

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в районе подстанции НПС-19 в республике Саха-Якутия

Исполнитель

студент группы 742 об2

подпись, дата

С.С.Неделькин

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Неделькина Сергея Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в районе подстанции НПС-19 в республике Саха-Якутия

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта-схема района проектирования подстанции НПС-19; Предполагаемая расчетная мощность подстанции НПС-19; Однолинейная схема района проектирования.

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Структурный анализ электроэнергетической системы района; Расчет и анализ установившихся режимов существующей сети; Проектирование развития рассматриваемой электрической сети; Техническая проработка вариантов развития сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

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

7. Дата выдачи задания: 07.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю. В., профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): Неделькин С.С.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 128 с., 9 рисунков, 92 формулы, 39 таблиц, 22 использованных источника, 1 приложение.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РАСЧЕТНЫЙ ТОК.

В данной ВКР разработана реконструкция существующей электрической сети 220 кВ в районе подстанций НПС-19, Томмот и Нерюнгринской ГРЭС. Были произведены расчеты и проанализированы нормальные и послеаварийные режимы работы системы до и после реконструкции, рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки оборудования, выбраны сечения ЛЭП и другое высоковольтное оборудование для реализации проекта. Выбраны устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики для ПС 220 кВ НПС - 19 и рассчитаны их новые уставки. Произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции. В разделе пожарной безопасности рассчитаны для ПС НПС -19 маслоприемник и прописаны правила пожарной безопасности на подстанции. Проведена оценка экономической эффективности предложенного варианта проектирования.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Определения, обозначения, сокращения | 7 |
| Введение | 8 |
| 1 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Республики Саха (Якутия) | 10 |
| 1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района | 10 |
| 1.1.1 Характеристика источников питания | 13 |
| 1.1.2 Структурный анализ ЛЭП | 17 |
| 1.1.3 Структурный анализ ПС | 18 |
| 1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети | 20 |
| 1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети | 24 |
| 1.2.2 Анализ режимов существующей сети | 24 |
| 2 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети | 33 |
| 2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе проектирования | 33 |
| 2.2 Техническая проработка варианта развития электрической сети | 34 |
| 2.3 Выбор оборудования 220 кВ на Нерюнгринской ГРЭС и ПС 220 кВ Томмот | 42 |
| 2.3.1 Выбор выключателя 220 кВ | 42 |
| 2.3.2 Выбор трансформаторов тока | 47 |
| 2.3.3 Выбор аккумуляторных батарей | 53 |
| 2.4 Выбор оборудования 220 кВ на ПС Томмот | 58 |
| 2.4.1 Выбор выключателя 220 кВ | 59 |
| 2.5 Расчет параметров режима сети после реконструкции | 61 |
| 3 Конструктивное исполнение ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Томмот с заходом на ПС НПС-19 | 69 |
| 3.1 Выбор типов опор | 69 |
| 3.2 Определение скоростного напора ветра на провода ВЛ | 69 |
| 3.3 Расчет удельных механических нагрузок | 71 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 3.4 | Определение критических пролетов воздушной линии и исходного расчета режима | 73 |
| 3.5 | Систематический расчет провода | 75 |
| 3.6 | Выбор типов изоляторов и арматуры | 76 |
| 3.7 | Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролете | 77 |
| 3.8 | Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии | 78 |
| 3.9 | Проверка ветровых и весовых пролетов | 79 |
| 4 | Экономический расчет варианта развития сети | 81 |
| 4.1 | Расчет капитальных вложений | 81 |
| 4.2 | Расчет потерь электрической энергии | 91 |
| 4.3 | Расчет эксплуатационных издержек | 93 |
| 4.4 | Определение среднегодовых эксплуатационных затрат | 94 |
| 5 | Выбор устройств релейной защиты | 95 |
| 5.1 | Сведения о микропроцессорном устройстве | 96 |
| 5.2 | Расчет дифференциальной защиты трансформатора | 98 |
| 5.2.1 | Выбор общих параметров дифференциальной защиты | 99 |
| 5.2.2 | Выбор уставок дифференциальной отсечки | 100 |
| 5.2.3 | Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты | 102 |
| 5.3 | Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора | 104 |
| 5.4 | Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора | 107 |
| 5.5 | Газовая защита трансформатора | 109 |
| 6 | Безопасность и экологичность | 112 |
| 6.1 | Безопасность | 112 |
| 6.1.1 | Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ | 112 |
| 6.1.2 | Требования безопасности при обслуживании КРУЭ | 116 |
| 6.2 | Экологичность | 117 |
| 6.3 | Чрезвычайная ситуация | 122 |

| | |
|--------------------------|-----|
| Заключение | 125 |
| Библиографический список | 126 |
| Приложение А | 128 |

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВЗС – водозаборное сооружение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОП – обратная последовательность;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПП – прямая последовательность;
- ПС – подстанция;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- СН – собственные нужды;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время разработаны схема и программа развития ЕЭС России на ближайшие годы. Значимое место в этой программе занимают вопросы, связанные с развитием электроэнергетики Дальнего Востока. Необходимость развития обусловлена непрерывным ростом нагрузок, появлением новых потребителей, повышением степени электрификации быта, увеличением требований к уровню жизни населения, развитием научно-технического прогресса.

Для выполнения этого требуется развитие и переоснащение действующих электроэнергетических систем, внедрение новых технологий и современного оборудования. Этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрической сети напряжением 220 кВ Республики Саха (Якутия) на участке «ПС НПС-19» - ПС «Томмот» - «Нерюнгринская ГРЭС». Подстанция «НПС-19» обеспечивает электроэнергией ВСТО – крупнейший проект последних десятилетий, реализуемый ОАО АК «Транснефть» для транспортировки российской нефти на рынок Азиатско – Тихоокеанского региона [7]. Источником питания на данном участке является Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ, а также генерация мощности из Амурской энергосистемы.

