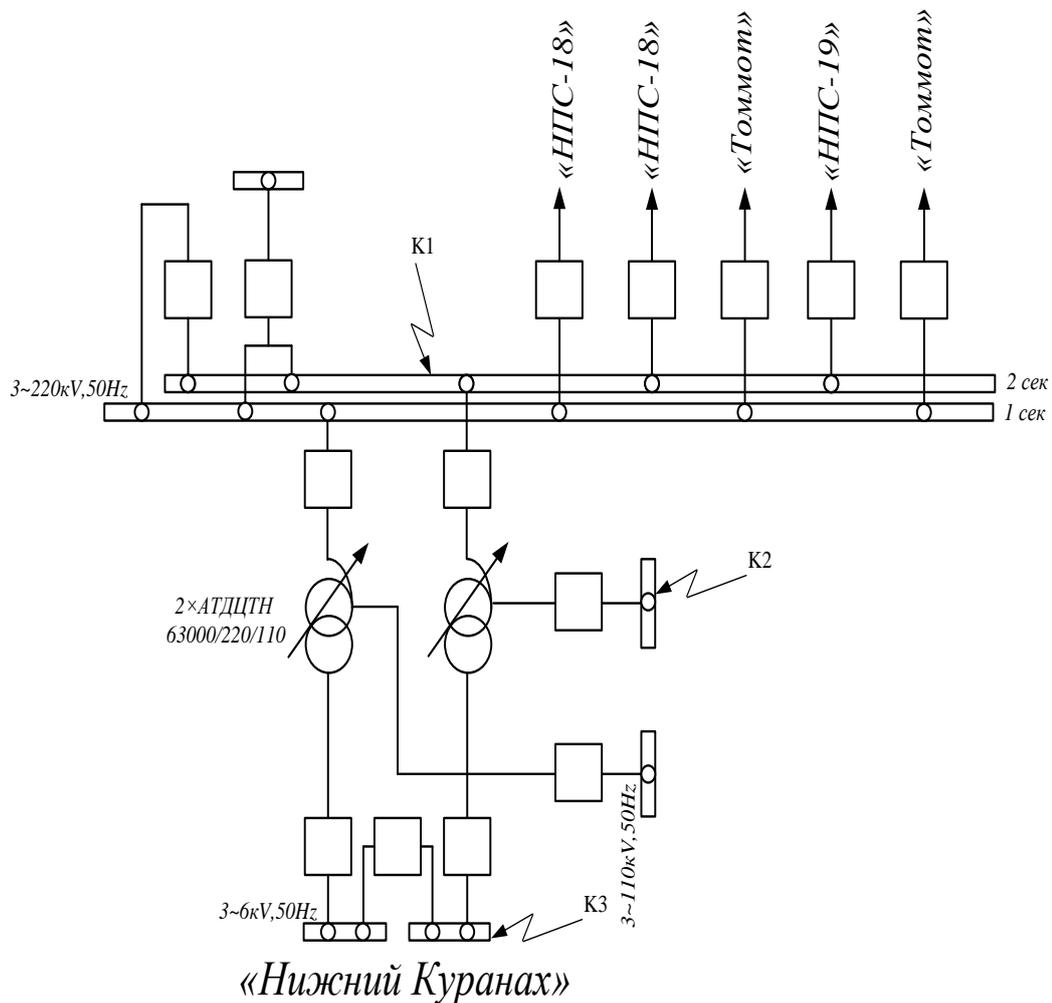


Рисунок 7 – Однолинейная схема ПС «Нижний Куранах» и расчетная точка КЗ

Сопротивление энергосистемы определяем по отключающей способности выключателей 220 кВ установленных на источнике питания «НГРЭС», которая составляет 25 кА.

Схема замещения представлена на рисунке 8.

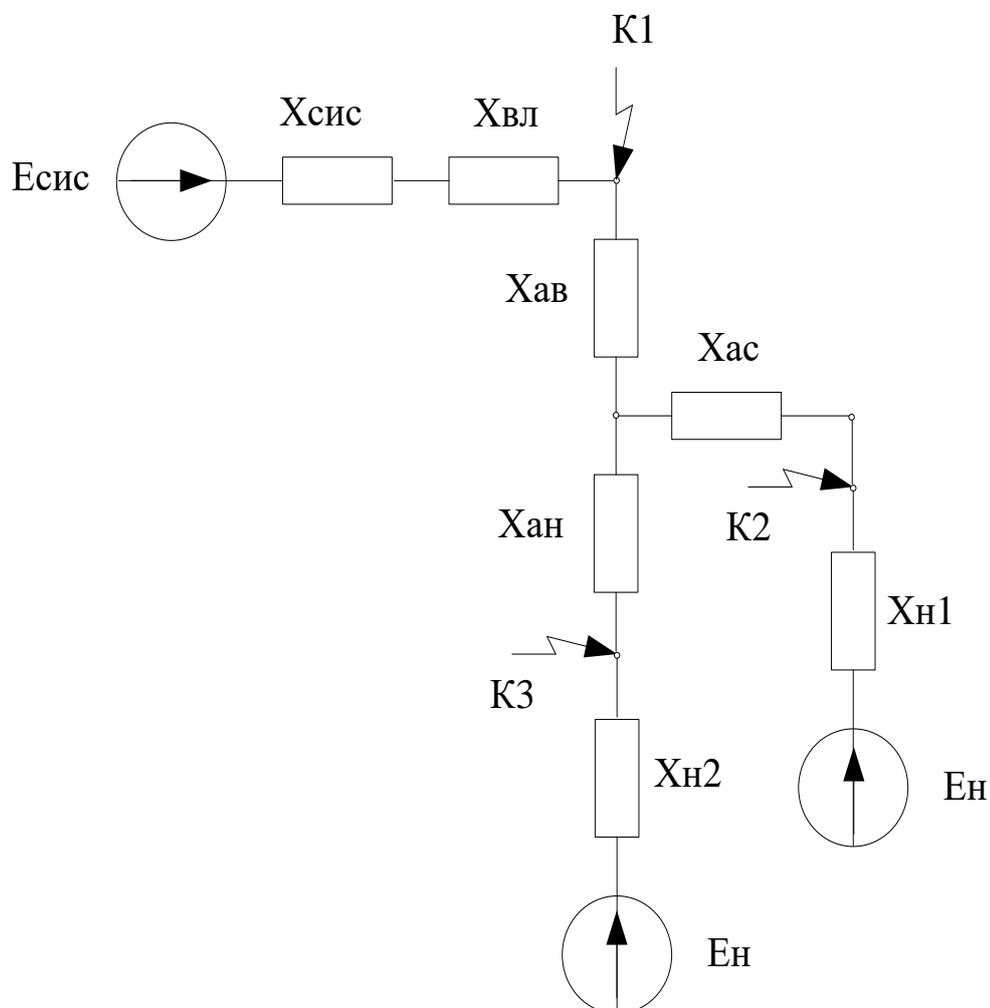


Рисунок 8 – Схема замещения

Принимаем базисные условия: базисная мощность равна номинальной мощности автотрансформаторов:

1) $S_B = 63$ (МВА),

Принимаем следующие значения базисных напряжений из среднего ряда:

2) базисное напряжение на стороне 220 (кВ) $U_{B220} = 230$,

3) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на каждой стороне и рассчитываем по соответствующей формуле (кА) [7]:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (2)$$

где I_B , U_B – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{B220} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,16 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов, в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ «НГРЭС»:

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_B}{S_{K3}} \quad (3)$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 25} = 0,05$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ, согласно исходным данным:

Сопротивление ВЛ «НГРЭС» - ПС «Нижний Куранах»:

$$X_{\text{ВЛ}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{CP}}^2} \quad (4)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км) (при расчете сопротивления ВЛ производится параллельное эквивалентирование двух цепей ВЛ – существующей протяженностью 318,3 км и одной цепью ВЛ вновь вводимой протяженностью 325,6 км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot \left(\frac{318,3 \cdot 0,5 \cdot 325,6}{318,3 \cdot 0,5 + 325,6} \right) \cdot \frac{63}{230^2} = 0,04 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления автотрансформаторов установленных на подстанции «Нижний Куранах»:

$$X_{\text{AB}} = 0,005 \cdot (u_{\text{K\%BC}} + u_{\text{K\%BH}} - u_{\text{K\%CH}}) \quad (5)$$

$$X_{\text{AB}} = 0,005 \cdot (11 + 45 - 28) = 0,14 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{AC}} = 0,005 \cdot (u_{\text{K\%BC}} - u_{\text{K\%BH}} + u_{\text{K\%CH}}) \quad (6)$$

$$X_{\text{AC}} = 0,005 \cdot (11 - 45 + 28) = -0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{AH}} = 0,005 \cdot (-u_{\text{K\%BC}} + u_{\text{K\%BH}} + u_{\text{K\%CH}}) \quad (7)$$

$$X_{\text{AH}} = 0,005 \cdot (-11 + 45 + 28) = 0,31 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{\text{K\%}}$, – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток автотрансформатора (%)

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума):

$$X_{\text{H}} = 0,35 \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{H}}} \quad (8)$$

где S_{H} – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{\text{H1}} = 0,35 \cdot \frac{63}{\sqrt{26,2^2 + 8,0^2}} = 0,33 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{H2}} = 0,35 \cdot \frac{63}{\sqrt{10,0^2 + 2,1^2}} = 0,94 \text{ (о.е.)}$$

После определения значений всех элементов схемы замещения проводим последовательное преобразование относительно точки короткого замыкания №1.