Представленная тема выпускной квалификационной работы является актуальной, так как существующая схема электроснабжения не удовлетворяет требуемым условиям по надежности энергосистемы при аварийных или ремонтных отключениях. Решением проблемы является строительство дополнительных линий электропередач на участке «НПС - 19» - ПС «Томмот» - «Нерюнгринская ГРЭС».

Целью проекта является разработка технически осуществимой, а также экономически выгодной схемы электроснабжения подстанции «НПС - 19» способной обеспечить потребителей надёжной и качественной электроэнергией в рассматриваемом районе.

Для выполнения поставленной цели, в данной бакалаврской работе поставлены и решены следующие задачи:

- расчет нормального и послеаварийного установившегося режима с учетом прогноза электрических нагрузок существующей сети;
- расчет нормального и послеаварийного установившегося режима с учетом прогноза электрических нагрузок сети после строительства новых ЛЭП;
- расчет экономической эффективности предложенного варианта с учетом фактора надежности;

Бакалаврская работа разработана в операционной системе Windows 10 с использованием: Microsoft Office Word 2016г., Microsoft Office Visio 2016г., Microsoft Office Excel 2016г., MathType 6.1 Equation, Mathcad Prime 3.1, ПВК RastrWin 3.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Цель данного пункта – показать современное состояние электроэнергетической системы района. Граф рассматриваемого эквивалента сети приведен в приложении А к данной работе.

1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

Основными источниками питания большинства предприятий являются электростанции (в том числе шины генераторного напряжения), собственные ТЭЦ и районные подстанции энергосистем. Выбор независимых источников питания осуществляет энергоснабжающая организация, которая в технических условиях на присоединение указывает их характеристики.

С начала 90-х годов в энергосистемах наметилась тенденция питания потребителей с шин районных подстанций на напряжениях 110 – 220 кВ. Это диктуется стремлением гальванически развязать сети генераторов и потребителей для исключения влияния различного рода повреждений в сети потребителя на работу генераторов. На многих строящихся электростанциях вообще не предусматриваются распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ, предназначенные для потребителей электроэнергии, вся мощность передается на напряжениях 110 и 220 кВ к ближайшим районным подстанциям. Строительство собственных ТЭЦ на предприятиях также считается невыгодным. Такие решения экономически оправданы для энергокомпаний, но могут существенно снизить надежность электроснабжения потребителей [4].

В соответствии с нормативными требованиями, определенными в ПУЭ [3], питание потребителей первой категории допускается производить от двух секций или систем шин одной районной подстанции. В настоящее время это широко используется при проектировании многих промышленных предприятий, но является недостаточно надежным. Разработчику проекта электроснабжения следует обратить особое внимание на следующие факторы, определяющие бесперебойность питания электроприемников при аварийном отключении одного из независимых источников питания [5]:

- установившееся значение напряжения на оставшемся источнике питания в послеаварийном режиме должно быть не менее 0,9 номинального напряжения;

- при аварийном отключении одного из источников питания и действии релейной защиты и автоматики на оставшемся источнике питания может иметь место кратковременное снижение напряжения. Если значение провала напряжения и его продолжительность таковы, что вызывают отключение электроприемников на оставшемся источнике питания, то эти источники питания не могут считаться независимыми. Значение оставшегося напряжения на резервирующем источнике питания должно быть не менее 0,7 номинального напряжения.

Для повышения надежности электроснабжения предприятий с потребителями первой категории большой мощности необходимо предусматривать два территориально независимых источника питания.

Число независимых источников питания, обеспечивающих электроснабжение предприятия с электроприемниками первой и второй категорий, может быть больше двух (при обосновании), например, при протяженных линиях электропередачи, прокладываемых в неблагоприятных условиях, при недостаточной надежности одного из независимых источников питания и т. д.

Сооружение собственных электростанций (ТЭЦ, ТЭС) целесообразно при следующих обстоятельствах:

- при значительной потребности предприятия в паре и горячей воде;
- при наличии на предприятии отходного топлива (газа и т. г.) и возможности его использования для электростанции;
- при значительной удаленности или недостаточной мощности энергосистемы;
- при наличии особых групп электроприемников с повышенными требованиями к бесперебойности питания, когда собственный источник питания необходим для резервирования электроснабжения.

Мощность собственного источника питания зависит от его назначения и может колебаться в очень широких пределах. Размещение собственной электростанции определяется общей схемой электроснабжения и теплоснабжения предприятия. Неудачное ее расположение может привести к удлинению и удорожанию электрических и тепловых сетей.

Электростанция, используемая в качестве собственного источника питания, должна быть электрически связана с ближайшими электрическими сетями энергосистемы. Связь может осуществляться либо непосредственно на генераторном напряжении, либо на повышенном напряжении через трансформаторы связи.

От источника питания электроэнергия поступает на пункт приема электроэнергии — электроустановку, служащую для приема электроэнергии от источника питания и распределяющую (или преобразующую и распределяющую) ее между отдельными цехами и потребителями электроэнергии. Число пунктов приема и их вид зависят от мощности предприятия, территориального расположения нагрузок, требований надежности электроснабжения, очередности строительства предприятия и других факторов.

1.1.1 Характеристика источников питания

Нерюнгринская ГРЭС

Основным видом деятельности Нерюнгринской ГРЭС является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме нерюнгринская ГРЭС может осуществлять следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

На Нерюнгринской ГРЭС установлены турбоагрегаты мощности: №1, №2, №3 – 200 МВт.

Генераторное напряжение – 10,5 кВ.

Марка генераторов – 3 х ТГВ-200-2МУЗ.

ТГВ – турбогенератор с водородно-водяным охлаждением.

Количество полюсов – 2;

2М – модификация;

УЗ- климатическое исполнение и категория размещения.

Первый турбоагрегат пущен в работу в 1982 году, в 1984 году запущен второй турбоагрегат, в 1985 году был запущен третий турбоагрегат и Нерюнгринская ГРЭС вышла на полную мощность.

Главная электрическая схема ГРЭС построена следующим образом: все три турбоагрегата (№1, №2 и №3) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТДЦ-125000/110 и выдают мощность на напряжение 220 кВ.

РУ ВН Нерюнгринской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

Схема РУ: две рабочие и обходная системы шин (№ 13Н), ОРУ, с подключением трансформаторов к секциям шин через выключатель.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные, 1 СОВ.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину (в т. ч. на обходную систему шин).

Выключатели: установлены по 1 выключателю на каждое присоединение.

Таблица 1 – Силовые трансформаторы

| Марка | Кол-во | $U_K, \%$ | | | $\Delta P_K,$ кВт | $\Delta P_X,$ кВт | $\Delta Q_X,$ кВАр | $I_x, \%$ |
|---------|--------|-----------|-----|-----|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------|
| | | В-С | В-Н | С-Н | | | | |
| ТДЦ-125 | 3 | | 35 | | 380 | 135 | 625 | 0,5 |

Таблица 2 – Генераторы

| Марка | Кол-во | $P_{НОМ},$ МВт | $U_{НОМ},$ кВ | Номинальная частота вращения, об/мин | Угонная частота вращения, об/мин |
|--------------|--------|-------------------|------------------|---|--|
| ТГВ-200-2МУЗ | 3 | 200 | 10,5 | 3000 | 3630 |

РУ СН Нерюнгринской ГРЭС:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие системы шин, ОРУ.

Количество ячеек: 4 линейных, 2 трансформаторные, 2 на присоединение повышающих трансформаторов (генераторные).

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

| Марка | Кол-во | U _к , % | | | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | ΔQ _х , кВАр | I _х , % |
|---------------------|--------|--------------------|-----|-----|--------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------|
| | | В-С | В-Н | С-Н | | | | |
| ТДЦ-125000/110/10,5 | 2 | 11 | | | 650 | 240 | 1125 | 0,45 |

Таблица 4 – Генераторы

| Марка | Кол-во | P _{НОМ} , МВт | U _{НОМ} , кВ | Ном. частота вращения, об/мин | Угонная частота вращения, об/мин |
|-----------|--------|---------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--|
| ТВФ-100-2 | 2 | 100 | 10,5 | 3000 | 3630 |

Чульманская ТЭЦ

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

- выдача мощности и выработка электроэнергии и тепла;
- принятие неравномерной нагрузки;
- участие в регулировании основных параметров энергосистемы;
- обеспечение аварийного резерва, как кратковременного по мощности,

так и длительного — по энергии;

Строительство Чульманской ТЭЦ позволило:

- прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- регулировать частоту в Южно-Якутской энергосистеме;

Установленная электрическая мощность составляет 48 МВт.

РУ ВН Чульманской ТЭЦ:

U_{НОМ}: 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 6 линейных, 2 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

| Марка | Кол-во | U _к , % | | | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | ΔQ _х , кВАр | I _х , % |
|--------------------------|--------|--------------------|-----|-----|-----------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| | | В-С | В-Н | С-Н | | | | |
| АОДЦТН-125000/220/110/10 | 2 | 11 | 45 | 28 | 305 | 125 | 720 | 0,5 |
| ТДЦ-125000/220/10,5 | 2 | 11 | | | 380 | 125 | 625 | 0,5 |

Таблица 6 – Генераторы

| Марка | Кол-во | P _{НОМ} , МВт | U _{НОМ} , кВ | Номинальная частота вращения, об/мин | Угонная частота вращения, об/мин |
|------------|--------|------------------------|-----------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
| Т-2-12-2УЗ | 2 | 12 | 10,5 | 3000 | 3630 |

РУ СН Чульманской ТЭЦ:

U_{НОМ}: 35 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин. ОРУ.

Количество ячеек: 6 линейные, 2 трансформаторные, 2 генераторные, 1 обходная.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

| Марка | Кол-во | U _к , % | | | ΔP _к , кВт | ΔP _х , кВт | ΔQ _х , кВАр | I _х , % |
|---------------------|--------|--------------------|-----|-----|-----------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| | | В-С | В-Н | С-Н | | | | |
| ТДЦ-125000/110/10,5 | 2 | 10,5 | | | 400 | 120 | 687,5 | 0,55 |

Таблица 8 – Генераторы

| Марка | Кол-во | $P_{НОМ}$, МВт | $U_{НОМ}$, кВ | Ном. частота вращения, об/мин | Угонная частота вращения, об/мин |
|-----------|--------|--------------------|-------------------|-------------------------------------|--|
| ТВФ-100-2 | 1 | 100 | 10,5 | 3000 | 3630 |
| ТВФ-120-2 | 1 | 120 | 10,5 | 3000 | 3630 |

1.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 9 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

| Наименование линии | $U_{НОМ}$, кВ | Сечение линии | Длина линии, км | Тип линии |
|-------------------------------|----------------|---------------|--------------------|--------------|
| Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 | 220 | 2хАС-300 | 8,4 | ВЛ |
| Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный | | АС-300 | 94,9 | ВЛ |
| Нерюнгринская ГРЭС – Тында | | АС-300 | 183,58 | ВЛ |
| Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 | | 2хАС-300 | 156,35 | ВЛ |
| Нижний Куранах – НПС-18 | | 2хАС-300 | 148,66 | ВЛ |
| Нижний Куранах – Томмот | | 2хАС-300 | 183,74 | ВЛ |
| Нижний Куранах – Амга | | 2хАС-240 | 163,89 | ВЛ |
| Томмот – Майя | | 2хАПвП2Г-400 | 234,7 | КВЛ |
| Амга – НПС-15 | | АС-240 | 112,17 | ВЛ |
| Майя – Табага | | 110 | 2хАС-240 | 84,7 |
| Майя – Нижний Бестях | 2хАС-240 | | 91,33 | ВЛ |
| Майя – Борогонцы | АС-300 | | 46,48 | ВЛ |
| Майя – Чурапча | АС-240 | | 65,9 | ВЛ |

Таблица 10 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

| U _{НОМ} , кВ | Суммарная протяженность, км |
|-----------------------|-----------------------------|
| 220 | 1286,39 |
| 110 | 288,41 |

Таблица 11 – Интервальная оценка сечений

| U _{НОМ} , кВ | Сечение | Суммарная протяженность, км |
|-----------------------|------------|-----------------------------|
| 220 | АС-300 | 775,63 |
| | АС-240 | 276,06 |
| | АПвП2Г-400 | 234,7 |
| 110 | АС-300 | 46,48 |
| | АС-240 | 241,93 |

1.1.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки трансформаторов, которые на них установлены.