Подробное сворачивание схемы представлено на рисунках 9, 10, 11, 12:

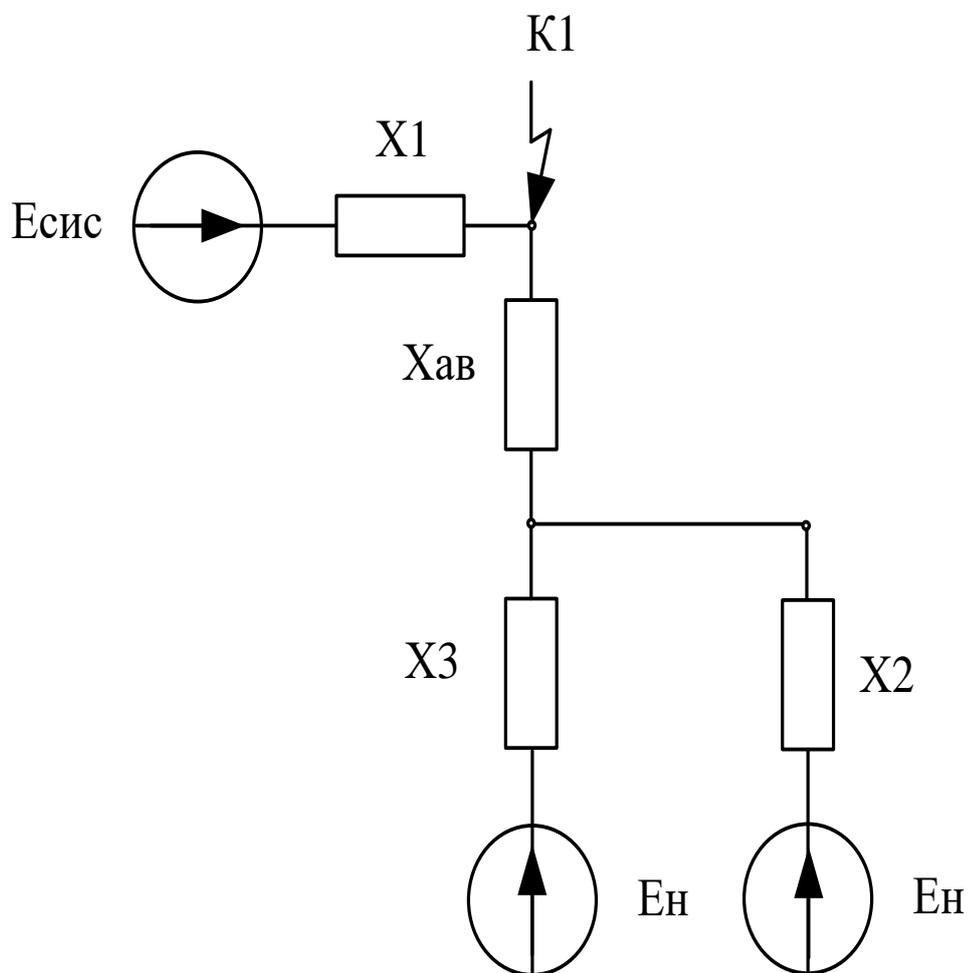


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

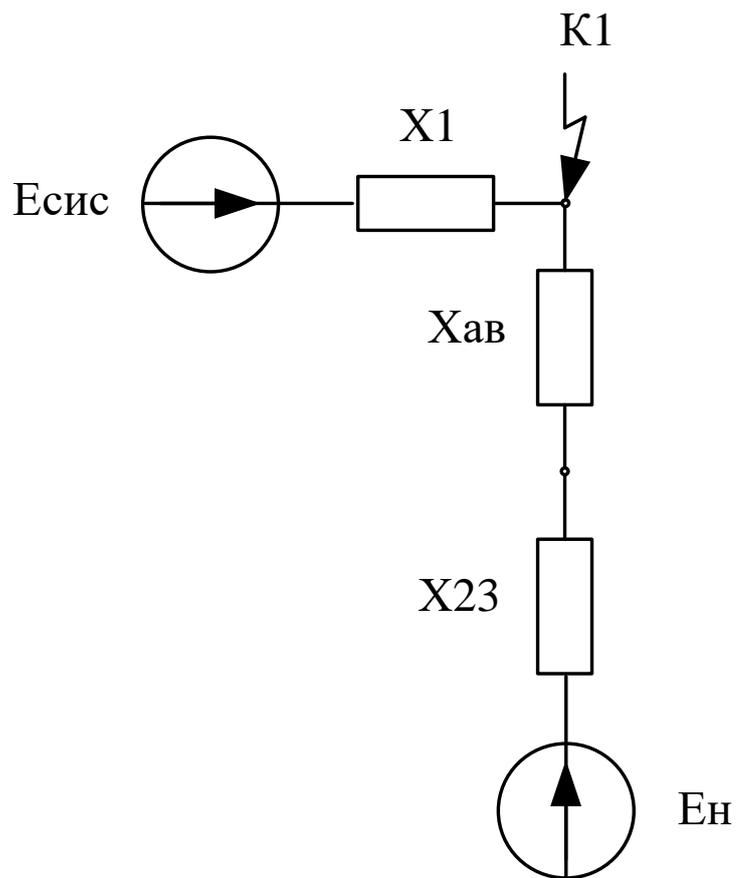


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

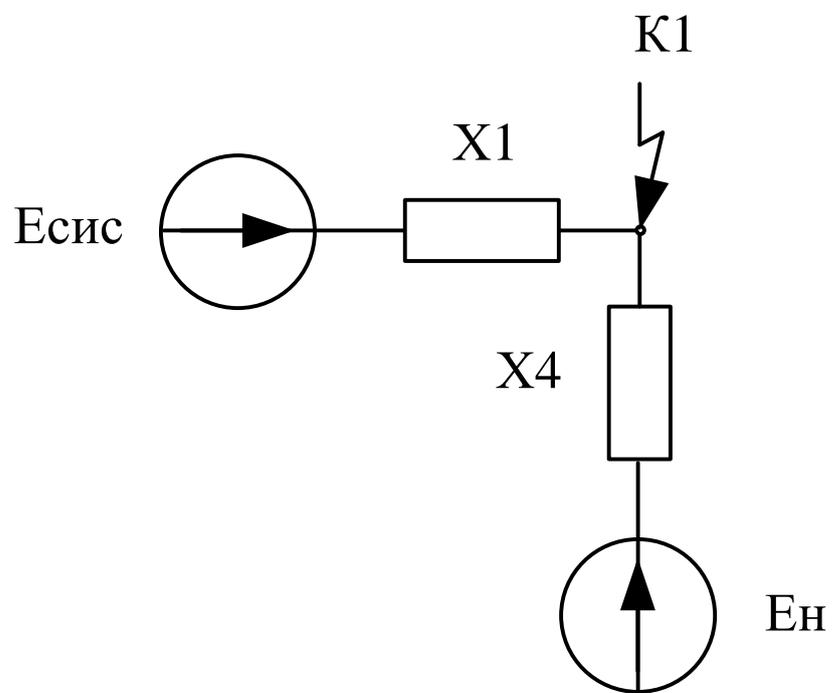


Рисунок 11 – Преобразование схемы замещения

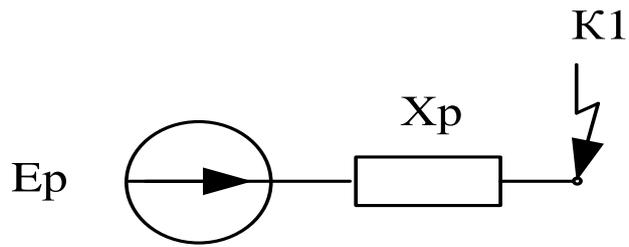


Рисунок 12 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_{\text{СИС}} + X_{\text{ВЛ}}$$

$$X1 = 0,05 + 0,04 = 0,09 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{\text{AC}} \cdot 0,5 + X_{\text{H1}}$$

$$X2 = 0 + 0,33 = 0,33 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{\text{AH}} \cdot 0,5 + X_{\text{H2}}$$

$$X3 = 0,31 \cdot 0,5 + 0,94 = 1,09 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{23} = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3}$$

$$X_{23} = \frac{0,33 \cdot 1,09}{0,33 + 1,09} = 0,25 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{\text{AB}} \cdot 0,5 + X_{23}$$

$$X4 = 0,14 \cdot 0,5 + 0,25 = 0,32 \text{ (о.е.)}$$

$$X_p = \frac{X1 \cdot X4}{X1 + X4}$$

$$X_p = \frac{0,09 \cdot 0,32}{0,09 + 0,32} = 0,08 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{E_{\text{СИС}} \cdot X_4 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_4}$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,32 + 0,85 \cdot 0,08}{0,32 + 0,08} = 0,99 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке К1 [7]:

$$I_{\text{ПОК1}} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{\text{Б220}} \quad (9)$$

$$I_{\text{ПОК1}} = \frac{0,99}{0,08} \cdot 0,16 = 20,17 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{АтК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (10)$$

где $I_{\text{Ат}}$ – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{\text{ПО}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,06 сек.

T_a – постоянная времени.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{\text{АтК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}}$$

$$I_{\text{АтК1}} = \sqrt{2} \cdot 20,17 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,17 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по следующей формуле:

$$Ta = \frac{X_{PE3}}{\omega \cdot R_{PE3}} \quad (11)$$

где X_{PE3} – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_{PE3} – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

В данном случае для упрощения расчетов определяем постоянную времени по справочнику для данных условий КЗ [7], и принимаем:

$$Ta = 0,03$$

Значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки КЗ определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{удк1} = \sqrt{2} \cdot I_{пок1} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (12)$$

$$I_{удк1} = \sqrt{2} \cdot 20,17 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 50,25 \text{ (кА)}$$

Для остальных точек короткого замыкания расчет проводится по приведенным выше формулам, результаты расчетов приведены в таблице 2, 3.

Таблица 2 – Результаты расчета токов КЗ на ПС «Нижний Куранах»

| Расчетная точка короткого замыкания | Периодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА) | Апериодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА) | Ударный ток КЗ в расчетной точке (кА) |
|-------------------------------------|---|--|---------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 20,17 | 1,17 | 50,25 |

Продолжение таблицы 2

| | | | |
|---|-------|------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 2 | 5,25 | 0,02 | 11,93 |
| 3 | 15,17 | 0,01 | 36,83 |

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ на остальных объектах

| Расчетная точка короткого замыкания | Периодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА) | Апериодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА) | Ударный ток КЗ в расчетной точке (кА) |
|-------------------------------------|---|--|---------------------------------------|
| шины 220 кВ ПС «НПС-18» | 22,56 | 1,31 | 56,20 |
| шины 220 кВ ПС «НПС-19» | 24,25 | 1,41 | 60,41 |
| шины 220 кВ «НГРЭС» | 25 | 1,45 | 62,28 |

Далее проводим выбор основного оборудования на указанных объектах и выбор новых уставок защит трансформаторов на ПС «Нижний Куранах».

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 220 КВ

Данный раздел посвящен выбору всего основного силового электротехнического оборудования устанавливаемого на ПС рассматриваемого района, на которых производится реконструкция РУ.

Максимальный рабочий ток в РУ определен ранее при выборе сечения ВЛ.