Таблица 12 – ПС по способу присоединения к сети

| Наименование ПС | Способ присоединения к сети |
|-----------------|-----------------------------|
| 1 | 2 |
| Нагорный | Проходная |
| Нижний Куранах | Узловая |
| Тында | Узловая |
| НПС-18 | Проходная |
| НПС-19 | Тупиковая |
| Томмот | Проходная |
| Майя | Проходная |

| | |
|----------|-----------|
| 1 | 2 |
| Промзона | Тупиковая |
| Амга | Проходная |

Таблица 13 – ПС по схемам РУ

| Наименование ПС | Схема РУ ВН |
|--------------------|--|
| Нерюнгринская ГРЭС | Две рабочие и обходная системы шин |
| Нагорный | Четырехугольник |
| Нижний Куранах | Одна рабочая секционированная выключателем система шин |
| Тында | Две рабочие системы шин |
| НПС-18 | Две рабочие системы шин |
| НПС-19 | Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов |
| Томмот | Одна рабочая секционированная выключателем система шин |
| Майя | Одна рабочая секционированная выключателем система шин |
| Промзона | Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии |
| Амга | Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов |

Таблица 14 – Количество и марки, установленных на ПС, трансформаторов

| Наименование ПС | Количество и марки трансформаторов |
|-----------------|------------------------------------|
| 1 | 2 |
| Дипкун | 2 x ТДТН-25000/220/35/10 |
| Нижний Куранах | 2 x АТДЦТН-63000/220/110/35 |

| | |
|----------|---|
| 1 | 2 |
| Тында | 2 x АДЦТН-63000/220/110/35 2x ТДТН-25000/110/35/10 |
| НПС-18 | 2 x АДТН-63000/220/110/10 |
| НПС-19 | 2 x ТРДН-40000/220/10 |
| Томмот | 2 x АДЦТН-63000/220/110/10 2x ТДТН-25000/110/35/10 |
| Майя | 2 x АДЦТН-63000/220/110/10 2x ТДТН-25000/110/35/10 |
| Промзона | 2x ТДТН-25000/110/35/10 |
| Амга | 2 x ТРДН-40000/220/10 |

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связанность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают подстанции Нижний Куранах, Тында, Томмот, Майя, а также Нерюнгринская ГРЭС.

Всего в рассматриваемом районе 10 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

На данном участке имеются как одноцепные ЛЭП, так и двухцепные. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-300.

1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin 3». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Южно - Якутских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 10.12.2020 г;
- Схема потокораспределения Южно-Якутских электрических сетей за 30.04.2020 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2017-2023 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей, принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС НПС-19. На 2020 год максимум электрической нагрузки составлял 30,6 МВт [3].

$$P^{прог} = 30,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 35,698 \text{ МВт};$$

$$Q^{прог} = 8,2 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 9,86 \text{ МВар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС рассматриваемой сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности программного комплекса:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);
- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);
- Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;
- Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;
- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении Б.

1.2.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. Отклонения по напряжениям в некоторых узлах достигают 8%, но при регулировании напряжения устройствами РПН это значение будет значительно ниже. Отклонения по напряжению представленных в таблице 15.

Таблица 15 – Отклонения напряжений в узлах сети

| Номер | Название | Uном, кВ | V, кВ | dV, % |
|-------|-------------|----------|--------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 9 | Тында СН | 110 | 105,06 | -4,49 |
| 10 | Тында НН | 35 | 33,62 | -3,94 |
| 14 | НПС 19 НН 1 | 10 | 10,38 | 3,84 |
| 15 | НПС 19 НН 2 | 10 | 10,38 | 3,84 |
| 19 | Дипкун СН | 35 | 32,87 | -6,09 |
| 20 | Дипкун НН | 10 | 9,24 | -7,56 |
| 24 | НПС 18 СН | 110 | 110,86 | 0,78 |

Продолжение таблицы 15

| Номер | Название | Uном, кВ | V, кВ | dV, % |
|-------|---------------------|----------|--------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 29 | Нижний Куранах СН | 110 | 108,29 | -1,55 |
| 31 | Нижний Куранах НН 1 | 6 | 5,89 | -1,81 |
| 32 | Нижний Куранах НН 2 | 6 | 5,89 | -1,81 |
| 36 | Томмот СН | 110 | 106,13 | -3,52 |
| 37 | Томмот НН | 10 | 9,60 | -3,95 |
| 40 | Томмот НН 1 | 35 | 33,87 | -3,24 |
| 44 | Майя СН | 110 | 106,41 | -3,26 |
| 45 | Майя НН | 10 | 9,58 | -4,23 |
| 49 | Тутаул СН | 35 | 32,76 | -6,39 |
| 50 | Тутаул НН | 10 | 9,21 | -7,85 |
| 54 | Призейская СН | 35 | 33,06 | -5,54 |
| 55 | Призейнская НН | 10 | 9,30 | -7,01 |

При этом напряжение на шинах 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС задано согласно схеме потокораспределения, принятой в качестве исходных данных [9]. Напряжение в остальных узлах можно отрегулировать с помощью устройств РПН.

Ток, протекающий по ЛЭП, не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70$ % большинство ЛЭП загружены не оптимально. ВЛ, удовлетворяющие этим условиям, представлены в таблице 16. Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

| Название | I _{max} , А | I _{доп} , А | I _{max} /I _{доп} , % |
|-------------------------------|----------------------|----------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 272,9 | 710 | 38,4 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 272,9 | 710 | 38,4 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 206,6 | 605 | 34,2 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 206,6 | 710 | 29,1 |
| Нижний Куранах ВН - Томмот ВН | 137,3 | 605 | 22,7 |

Продолжение таблицы 16

| Название | I_{\max} , А | $I_{\text{доп}}$, А | $I_{\max}/I_{\text{доп}}$, % |
|-----------------------------|----------------|----------------------|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 68,3 | 710 | 9,6 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 68,3 | 710 | 9,6 |
| Дипкун ВН - Тутаул ВН | 91,3 | 605 | 15,1 |
| Тутаул ВН - Призейская ВН | 157,0 | 605 | 26,0 |
| Призейская ВН - Зейская ГЭС | 269,1 | 710 | 37,9 |

Большинство ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 11,08 МВт, что составляет 3,23 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схема нормального режима сети в районе проектирования показана на рисунке 1.

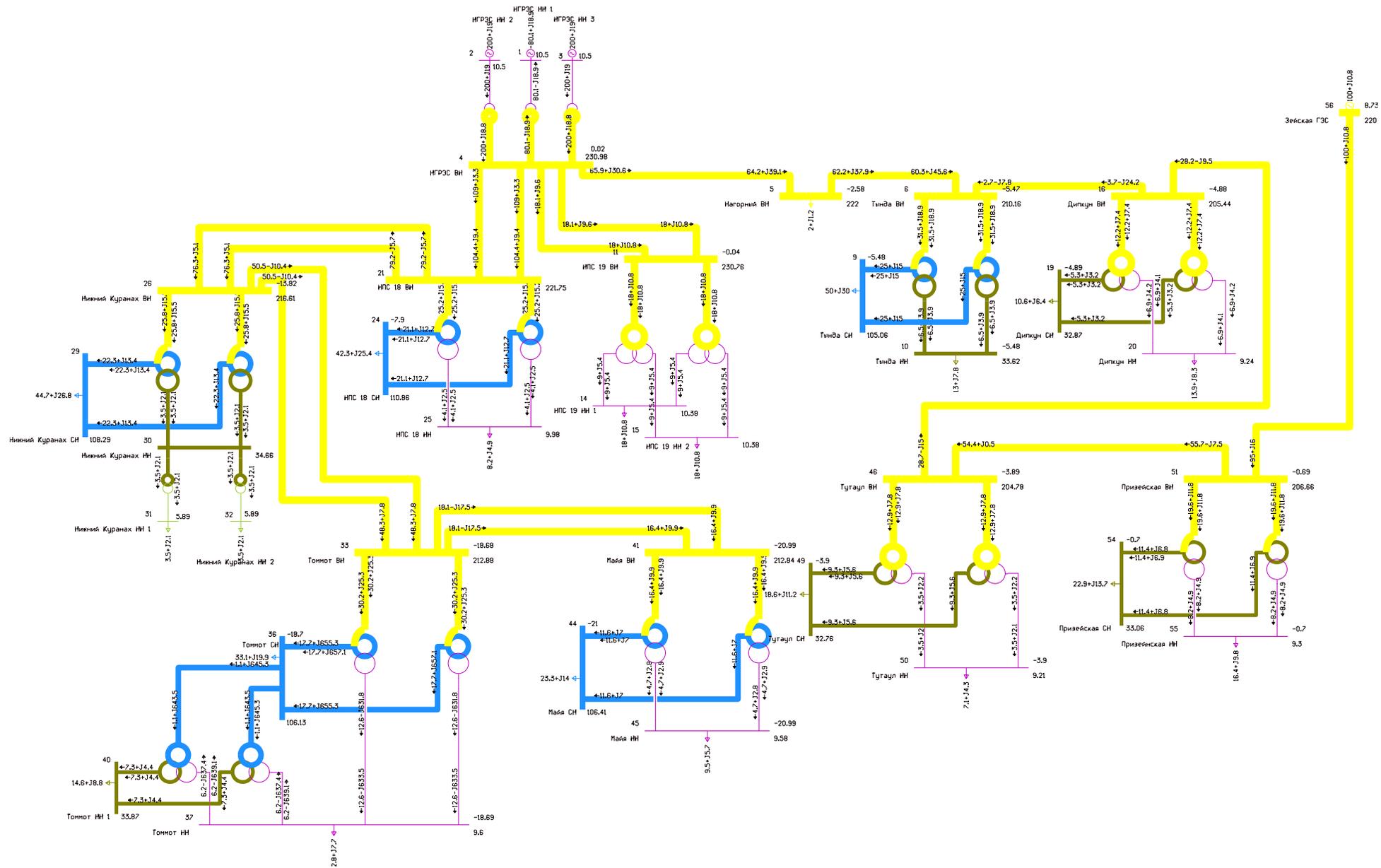


Рисунок 1 – Схема нормального режима сети в районе проектирования

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПП Нагорный;
- отключена ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская.

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении В.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПП Нагорный. Проанализировав этот режим видно, что в результате уровни напряжения на некоторых подстанциях стали ниже номинального, но не вышли за пределы допустимого. Представим узлы, в которых отклонение напряжения от номинального значения превышает 5 % в таблице 17.

Таблица 17 – Отклонения напряжения в узлах сети

| Номер | Название | U_ном, кВ | V, кВ | dV, % |
|-------|-----------|-----------|--------|-------|
| 9 | Тында СН | 110 | 116,43 | 5,85 |
| 10 | Тында НН | 35 | 37,24 | 6,41 |
| 24 | НПС 18 СН | 110 | 115,96 | 5,42 |
| 25 | НПС 18 НН | 10 | 10,67 | 6,7 |
| 36 | Томмот СН | 110 | 117,96 | 7,24 |

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными. Линия Зейская ГЭС – Призейская в данном режиме работы загружена на 76,5%. Представим оптимально загруженные линии в таблице 18. Остальные ЛЭП, не

представленные в таблице, имеют незначительный процент загрузки (менее 20%).