6.1 Выбор выключателей 220 кВ.

В настоящее время наиболее перспективными типом выключателя класса 220 кВ являются выключатели с элегазовой изоляцией.

Они обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения.
- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;
- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ;
- широкий диапазон температур окружающей среды, в котором возможна работа выключателей;
- низкие эксплуатационные расходы, компенсирующие высокую стоимость;
- чистота, удобство обслуживания;
- компактность и небольшая масса.

Вследствие этого на ПС рассматриваемого района электрических сетей целесообразно установить элегазовые выключатели.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{номсет} \quad (13)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс}$$

(14)

Выберем элегазовый выключатель марки ВГТ-220П-40/2500ХЛ1 для установки на ОРУ 220 кВ.

Внешний вид выключателя и его габаритные размеры представлены на рисунке 13.

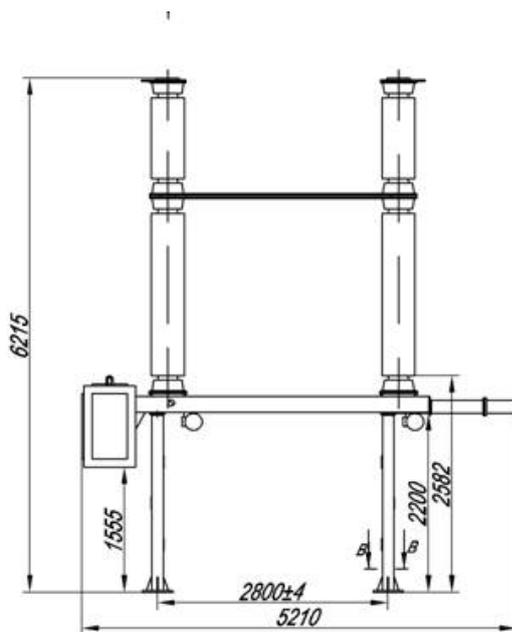


Рисунок 13 – Внешний вид и габаритные размеры – ВГТ 220

Выключатели типа ВГТ 220 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35, 110 и 220 кВ.

Выключатели изготовлены в климатическом исполнении У и ХЛ, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1.

Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом (минус 55°С) при следующих условиях:

- окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150-69 (для атмосферы типа II);

- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет 40°C;

- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет: для исполнения У1 - минус 45°C при заполнении выключателя элегазом, для исполнения ХЛ1 - минус 55°C при заполнении выключателя газовой смесью (элегаз SF6 и тетрафторметан CF4);

- относительная влажность воздуха: при температуре +15°C - 75% (верхнее значение 100% при температуре +25°C);

- при гололеде с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда - при ветре скоростью до 40 м/с;

- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;

- сейсмичность - до 9 баллов по шкале MSK-64 (выключатели на 220 кВ должны устанавливаться на фундаментные стойки (бетонные опоры), имеющие сваи С35 с поперечным сечением 35х35 см).

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K \quad (15)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$i_{прскв} = i_{дин} \geq i_{уд} \quad (16)$$

где $i_{прскв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_K можно определить по формуле (на примере точки К1) (расчетное время короткого замыкания определяется из времени отключения выключателя и времени работы резервной защиты):

$$B_K = I_{nt}^2 \cdot (t_{мер} + T_a) \quad (17)$$

$$B_K = 20,17^2 \cdot (1,5 + 0,03) = 622,45 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Проводим выбор и проверку выключателей на всех рассматриваемых объектах, сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 4, 5, 6, 7.

Таблица 4 – Выбор выключателя 220 кВ «Нижний Куранах»

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 2500 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Номинальный ток включения (кА) | 40 | 20,17 | $I_{вкл} \geq I_{ПО}$ |
| Наибольший пик тока включения (кА) | 102 | 50,25 | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения (кА) | 40 | 20,17 | $I_{откл} \geq I_{нт}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей (кА) | 25,45 | 1,17 | $i_{ан} \geq i_A$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 102 | 50,25 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 622,45 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 5 – Выбор выключателя 220 кВ «НПС-18»

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|------------------------------------|------|------------------|----------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 2500 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Номинальный ток включения (кА) | 40 | 22,56 | $I_{вкл} \geq I_{ПО}$ |
| Наибольший пик тока включения (кА) | 102 | 56,2 | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения (кА) | 40 | 22,56 | $I_{откл} \geq I_{нт}$ |

Продолжение таблицы 5

| | | | |
|---|-------|--------|------------------------------------|
| Номинальное значение апериодической составляющей (кА) | 25,45 | 1,31 | $i_{ан} \geq i_A$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 102 | 56,2 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 778,70 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 6 – Выбор выключателя 220 кВ «НПС-19»

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 2500 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Номинальный ток включения (кА) | 40 | 24,25 | $I_{вкл} \geq I_{ПО}$ |
| Наибольший пик тока включения (кА) | 102 | 60,41 | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения (кА) | 40 | 24,25 | $I_{откл} \geq I_{нт}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей (кА) | 25,45 | 1,41 | $i_{ан} \geq i_A$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 102 | 60,41 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 899,74 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 7 – Выбор выключателя 220 кВ «НГРЭС»

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 2500 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Номинальный ток включения (кА) | 40 | 25,0 | $I_{вкл} \geq I_{ПО}$ |
| Наибольший пик тока включения (кА) | 102 | 62,28 | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения (кА) | 40 | 25,0 | $I_{откл} \geq I_{нт}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей (кА) | 25,45 | 1,45 | $i_{ан} \geq i_A$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 102 | 62,28 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 956,25 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Данный тип выключателя предлагается к установке на всех РУ 220 кВ тк он проходит проверку по всем параметрам.

6.2 Выбор разъединителей 220 кВ

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [6].

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-220/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двух колонковый с заземляющими ножами) для установки на ОРУ 220.

Привод разъединителя – ПДН-1ХЛ1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8, 9, 10, 11.

Таблица 8 – Выбор разъединителя 220 кВ «Нижний Куранах»

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 1000 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 100 | 50,25 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 622,45 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 9 – Выбор разъединителя 220 кВ «НПС-18»

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 1000 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 100 | 56,2 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 778,70 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 10 – Выбор разъединителя 220 кВ «НПС-19»

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 1000 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 100 | 60,41 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 899,74 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 11 – Выбор разъединителя 220 кВ «НГРЭС»

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 1000 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 100 | 62,28 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 4800 | 956,25 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все РУ 220 кВ, т.к. он проходит по всем параметрам.

Число заземляющих ножей определяется местом установки.

6.3 Выбор многофункционального прибора учета электрической энергии

В качестве прибора учета электрической энергии принимаем МЕРКУРИЙ 233 ART.

Многофункциональный счётчик электроэнергии Меркурий 233 предназначен:

- для одно или двунаправленного учета активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных 3-х или 4-х проводных сетях переменного тока через измерительные трансформаторы или непосредственно с возможностью тарифного учёта по зонам суток;
- долговременного хранения и передачи накопленной информации по цифровым интерфейсным проводным или беспроводным каналам связи в центры сбора информации.

Эксплуатируются автономно или в составе любых информационно-измерительных систем технического и коммерческого учёта.

Отличительными особенностями данного счётчика является применение двух сменных интерфейсных модулей для максимальной гибкости в построении сетей сбора информации и наличие встроенного реле отключения нагрузки.

Рассмотрим основные характеристики данного прибора:

- класс точности 0.2S, 0.5S, 1.0;
- сменные модули интерфейсов: RS-485, GSM, Bluetooth, PLC, RF;
- встроенный интерфейс - оптический порт;
- возможность подключения резервного питания;
- измерение мощности, токов, напряжений, частоты;
- 2 или 4 стандартных гальванически развязанных телеметрических выхода по одному на каждый вид энергии;
- 1 выход управления нагрузкой;
- счётчики работают в сторону увеличения показаний при любом нарушении фазировки подключения токовых цепей (суммирование по модулю);
- автоматическая самодиагностика с индикацией ошибок;
- управление нагрузкой через встроенные реле или внешние цепи коммутации (УЗО).

6.4 Выбор трансформаторов тока 220 кВ

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (18)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (19)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 принимается - 100 м;

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (20)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс «Меркурий 233».

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на примере РУ 220 кВ «Нижний Куранах» приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора тока 220 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы (ВА) |
|------------|--------------|--------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-335 | 0,5 |
| Варметр | Д-335 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 233 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Сумма | | 1,62 |

Мощность наиболее загруженной фазы составляет 1,62 ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока составит:

$$Z_{2,220} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_{2,220} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Принимаем к установке на стороне 220 кВ подстанции «Нижний Куранах» газонаполненный трансформатор тока типа ТОГ 220-II-IV1, с номинальным током первичной обмотки 400 А.

Сравнение параметров трансформатора тока 220 кВ приведено в таблице 13,14,15,16.

Таблица 13 – Проверка трансформатора тока ПС «Нижний Куранах»

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|---|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 161 | 50,25 | $i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 11907 | 622,45 | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$ |
| Номинальная вторичная нагрузка (Ом) | 20 | 0,87 | $Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$ |

Таблица 14 – Проверка трансформатора тока ПС «НПС-18»

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|---|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 161 | 56,2 | $i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 11907 | 778,70 | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$ |
| Номинальная вторичная нагрузка (Ом) | 20 | 0,87 | $Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$ |

Таблица 15 – Проверка трансформатора тока ПС «НПС-19»

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 161 | 60,41 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 11907 | 899,74 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка (Ом) | 20 | 0,87 | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Таблица 16 – Проверка трансформатора тока «НГРЭС»

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|-------|------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 161 | 62,28 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость (кА ² с) | 11907 | 956,25 | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка (Ом) | 20 | 0,87 | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его оставляем.

6.5 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 220 кВ ПС «Нижний Куранах».

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 346,0 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом максимального сечения отходящей ВЛ АС 300/39 с максимально допустимым током 700 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 400 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется, т.к. шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

Выполняем проверку по условиям возникновения короны, разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (21)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 1,21 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,21}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (22)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 230 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,21 \cdot \lg \frac{378}{1,21}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$.

Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условию проверки на коронирование.

Аналогично проводится выбор и проверка сечения гибких шин на ПС «НПС-19», «НПС-18», так же принимаем провод марки АС 300/39.

6.6 Выбор высокочастотных заградителей связи.

По напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного заградителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 17, 18, 19, 20.