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

| Название | I max, А | Iдоп_расч, А | I/I_dop, % |
|-------------------------------|----------|--------------|------------|
| Тында ВН - Дипкун ВН | 235,1 | 605 | 38,9 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 280,3 | 710 | 39,5 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 280,3 | 710 | 39,5 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 219,7 | 605 | 36,3 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 219,7 | 710 | 30,9 |
| Нижний Куранах ВН - Томмот ВН | 146,1 | 605 | 24,2 |
| Нижний Куранах ВН - Томмот ВН | 146,1 | 605 | 24,2 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 76,0 | 710 | 10,7 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 76,0 | 710 | 10,7 |
| Дипкун ВН - Тугаул ВН | 313,0 | 605 | 51,7 |
| Тугаул ВН - Призейская ВН | 405,9 | 605 | 67,1 |
| Призейская ВН - Зейская ГЭС | 543,2 | 710 | 76,5 |

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно увеличить напряжение на источниках питания, тем самым, не прибегая к использованию дополнительных средств КРМ. Таким образом можно выровнять уровень напряжения в сети и снизить потери мощности.

Проведя серию расчетов режимов существующей сети, удалось оптимизировать данную сеть по потерям активной мощности. Данные по потерям сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Потери активной мощности в существующей сети

| Режим | Потери активной мощности, МВт |
|---|-------------------------------|
| Нормальный режим | 21,13 |
| Отключена ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный | 20,17 |
| Отключена ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская | 20,64 |

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным по потерям активной мощности является режим, при котором отключена ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПП Нагорный, так как потери на корону, при отключении этой линии, не учитываются.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 2 и 3.

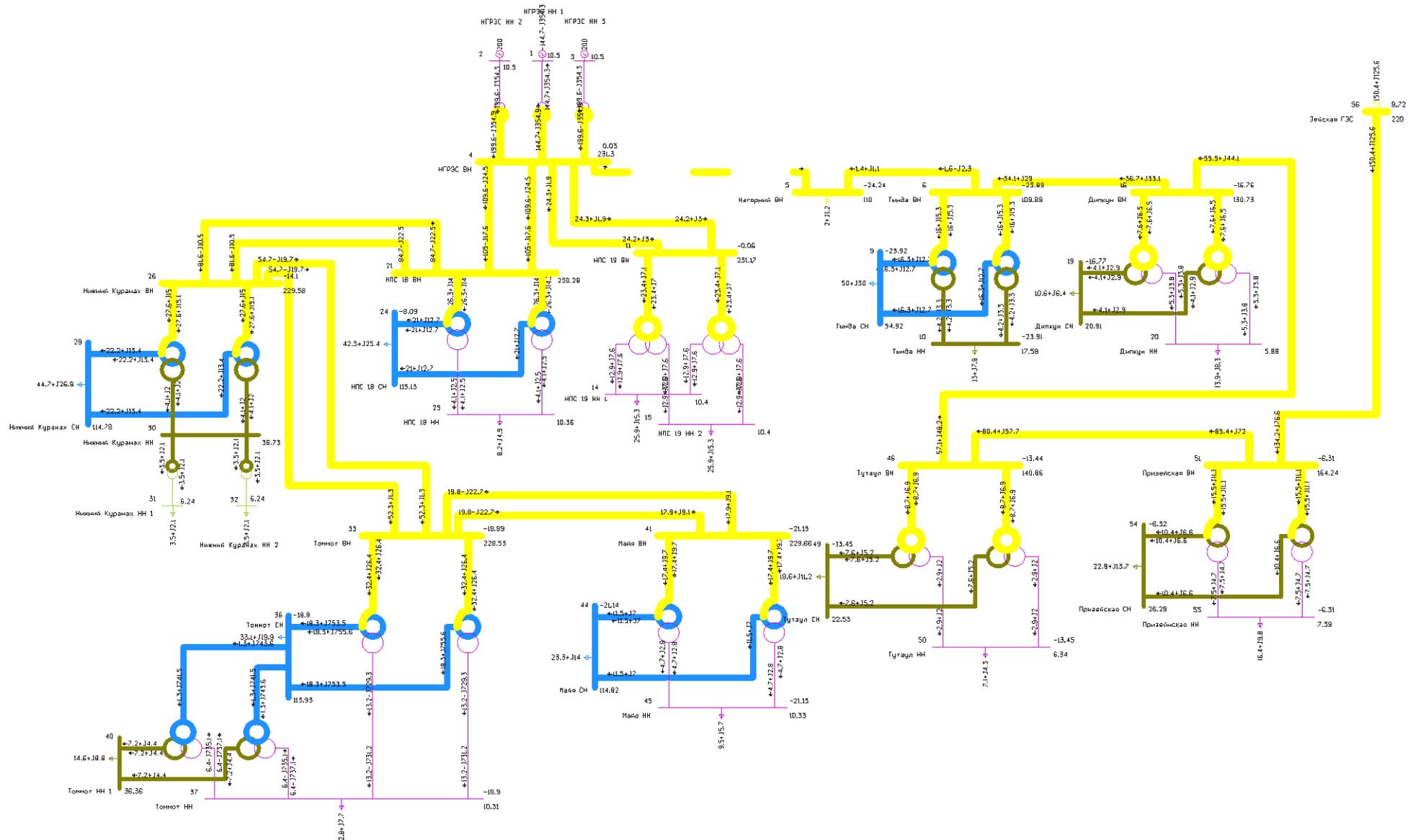


Рисунок 2 – Схема послеаварийного режима при отключенной ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПП Нагорный

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём модернизации существующей схемы электроснабжения потребителей.

2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на период 2020 – 2024 годы» модернизировать существующую систему можно путем изменения схемы электроснабжения ПС НПС – 19 [3]. Данная подстанция в настоящий момент подключена к энергосистеме двумя линиями 220 кВ, которые идут отпайками от линий Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 18. Существующая схема электроснабжения ПС 220 кВ НПС – 19 показана на рисунке 4.

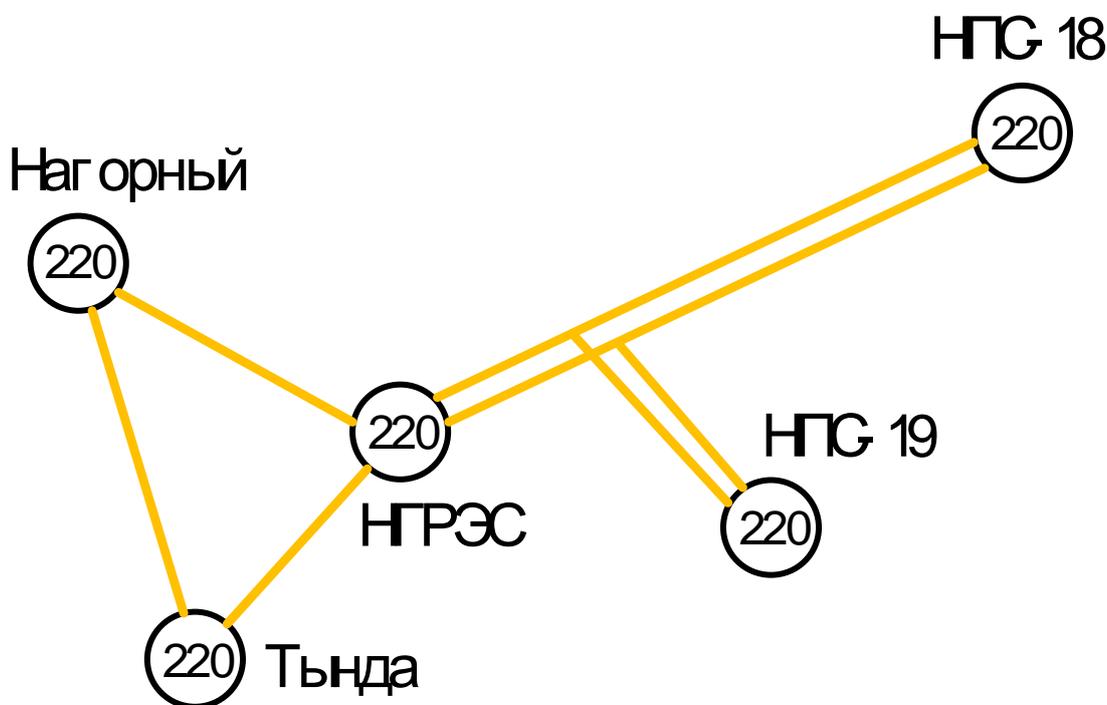


Рисунок 4 – Схема электроснабжения ПС НПС – 19

При данной схеме, если происходит аварийное отключение линий 220 кВ НГРЭС – НПС – 18 или необходимо вывести в ремонт данные участки линий, ПС НПС – 19 остается без питания, а также снижается надежность всей энергосистемы района. Чтобы повысить надежность всей энергосистемы, необходимо модернизировать схему питания ПС НПС – 19 с образованием двух новых ВЛ 220 кВ (две линии необходимы исходя из категоричности потребителей), что значительно повысит вариативность энергоснабжения потребителей в районе проектирования. Ориентируясь на СиПР Республики Саха (Якутия) следует выполнить следующее: добавить одну ячейку 220 кВ на Нерюнгринской ГРЭС, ячейку 220 кВ на ПС 220кВ Томмот и возвести две ЛЭП 220 кВ от Нерюнгринской ГРЭС до ПС НПС – 19 и ПС 220 кВ Томмот до ПС НПС – 19. Рисунок с подробным способом модернизации приведен ниже.

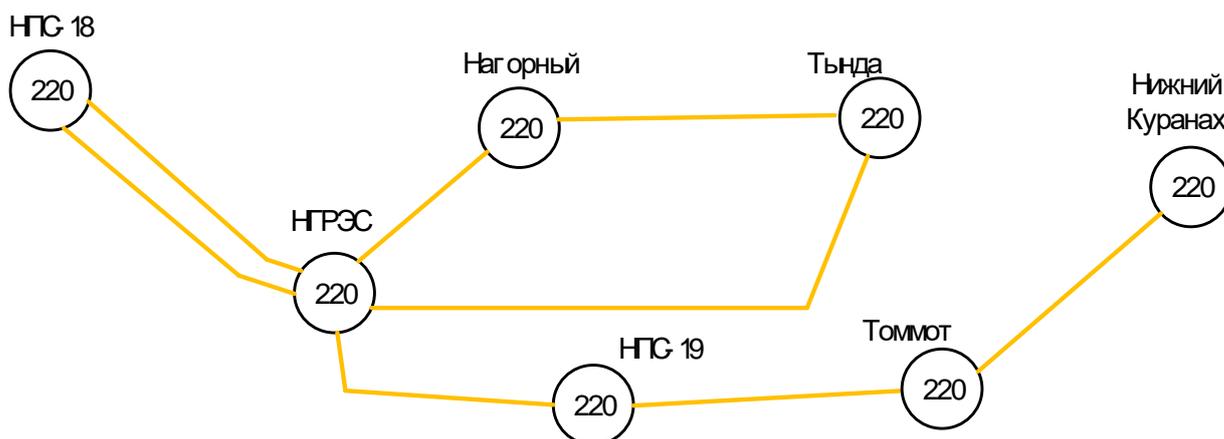


Рисунок 5 – Схема района после реконструкции

2.2 Техническая проработка варианта развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенного варианта, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

Исходя из географического расположения и оптимизации схемы электроснабжения района, реконструкция питания ПС 220 кВ НПС – 19 будет изменена за счет строительства ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 и ВЛ 220 кВ НПС-19 – Томмот. Суммарная длина линии будет составлять 337 км

[3]. Расчет параметров, проектируемых ЛЭП, будет выполнен с учетом выбранного провода марки АССР 297-Т16 и учтен в ПВК Rastrwin 3.