Таблица 17 – Выбор и проверка заградителя 220 кВ ПС «Нижний Куранах»

| Номинальные параметры заградителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|----------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Периодическая составляющая тока КЗ (кА) | 28,5 | 20,17 | $I_{кз} \geq I_{по}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 80,5 | 50,25 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |

Таблица 18 – Выбор и проверка заградителя 220 кВ ПС «НПС-18»

| Номинальные параметры заградителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|----------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Периодическая составляющая тока КЗ (кА) | 28,5 | 22,56 | $I_{кз} \geq I_{по}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 80,5 | 56,2 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |

Таблица 19 – Выбор и проверка заградителя 220 кВ ПС «НПС-19»

| Номинальные параметры заградителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|----------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Периодическая составляющая тока КЗ (кА) | 28,5 | 24,25 | $I_{кз} \geq I_{по}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 80,5 | 60,41 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |

Таблица 20 – Выбор и проверка заградителя 220 кВ «НГРЭС»

| Номинальные параметры заградителя | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|---|------|------------------|----------------------------|
| Номинальное напряжение (кВ) | 220 | 220 | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток (А) | 400 | 346,0 | $I_{ном} \geq I_{макс}$ |
| Периодическая составляющая тока КЗ (кА) | 28,5 | 25,0 | $I_{кз} \geq I_{по}$ |
| Предельный сквозной ток (кА) | 80,5 | 62,28 | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |

Все выбранные ВЧЗ проходят проверку, следовательно, их принимаем к установке.

7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Расчет режима работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

На первоначальном этапе расчета режимов работы сети требуется подготовка исходных данных: формирование графа сети, нумерация узлов, определение из них генерирующих и балансирующих по мощности.

Далее необходимо задать параметры ветвей те рассчитать сопротивления на каждом участке в т.ч. сопротивления трансформаторов и их коэффициенты трансформации (указанные сопротивления определяются по справочным данным трансформаторов и проводов линий электропередачи).

На окончательном этапе в программный комплекс вводятся данные по нагрузкам сети, в нашем случае в режиме зимнего максимума (данные по нагрузкам приведены в таблице 21).

Таблица 21 - Нагрузка в узлах сети в режиме зимнего максимума

| Номер узла | P (МВт) | Q (МВАр) |
|------------|---------|----------|
| 2 | 32,1 | 10,2 |
| 3 | 35,2 | 10,1 |
| 4 | 30,3 | 8,2 |
| 5 | 36,3 | 9,6 |
| 6 | 22,4 | 8,9 |

Расчет проводился в программном комплексе RASTR WIN3, граф сети для сети до и после реконструкции показан на рисунке 14 и 15 соответственно.

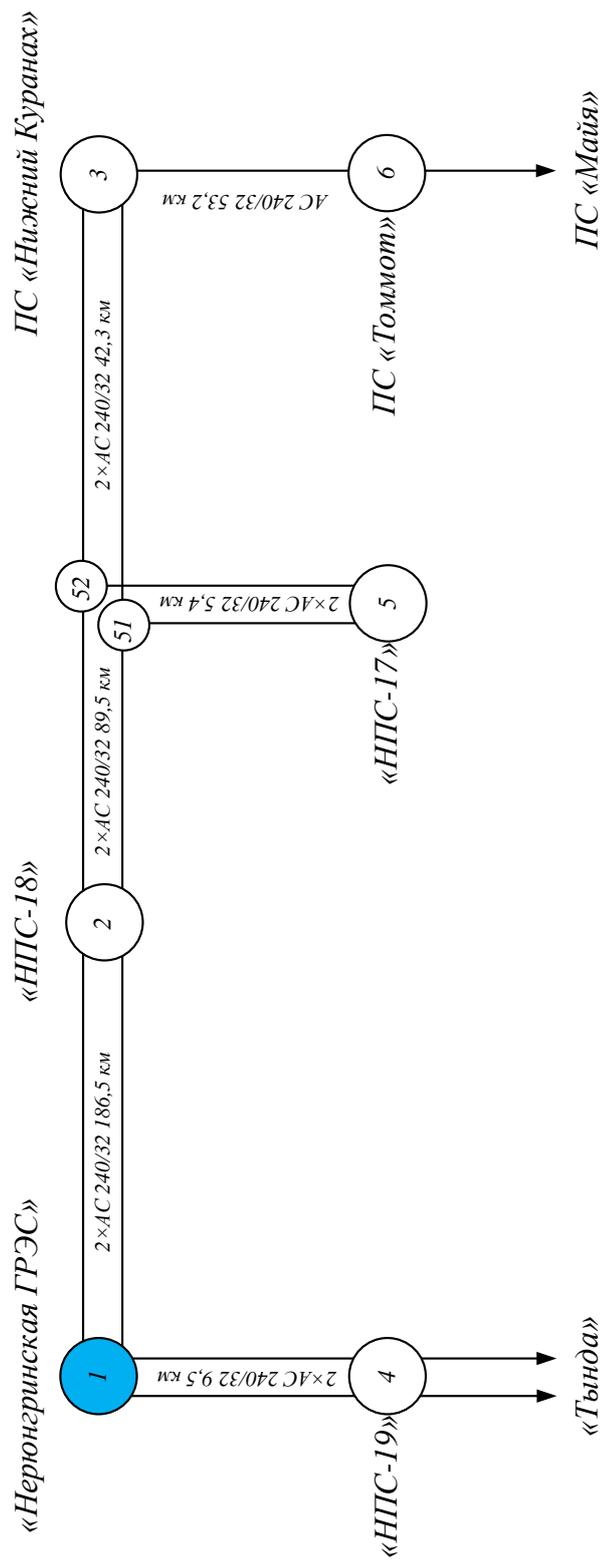


Рисунок 14 - Граф сети до реконструкции

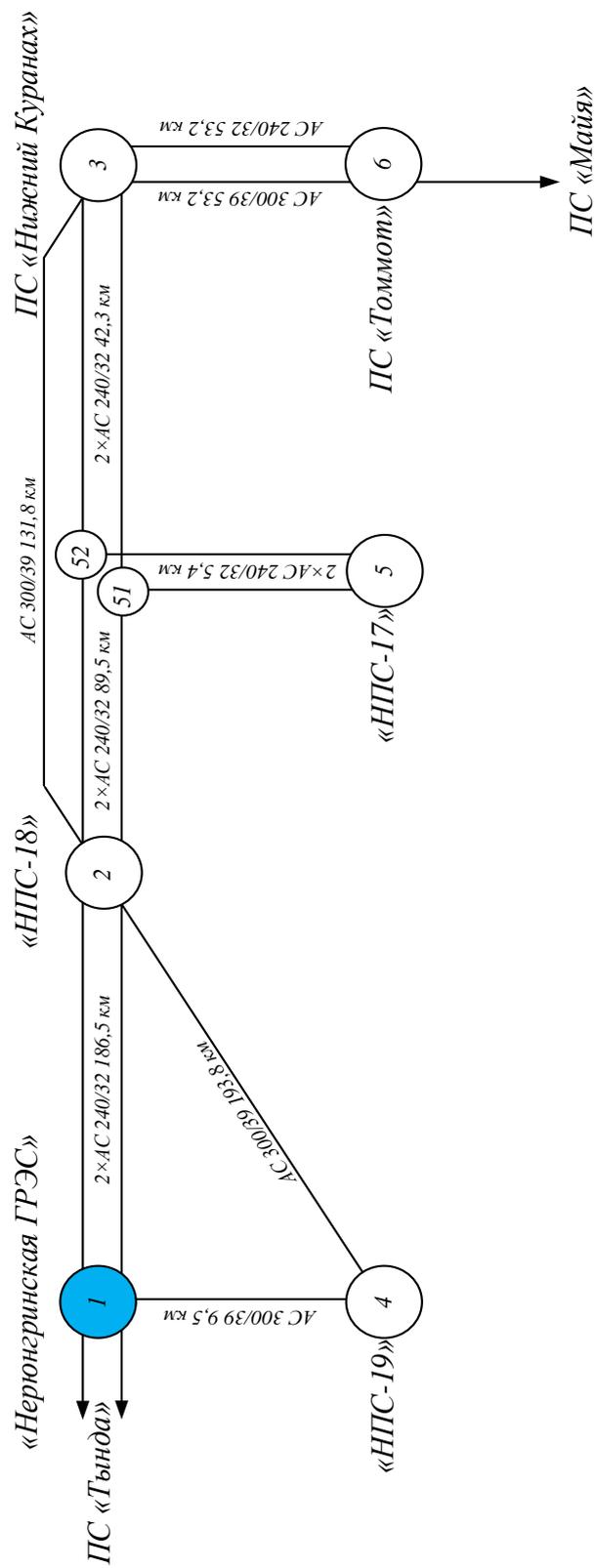


Рисунок 15 - Граф сети после реконструкции

7.1 Расчет и анализ нормального режима работы сети до реконструкции

Результаты расчета нормального режима работы сети до реконструкции приведены на рисунке 16 и в таблице 22, 23

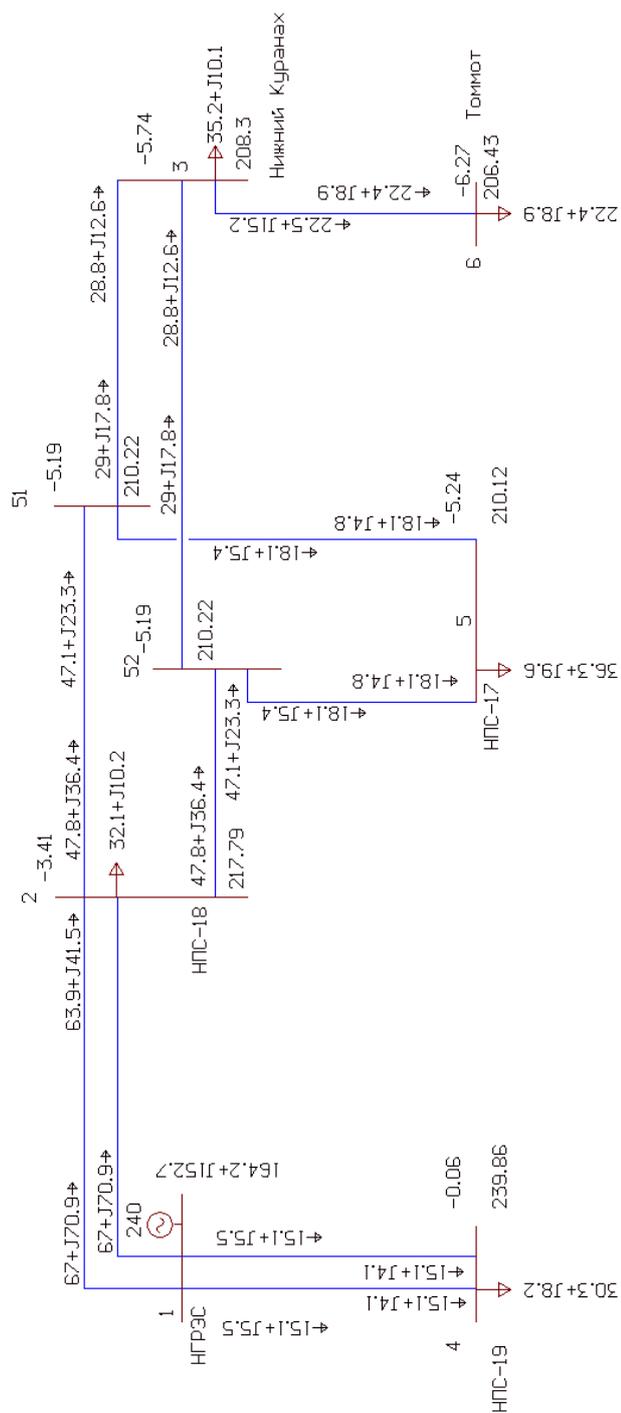


Рисунок 16 - Расчет и анализ нормального режима работы сети до реконструкции

Таблица 22 - Загрузка ВЛ в нормальном режиме работы сети до реконструкции

| Ннач | Нкон | Название | Инач (А) | Икон (А) |
|------|------|-------------------------|----------|----------|
| 1 | 4 | НГРЭС - НПС-19 | 38,71 | 37,71 |
| 1 | 4 | НГРЭС - НПС-19 | 38,71 | 37,71 |
| 2 | 51 | НПС-18 - отп | 159,36 | 144,21 |
| 2 | 52 | НПС-18 -отп | 159,36 | 144,21 |
| 51 | 5 | отп- НПС-17 | 51,96 | 51,50 |
| 52 | 5 | отп- НПС-17 | 51,96 | 51,50 |
| 51 | 3 | отп- Нижний Куранах | 93,43 | 87,25 |
| 52 | 3 | отп- Нижний Куранах | 93,43 | 87,25 |
| 3 | 6 | Нижний Куранах - Томмот | 75,16 | 67,41 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 234,63 | 201,97 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 234,63 | 201,97 |

Таблица 23 - Напряжения узлов в нормальном режиме работы сети до реконструкции

| Номер узла | Название узла | Uном (кВ) | U (кВ) | Delta |
|------------|----------------|-----------|--------|-------|
| 1 | НГРЭС | 240,00 | 240,00 | 0,00 |
| 2 | НПС-18 | 220,00 | 217,79 | -3,41 |
| 4 | НПС-19 | 220,00 | 239,86 | -0,06 |
| 51 | отп | 220,00 | 210,22 | -5,19 |
| 52 | отп | 220,00 | 210,22 | -5,19 |
| 5 | НПС-17 | 220,00 | 210,12 | -5,24 |
| 3 | Нижний Куранах | 220,00 | 208,30 | -5,74 |
| 6 | Томмот | 220,00 | 206,43 | -6,27 |

Расчет данного режима показывает, что напряжения в узлах сети не отклоняются от номинального значения более чем на 10 %.

Токовая загрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения на всех участках сети (длительный ток для провода марки АС 240/32 составляет 610 А)

7.2 Расчет и анализ послеаварийного режима работы сети до реконструкции

Результаты расчета послеаварийного режима работы сети до реконструкции (отключение одной цепи ВЛ НГРЭС – НПС-18) приведены на рисунке 17 и в таблице 24, 25

Таблица 24 - Загрузка ВЛ в послеаварийном режиме работы сети до реконструкции

| Ннач | Нкон | Название | Инач (А) | Икон (А) |
|------|------|-------------------------|----------|----------|
| 1 | 4 | НГРЭС - НПС-19 | 38,71 | 37,71 |
| 1 | 4 | НГРЭС - НПС-19 | 38,71 | 37,71 |
| 2 | 51 | НПС-18 - отп | 171,14 | 158,35 |
| 2 | 52 | НПС-18 -отп | 171,14 | 158,35 |
| 51 | 5 | отп- НПС-17 | 58,01 | 57,61 |
| 52 | 5 | отп- НПС-17 | 58,01 | 57,61 |
| 51 | 3 | отп- Нижний Куранах | 102,29 | 97,07 |
| 52 | 3 | отп- Нижний Куранах | 102,29 | 97,07 |
| 3 | 6 | Нижний Куранах - Томмот | 82,35 | 75,70 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 0,00 | 0,00 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 468,73 | 439,38 |

Таблица 25 - Напряжения узлов в нормальном режиме работы сети до реконструкции

| Номер узла | Название узла | Uном (кВ) | U (кВ) | Delta |
|------------|----------------|-----------|--------|--------|
| 1 | НГРЭС | 240,00 | 240,00 | 0,00 |
| 2 | НПС-18 | 220,00 | 195,10 | -8,10 |
| 4 | НПС-19 | 220,00 | 239,86 | -0,06 |
| 51 | отп | 220,00 | 187,14 | -10,36 |
| 52 | отп | 220,00 | 187,14 | -10,36 |
| 5 | НПС-17 | 220,00 | 187,03 | -10,42 |
| 3 | Нижний Куранах | 220,00 | 185,07 | -11,05 |
| 6 | Томмот | 220,00 | 183,04 | -11,73 |

Расчет данного режима показывает, что напряжения в узлах сети отклоняются от номинального значения более чем на 10 % особенно в удаленных от источника питания точках – шины 220 кВ ПС «Томмот» отклонение составляет 16%.

При таких отклонениях требуется отключение нагрузки на части ПС.

Токовая загрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения на всех участках сети (длительный ток для провода марки АС 240/32 составляет 610 А).

7.3 Расчет и анализ нормального режима работы сети после реконструкции

Результаты расчета нормального режима работы сети до реконструкции приведены на рисунке 18 в таблице 26, 27

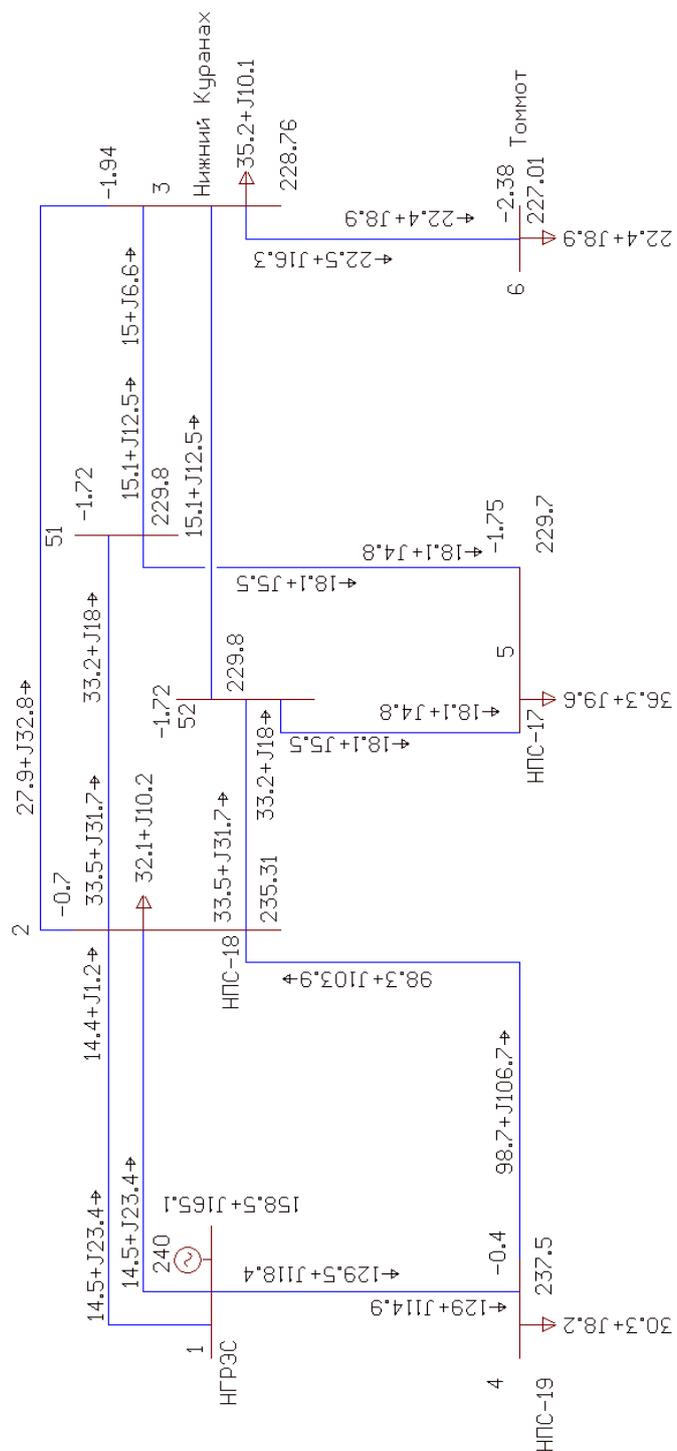


Рисунок 18 - Расчет и анализ нормального режима работы сети после реконструкции

Таблица 26 - Загрузка ВЛ в нормальном режиме работы сети после реконструкции

| Ннач | Нкон | Название | Инач (А) | Икон (А) |
|------|------|-------------------------|----------|----------|
| 1 | 4 | НГРЭС - НПС-19 | 422,09 | 419,87 |
| 2 | 4 | НПС-18 - НПС-19 | 351,03 | 353,43 |
| 2 | 51 | НПС-18 - отп | 113,25 | 94,83 |
| 2 | 52 | НПС-18 - отп | 113,25 | 94,83 |
| 51 | 5 | отп - НПС-17 | 47,62 | 47,11 |
| 52 | 5 | отп - НПС-17 | 47,62 | 47,11 |
| 51 | 3 | отп - Нижний Куранах | 49,09 | 41,38 |
| 52 | 3 | отп - Нижний Куранах | 49,09 | 41,38 |
| 3 | 6 | Нижний Куранах - Томмот | 70,12 | 61,30 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 66,16 | 35,44 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 66,16 | 35,44 |
| 2 | 3 | НПС-18 - Нижний Куранах | 105,72 | 77,36 |

Таблица 27 - Напряжения узлов в нормальном режиме работы сети после реконструкции

| Номер узла | Название узла | Uном (кВ) | U (кВ) | Delta |
|------------|----------------|-----------|--------|-------|
| 1 | НГРЭС | 240,00 | 240,00 | 0,00 |
| 2 | НПС-18 | 220,00 | 235,31 | -0,70 |
| 4 | НПС-19 | 220,00 | 237,50 | -0,40 |
| 51 | отп | 220,00 | 229,80 | -1,72 |
| 52 | отп | 220,00 | 229,80 | -1,72 |
| 5 | НПС-17 | 220,00 | 229,70 | -1,75 |
| 3 | Нижний Куранах | 220,00 | 228,76 | -1,94 |
| 6 | Томмот | 220,00 | 227,01 | -2,38 |

Расчет данного режима показывает что напряжения в узлах сети не отклоняются от номинального значения более чем на 10 %, введение дополнительной ВЛ позволяет разгрузить существующие сети и значительно поднять напряжение в дальних токах сети.

Токовая загрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения на всех участках сети (длительный ток для провода марки АС 240/32 составляет 610 А, для дополнительной ветви провод марки - АС 300/39 с длительным током 690 А).

7.4 Расчет и анализ послеаварийного режима работы сети после реконструкции

Результаты расчета послеаварийного режима работы сети после реконструкции (отключение одной цепи ВЛ НГРЭС – НПС-18) приведены на рисунке 19 в таблице 28, 29

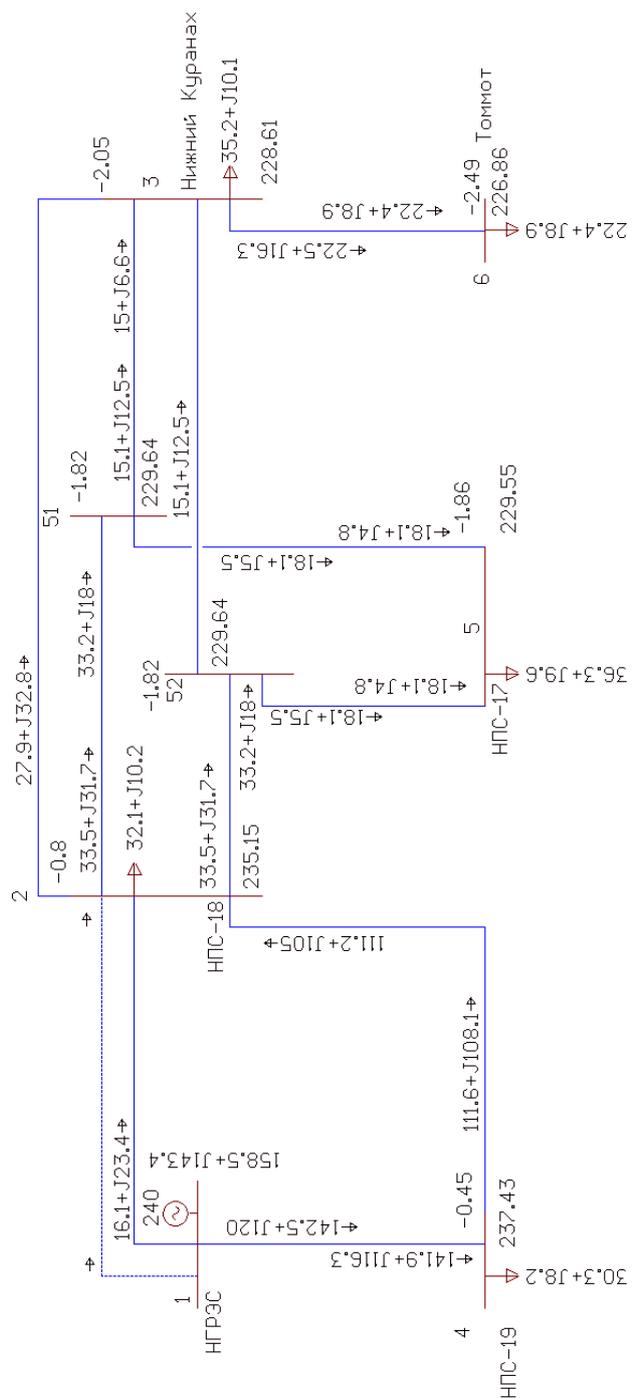


Рисунок 19 - Расчет и анализ послеаварийного режима работы сети после реконструкции

Таблица 28 - Загрузка ВЛ в нормальном режиме работы сети после реконструкции

| Ннач | Нкон | Название | Инач (А) | Икон (А) |
|------|------|-------------------------|----------|----------|
| 1 | 4 | НГРЭС - НПС-19 | 448,13 | 446,02 |
| 2 | 4 | НПС-18 - НПС-19 | 375,58 | 377,84 |
| 2 | 51 | НПС-18 - отп | 113,28 | 94,88 |
| 2 | 52 | НПС-18 - отп | 113,28 | 94,88 |
| 51 | 5 | отп - НПС-17 | 47,65 | 47,15 |
| 52 | 5 | отп - НПС-17 | 47,65 | 47,15 |
| 51 | 3 | отп - Нижний Куранах | 49,11 | 41,41 |
| 52 | 3 | отп - Нижний Куранах | 49,11 | 41,41 |
| 3 | 6 | Нижний Куранах - Томмот | 70,16 | 61,34 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 68,34 | 39,21 |
| 1 | 2 | НГРЭС - НПС-18 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 3 | НПС-18 - Нижний Куранах | 105,74 | 77,41 |

Таблица 29 - Напряжения узлов в нормальном режиме работы сети после реконструкции

| Номер узла | Название узла | Uном (кВ) | U (кВ) | Delta |
|------------|----------------|-----------|--------|-------|
| 1 | НГРЭС | 240,00 | 240,00 | 0,00 |
| 2 | НПС-18 | 220,00 | 235,15 | -0,80 |
| 4 | НПС-19 | 220,00 | 237,43 | -0,45 |
| 51 | отп | 220,00 | 229,64 | -1,82 |
| 52 | отп | 220,00 | 229,64 | -1,82 |
| 5 | НПС-17 | 220,00 | 229,55 | -1,86 |
| 3 | Нижний Куранах | 220,00 | 228,61 | -2,05 |
| 6 | Томмот | 220,00 | 226,86 | -2,49 |

Расчет послеаварийного режима показывает что введение дополнительной цепи ВЛ в значительной степени улучшает режим работы сети, в послеаварийном режиме не происходит значительного отклонения напряжений от номинального значения.

Токовая нагрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения для каждой марки провода.

8 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 220 КВ

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на ВЛ «НПС-18» – ПС «Нижний Куранах»

Традиционные устройства релейной защиты и автоматики, выполненные с помощью электромеханических и статических (микроэлектронных) устройств, представляют собой физические блоки, соответствующие отдельным физическим функциям (реле тока, напряжения, сопротивления и т.д.).

Микропроцессорная техника реализует эти функции программно, т.е. существуют некая математическая модель, реализующая алгоритм работы того или иного реле.

Это определяет необходимость изменения подхода к анализу срабатывания, характеристикам срабатывания, проверке отстройки и чувствительности, особенно при расчете ступеней дистанционных защит.

В данном разделе рассматривается расчет срабатывания дистанционных защит, токовой отсечки устанавливаемой на линии 220 кВ.

8.1 Первая ступень дистанционной защиты

Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$Z_{сз1} = 0,85 \cdot Z_{уд} \cdot L \quad (23)$$

где L - протяженность ВЛ (км).

$Z_{уд}$ - удельное сопротивление ВЛ (принимается равным индуктивному сопротивлению)

$$Z_{сз1} = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 131,8 = 44,81 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$Z_{cp1} = K_{cx} \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}} \cdot Z_{c3} \quad (24)$$

где K_{TT} – коэффициенты трансформации трансформатора тока

K_{TH} – коэффициенты трансформации трансформатора напряжения

$$Z_{cp1} = \sqrt{3} \cdot \frac{80}{2300} \cdot 17,68 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания первой ступени дистанционной защиты принимаем 0,1 сек.

8.2 Вторая ступень дистанционной защиты

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$Z_{c32} = 0,85 \cdot Z_{y\partial} \cdot L \quad (25)$$

где L - протяженность ВЛ (км).

$Z_{y\partial}$ - удельное сопротивление ВЛ (принимаем равным индуктивному сопротивлению)

$$Z_{c32} = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 131,8 = 17,68 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$Z_{cp2} = K_{cx} \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}} \cdot Z_{c3} \quad (26)$$

$$Z_{cp2} = \sqrt{3} \cdot \frac{80}{2300} \cdot 17,68 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания первой ступени дистанционной защиты принимаем 0,6 сек.

8.3 Третья ступень дистанционной защиты

Сопротивление срабатывания:

$$Z_{сз3} = 0,85 \cdot \left(Z_{y\partial} \cdot L + \frac{0,85 \cdot Z_{y\partial} \cdot L}{K_{TP}} \right) \quad (27)$$

где K_{TP} - коэффициент распределения тока, (принимаем 1).

$$Z_{сз3} = 0,85 \cdot \left(52,0 \cdot 0,4 + \frac{0,85 \cdot 52,0 \cdot 0,4}{1} \right) = 32,71 \text{ (Ом)}$$

Ток срабатывания реле третьей ступени определяется по формуле:

$$Z_{ср3} = \sqrt{3} \cdot \frac{1000}{2300} \cdot 32,71 = 24,63 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания третьей ступени принимаем 1,1 сек.:

8.4 Четвертая ступень дистанционной защиты

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{сз4} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{ДЛ}} \quad (28)$$

где U_H - номинальное напряжение ВЛ;

$I_{ДЛ}$ - длительно допустимый ток (для провода марки АС 300/39 – 700 А).

$$Z_{сз4} = \frac{0,95 \cdot 230}{0,700} = 312,0 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле четвертой ступени определяется по формуле:

$$Z_{ср4} = \sqrt{3} \cdot \frac{80}{2300} \cdot 312,0 = 18,79 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания четвертой ступени принимаем равным 1,6 сек.

8.5 Токовая отсечка

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП.

Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой ЛЭП и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны РЗ смежного участка по току и по времени.

Отсечка с выдержкой времени на линиях.

Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов:

Время срабатывания токовой отсечки принимаем равным 0,4 сек

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка, определяем ток срабатывания токовой отсечки по выражению:

$$I_{CO} = K_H \cdot I_{к.м.з} \quad (29)$$

где $I_{к.м.з}$ - ток трехфазного короткого замыкания в режиме максимальной нагрузки;

K_H - коэффициент надежности, равный 1.2.

$$I_{CO} = 1,2 \cdot 25,0 = 30,0 \text{ (кА)}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется следующим выражением:

$$K_{\chi} = \frac{0,87 \cdot I_{к.мин.з} \cdot K_{сх}}{I_{CO}} > 1,2 \quad (30)$$

где $I_{к.мин.3}$ - ток трехфазного короткого замыкания в режиме минимальной нагрузки;

$K_{сх}$ - коэффициент схемы, равный 1,73.

$$K_{ч} = \frac{0,87 \cdot 24,56 \cdot 1,73}{30,0} = 1,22 > 1,2$$

Токовая отсечка удовлетворяет требованиям чувствительности.

8.6 Первая ступень токовой защиты нулевой последовательности

Отстраивается от максимального тока замыкания на землю, протекающего через рассматриваемую защиту при коротком замыкании в конце защищаемого участка:

$$I_{сз1} = k_{н} \cdot I_{\max 0}$$

где $k_{н} = 1,2$ – для сети 220 кВ.

$I_{\max 0}$ - значение тока однофазного КЗ (А)

Время срабатывания I ступени защиты – $t_{с.з.} = 0$ с.

$$I_{сз1} = 1,2 \cdot 21500 = 25800 \text{ (А)}$$

8.7 Вторая ступень токовой защиты нулевой последовательности

Отстраивается от тока срабатывания I ступени защиты:

$$I_{сз2} = k_{отс} \cdot I_{сз1} \tag{31}$$

где $k_{отс} = 1,1$ - коэффициент отстройки.

$$I_{с.з.}^{II} = 1,1 \cdot 25800 = 28380 \text{ (А)}$$

Время срабатывания II ступени защиты – $t_{с.з.} = 0,5$ с.

8.8 Третья ступень токовой защиты нулевой последовательности

Отстраивается от тока небаланса в защите при трехфазном коротком замыкании.

$$I_{сз3} = k_n \cdot I_{нбм} \quad (32)$$

где $k_n = 1,2$.

Максимальный ток небаланса определяется как:

$$I_{нбм} = k_{одн} \cdot k_{ан} \cdot \varepsilon \cdot I_{км}^{(3)} \quad (33)$$

где $k_{одн} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$k_{ан} = 1$ - коэффициент, учитывающий бросок апериодической составляющей тока короткого замыкания;

ε - допустимая погрешность трансформаторов тока.

$$I_{нбм} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 25000 = 1250$$

$$I_{сз3} = 1,2 \cdot I_{нбм} = 1,2 \cdot 1250 = 1500$$

Время срабатывания ступени защиты – $t_{с.з.} = 1,0$ с.

Чувствительность защиты проверяется по формуле через коэффициент:

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot I_{к.мин.3}}{I_{сз}} \geq 1,5.$$

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot 24560}{1522,8} = 48,38 \geq 1,5$$

Защита проходит проверку по чувствительности ее оставляем.

9 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «НИЖНИЙ КУРАНАХ»

9.1 Дифференциальная защита.

Определение тока срабатывания при отстройке от тока намагничивания:

$$I_{CЗ} = k_{отс} \cdot I_{ном} \quad (34)$$

$$I_{CЗ} = 2 \cdot 165,5 = 331,0 \text{ (А)}$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки от броска тока намагничивания, принимается равным 2;

$I_{ном}$ - номинальный ток на стороне высокого напряжения (А);

Определение тока срабатывания при отстройке от тока небаланса:

$$I_{CЗ} = k_{ан} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{к.макс}^{(3)} \quad (35)$$

$$I_{CЗ} = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,2) \cdot 25,17 \cdot 10^3 = 2,04 \cdot 10^3 \text{ (А)}$$

где $k_{ан}$ - коэффициент отстройки от апериодической составляющей тока принимается равным 1,3;

$k_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока принимается равным 1;

ε - полная погрешность трансформаторов тока, принимается равной 0,1;

$\Delta U_{рег}$ - относительное регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой принимается равным 0,2;

$I_{к.макс}^{(3)}$ - максимальное значение тока короткого замыкания по стороне высокого напряжения:

Принимается ток срабатывания защиты (А) $I_{CЗ} = 2,04 \cdot 10^3$

Предварительная проверка чувствительности производится по первичным токам при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} \quad (36)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{13,14 \cdot 10^3}{2,04 \cdot 10^3} = 6,44$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ - ток двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме.

Защита обеспечивает коэффициент чувствительности более 2.

Отстройка от тока небаланса при КЗ на СН

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{ан}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,93 \cdot 10^3 \text{ (А)} \quad (37)$$

Отстройка от тока КЗ на НН

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{ан}} \cdot (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 5,91 \cdot 10^3 \text{ (А)} \quad (38)$$

Принимаем ток срабатывания защиты составит:

$$I_{\text{СЗ}} = 5,91 \cdot 10^3 \text{ (А)}$$

Определяется чувствительность защиты при КЗ на стороне НН при минимальном регулировании

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} \quad (39)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{13,13 \cdot 10^3}{5,91 \cdot 10^3} = 2,22$$

Это значение $k_{\text{ч}}$ выше нормируемого, поэтому защита может быть применена.

Ток срабатывания реле для основной стороны:

$$I_{cp.осн} = \frac{I_{C3} \cdot K_{cx} \cdot (U_{cp.ном} / U_{ном.л})}{K_{ТН}} \quad (40)$$

$$I_{cp.осн} = \frac{5,91 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 1,05}{(2500/5)} = 31,03 \text{ (A)}$$

где K_{cx} - коэффициент схемы для данного случая принимается равным 1;

$U_{cp.ном} / U_{ном.л}$ - отношение среднего напряжения на присоединении к номинальному, принимается равным 1,05;

9.2 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители.

На понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ.

Время срабатывания МТЗ может оказывать влияние на выбор основной защиты трансформаторов мощностью от 1 до 6,3 МВА [12].

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора.

Ток срабатывания защиты на стороне 220 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВН} \quad (41)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 165,5 = 304,87 \text{ (A)}$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$ – коэффициент самозапуска принимается равным 1,5;

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин}}}{I_{\text{СЗ}}}$$

(42)

$$k_{\text{ч}} = \frac{13,13 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{304,87} = 4,24$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СП}} = \frac{304,87}{(200/5)} = 7,62$$

В данном разделе был проведен выбор новых уставок основных защит установленных на автотрансформаторах ПС «Нижний Куранах».

10 РАСЧЕТ ЗАЩИТНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Расчет защитного заземления ОРУ 220 кВ «Нижний Куранах» проводится для его проверки, сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать нормативные значения в целях электробезопасности.

Размеры ОРУ – 220 кВ А×В = 150×200 (м)

Удельное сопротивление грунта:

$$\rho = 300 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$$

Коэффициенты для расчета заземления:

$$ak = 0,005$$

$$bk = 0,0036$$

$$ck = -0,05$$

$$dk = 0,343$$

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (150 + 3) \cdot (200 + 3) = 6 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (43)$$

Принимаем диаметр проводов $d = 0,0021$ м, соответствующее сечение рассчитывается по формуле:

$$F = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,0021^2}{4} = 0,08 \quad (44)$$

Проверка на термическую прочность производится через ток короткого замыкания на землю:

$$I_M = 13200 \text{ (кА)}$$

Максимальное время срабатывания релейной защиты: $t = 3$ (сек)

Коэффициент термической стойкости $\beta = 21$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot 5}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{13,2^2 \cdot 3}{400 \cdot 21}} = 0,03 \quad (45)$$

Проверка на коррозионную стойкость:

$$S_k = ak \cdot \ln(240) + bk \cdot \ln(240) + ck \cdot \ln(240) + dk = 1 \text{ (см}^2\text{)} \quad (46)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S \cdot (S_k + d) = 3,15 \quad (47)$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке:

$$l_n = \frac{(A+3)}{l_{mm}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = 6,212 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (48)$$

Количество ячеек:

$$M = \frac{l_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{6,212 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{6 \cdot 10^3}} = 40,09 \quad (49)$$

Принимаем количество ячеек: $M = 40$

Длина стороны одной ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{M} = 1,93 \text{ (м)} \quad (50)$$

Длина горизонтальных полос в рассматриваемой модели заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (M + 1) = 6,352 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (51)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,9 \text{ (ед)} \quad (52)$$

Принимаем стандартную длину вертикальных электродов:

$$L_g = 4 \text{ (м)}$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left(\frac{0,42}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n\epsilon \cdot L\epsilon} \right) = 0,17 \text{ (ом)} \quad (53)$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя через вспомогательный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 2,66 \quad (54)$$

$$R_u = a_u \cdot R_c = 0,452 \text{ (ом)} \quad (55)$$

Импульсное сопротивление заземлителя должно быть не более 0,5 Ом, следовательно, расчет проведен верно.

11 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Согласно правилам устройства электроустановок открытые РУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита ОРУ 220 кВ «Нижний куранах» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Защиту РУ 220 кВ выполним стержневыми отдельно стоящими молниеотводами. Высота молниеотвода (отдельно стоящего) – 30 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (56)$$

где h – высота молниеотвода (30 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ (м)} \quad (57)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне портала 220 кВ

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 30 \cdot \frac{(30 - 11)}{(30 + 11)} = 15,84 \text{ (м)} \quad (58)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 30 - \frac{85}{7} = 17,9 \text{ (м)} \quad (59)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{17,9 - 11}{1 + \frac{11}{17,9}} = 6,8 \text{ (м)} \quad (60)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Расчет показывает, что молниезащита полностью закрывает оборудование, расположенное на ПС «Нижний Куранах».

Аналогично проводим расчет для других пар молниеотводов, результаты расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет параметров молниезащиты

| Схема молниеотводов | L (м) | r0 (м) | rx (м) | hc (м) | rcx (м) |
|---------------------|-------|--------|--------|--------|---------|
| 1-2 | 85,0 | 31,2 | 15,84 | 17,9 | 6,8 |
| 2-3 | 75,0 | 31,2 | 15,84 | 19,3 | 8,4 |
| 3-4 | 120,0 | 31,2 | 15,84 | 12,8 | 1,6 |
| 4-5 | 95,0 | 31,2 | 15,84 | 16,4 | 5,2 |
| 5-6 | 65,0 | 31,2 | 15,84 | 20,7 | 10,15 |
| 6-1 | 120,0 | 31,2 | 15,84 | 17,9 | 6,8 |

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность проекта

В данной рассматривается проектирование воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ республики Якутия участке «Нерюнгринская ГРЭС – ПС «Нижний Куранах» а так же реконструкция ПС 220 кВ «Нижний Куранах».

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом.

При прохождении трассы проектируемой ВЛ по лесистой местности, проектом предусматривается минимально допустимая прорубка просеки с очисткой трассы от порубочных остатков и их сжиганием, разделка вырубленного леса и его штабелирование.

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании строительно-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления.

Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии.

Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей и руководствуется в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызывали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных изоляторов;
- измерение переходного сопротивления соединений проводов ВЛ различными зажимами;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током.

Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

Так как в данный проект посвящен реконструкции РУ 220 кВ подстанции «Нижний Куранах» рассмотрим заземление РУ ВН.

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме.

Различают три вида заземлений: рабочее, защитное (для обеспечения безопасности людей) и заземление молниезащиты.

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети (нейтрали обмоток силовых трансформаторов и генераторов и др.) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, снижение коммутационных перенапряжений, упрощение релейной защиты от

однофазных КЗ и т.д.

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции.

Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей электрическим током в процессе эксплуатации электрических установок.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока молнии и атмосферных индуцированных перенапряжений от молниеотвода, защитных тросов и разрядников и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Рабочее и защитное заземление должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки практически не могут быть выполнены изолированными друг от друга и должны иметь при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления подстанции.

По всей территории распределительного устройства, в удобных местах размещены устройства для подключения заземления пожарных стволов.

Техника безопасности при строительстве ВЛ.

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ

до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов.

Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

12.2 Экологичность проекта

В данном дипломном проекте производится сооружение одноцепной воздушной линии 220 кВ «НГРЭС» – ПС «Нижний Куранах» протяженностью 325,6 км выполненной на унифицированных опорах.

Земля, отводимая в постоянное пользование ВЛ должна быть восстановлена путем освоения новых земель.

Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметами на строительство.

При определении площади земли отводимой в постоянное и временное пользование используются следующие исходные данные:

Опора анкерная угловая: У 220 – 2 + 9 с размером основания 9,0 м в количестве 80 шт.

Опора промежуточная: П 220 – 1, размер основания 5,0 м, в количестве 732 шт.

Подробно рассмотрим расчет площади отводимой под постоянное и временное пользование:

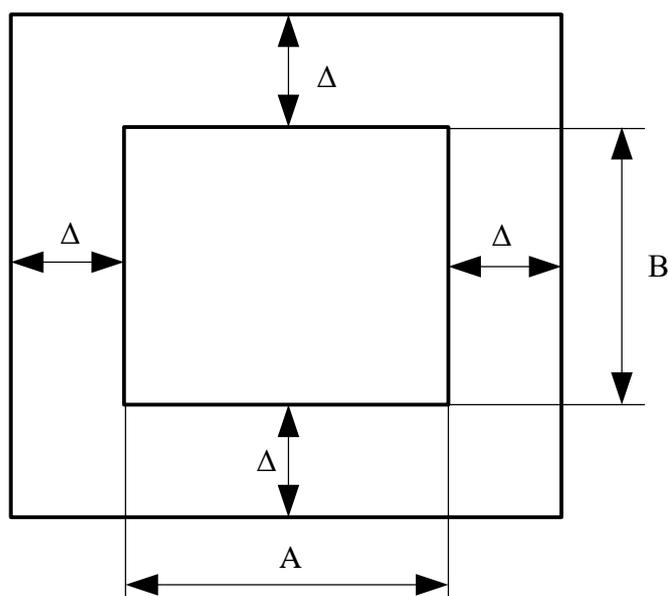


Рисунок 20 – Размеры основания опоры

Определим площадь земли отводимой под постоянное пользование по формуле (м²):

$$F_{\text{осст}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n \quad (61)$$

где n_a , n_n - соответственно количество анкерных и промежуточных опор (шт);

F_a , F_n - соответственно площадь, отводимая под анкерную и промежуточную опору (м²);

Площадь, отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле (м²):

$$F_a = (A_a + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_a + 2 \cdot \Delta) = (9,0 + 2 \cdot 1,5) \cdot (9,0 + 2 \cdot 1,5) = 144,0 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$F_n = (A_n + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_n + 2 \cdot \Delta) = (5,0 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,0 + 2 \cdot 1,5) = 64,0 \text{ (м}^2\text{)}$$

где Δ - расстояние от основания опоры в обе стороны, т.к. ВЛ проходит в лесу – степи, местность равнинная, принимаем значение 1,5 м (согласно «Нормам отвода земли под электрические сети напряжением 0,38 – 750 кВ»)

Площадь земли отводимой под постоянное пользование (м^2):

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n = 80 \cdot 144,0 + 732 \cdot 64,0 = 58,37 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь земли отводимая во временное пользование определяется по формуле:

$$F_{\text{вэс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{вмп}} \quad (62)$$

где $F_{\text{вс}}$, $F_{\text{вмп}}$ - соответственно площади, отводимые временное строительство и временные монтажные площадки (м^2);

$$F_{\text{вс}} = L \cdot l = 325,6 \cdot 10^3 \cdot 12,0 = 3,91 \cdot 10^6 \text{ (м}^2\text{)} \quad (63)$$

где L – длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м):

l – ширина полосы отводимой земли вдоль одно цепной ВЛ напряжением 150-220 кВ (м) (согласно «Нормам отвода земли под электрические сети напряжением 0,38 – 750 кВ»):

Площадь отводимая под монтажные площадки (м^2):

$$F_{\text{вмп}} = n_a \cdot F_{\text{мна}} + n_n \cdot F_{\text{мпн}} \quad (64)$$

где $F_{\text{мна}}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой стальной свободностоящей опоры (согласно «Нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0.38-750 кВ») $F_{\text{мна}} = 700$ (м^2)

$F_{\text{мпн}}$ – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной стальной свободностоящей опоры 110 кВ (согласно «Нормам

отвода земель для электрических сетей напряжением 0.38-750 кВ») $F_{\text{мин}} = 560$ (м²):

$$F_{\text{всп}} = 80 \cdot 700 + 732 \cdot 560 = 0,46 \cdot 10^6 \text{ (м}^2\text{)}$$

Суммарная площадь под временное пользование:

$$F_{\text{вс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{всп}} = 3,91 \cdot 10^6 + 0,46 \cdot 10^6 = 4,37 \cdot 10^6 \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

12.3 Чрезвычайные ситуации

При реконструкции ПС должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Нижний Куранах» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ «Нижний Куранах».

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Нижний Куранах» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Нижний Куранах» составляет

комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается:

- устранением образования горючей среды;
- устранением образования в горючей среде источника зажигания;
- поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой;
- поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС «НПС-15» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Нижний Куранах» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС «Нижний Куранах» обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам.

Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания.

К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 220 кВ ПС «Нижний Куранах».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством.

Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения.

Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются: в здании

ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 6 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м³.

На ПС «Нижний Куранах» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя.

Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС «НПС-15» в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты).

Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения.

Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

13 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

13.1 Расчет капиталовложения в РУ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на реконструкцию ПС рассматриваемого района эл сетей.

Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для Дальнего Востока и коэффициентом перевода стоимости оборудования на настоящее время.

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2020 года (для электроэнергетики индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28) (согласно приложению №1 к письму Минрегион России).

Определяем стоимость РУВН, основываясь на стоимости одной ячейки выключателя 220 кВ:

$$K_{py} = N_{яч220} \cdot K_{яч220} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (66)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2020 год (равен 4,28)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч220}$ - количество ячеек выключателей 220 кВ:

$K_{яч220}$ - стоимость одной ячейки элегазового выключателя 220 кВ в ценах 2000 года

$$K_{py} = 7 \cdot 14 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 545,27 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в реконструкцию ПС

$$K_{nc} = K_{py} = 545,27 \text{ (млн. руб.)}$$

13.2 Расчет капиталовложения в ВЛ

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ по следующей формуле,:

$$K_{вл} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (67)$$

где L - протяженность рассматриваемой ВЛ:

K - стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 года:

$$K_{вл} = 1,485 \cdot 325,6 \cdot 4,28 \cdot 1,4 = 2897,0 \text{ (млн. руб.)}$$

Общие капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 2897,0 + 545,27 = 3442,27 \text{ (млн.руб)}$$

13.3 Расчет издержек на эксплуатацию оборудования

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а так же амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (68)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (69)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ВЛ 15 лет, для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 2897,0 \cdot \frac{1}{15} + 545,27 \cdot \frac{1}{20} = 220,39 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = I_{\text{ЭКС.ВЛ}} + I_{\text{ЭКС.ПС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (70)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах;

$\alpha_{\text{ЭКС.ПС}} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС):

$$I_{\text{ЭКС}} = 2897,0 \cdot 0,008 + 545,27 \cdot 0,059 = 55,34 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали, что стоимость реализации проекта по введению в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС «Томмот» составляют 3,4 млрд. руб.

При этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 220,39 млн. руб./год, а на его эксплуатацию 55,34 млн. руб./год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе разработан вариант реконструкции системы электроснабжения напряжением 220 кВ, в частности строительство ВЛ в республике «Якутия», обеспечивающий высокую надежность питания потребителей объединяющий такие объекты как НПС-19, НГРЭС, ПС «Нижний Куранах», ПС «Томмот».

Выполнено техническое и экономическое обоснование данного варианта реконструкции.

Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ.

В процессе реализации проекта выполнено значительное количество расчетов и определены такие данные как: необходимое сечение провода, его марка, определены фактические значения рабочих токов в сети после реконструкции и токов короткого замыкания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2016. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cbr.ru>
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2012.

13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 210.

14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2011.

15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 2009.

16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2013

17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.