При установке на подстанциях двух и более трансформаторов при малых нагрузках выгоднее использовать один трансформатор, а при увеличении нагрузки подключить один трансформатор на параллель. Параллельная работа – эта такая схема подключения, при которой одноименные выводы как вторичной, так и первичной обмотки соединены между собой. Соединение либо только первичных обмоток, либо только вторичных обмоток называется совместной работой. Для подключения необходимо соблюдать следующие условия:

1. Первичные и вторичные напряжения трансформаторов должны быть равны;
2. Активные и индуктивные потери напряжения трансформаторов должны быть равны, что приводит к равенству напряжений КЗ трансформаторов;
3. Одинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов;
4. Отношение номинальных мощностей должно быть не более 1:3.

Наилучшее использование установленной мощности трансформаторов может быть только при равенстве напряжений КЗ. Однако в эксплуатации допускается включение на параллельную работу трансформаторов с отклонением напряжений КЗ от их среднего значения, но не более чем на $\pm 10\%$. Это допущение связано с тем, что при изготовлении трансформаторов возможно отступление в размерах обмоток, влияющих на УКЗ (в пределах производственных допусков). Не рекомендуется включение на параллельную работу трансформаторов с отношением номинальных мощностей более трех. Объясняется это тем, что даже при небольших эксплуатационных перегрузках трансформатор меньшей мощности может оказаться сильно перегруженным в процентном отношении, особенно в том случае, если у него меньше $\xi/\text{кз}$. Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений, невозможна по той причине, что между их вторичными обмотками

возникает напряжение, обусловленное углом сдвига α между векторами вторичных напряжений. Уравнительные токи, загружая обмотки трансформаторов, увеличивают потери энергии и снижают суммарную мощность подстанции, поэтому прохождение их нежелательно. У трансформаторов, включаемых на параллельную работу, коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на $\pm 0,5\%$. Различие в значениях напряжений КЗ трансформаторов обуславливает распределение между ними общей нагрузки пропорционально их номинальным мощностям и обратно пропорционально напряжениям КЗ. Допускается параллельная работа двухобмоточных трансформаторов между собой, трехобмоточных трансформаторов между собой на всех трех обмотках, а также двухобмоточных с трехобмоточными, если предварительным расчетом установлено, что ни одна из обмоток параллельно соединенных трансформаторов не нагружается выше ее нагрузочной способности на тех ответвлениях и в тех режимах, в которых предусматривается параллельная работа. Параллельная работа трансформаторов с отношением номинальных мощностей больше 3:1 не рекомендуется. Трансформаторы с РПН при дистанционном или ручном управлении должны допускать параллельную работу между собой. При параллельной работе или автоматическом подключении на параллельную работу трансформаторов с РПН и автоматическом управлении на подстанции должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие возможность такого рассогласования ступеней напряжения параллельно работающих трансформаторов, которое привело бы к нагрузке обмотки одного из этих трансформаторов, превышающей ее нагрузочную способность.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС НПС-19 установлены два трансформатора марки ТРДН-40000/220/10, поскольку коэффициент загрузки в нормальном режиме при использовании данных трансформаторов будет оптимальным. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (2)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{37,04}{2 \cdot 40} = 0,463.$$

В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{а.р.} = \frac{37,04}{40} = 0,926. \quad (3)$$

Поскольку в таком случае коэффициент загрузки не превышает 1 можно сказать, что такой режим работы трансформаторов допустим и не требуется проводить тепловой расчет.

Для ПС НПС-19 выбираем следующие типовые схемы РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны трансформаторов», которая применяется на напряжении 35-220 кВ для двухтрансформаторных ПС, питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ при КЗ [18]. В этой схеме каждое присоединение коммутируется одним выключателем. В то же время эта схема является очень экономичной. Такая схема позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов [7].

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС НПС – 19 к сети, будут выполнены проводом марки АССР 297-Т16 Ostrich производства

компании 3M™, который будет выступать в качестве инновационного оборудования.

Провод ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) – высокотемпературный алюминиевый композитный усиленный провод для высоковольтных воздушных линий электропередачи, который позволяет передавать до трех раз больше мощности по сравнению с общеприменимым сталеалюминиевым проводом такого же сечения при соблюдении всех требований и ограничений по безопасности. Провод ACCR относится к классу высокотемпературных проводов с малым провесом (HTLS – High Temperature Low Sag), и главным его назначением является значительное увеличение пропускной способности линий без замены или значительной реконструкции существующей инфраструктуры. Композитный провод ACCR является неизолированным витым многожильным проводом, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил.

Внешние токоведущие жилы провода ACCR выполнены из температуроустойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Сплав Al-Zr имеет прочность, аналогичную стандартному алюминию, но за счет легирования цирконием, сохраняет эту прочность при более высокой температуре. Обычный алюминий допускается использовать в длительных режимах при температуре до 70 °С согласно ПУЭ и, как показали многочисленные исследования, до 90 °С без ущерба прочности. При температуре 120-150 °С алюминий «отжигается» и необратимо теряет прочность. Это очень важно, поскольку отожженный алюминий внешнего повива провода АС не способен далее нести механическую нагрузку, в игре остается только стальной сердечник, а при определенных внешних условиях, например -40°С и ниже - может и вовсе разрушиться. Сплав Al-Zr провода ACCR сохраняет свои свойства вплоть до 210 °С в длительном режиме работы, при этом допускаются кратковременные пиковые нагрузками до 240 °С.

Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 мм до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 тысяч микрометровых в диаметре и непрерывных по всей длине продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Таким образом, каждая проволока сердечника представляет собой матрицу. Этим сердечником обеспечиваются уникальность, прочность и надежность композитного провода ACCR. Внешне композитный сердечник выглядит подобно стандартному алюминиевому проводу, но его физические и механические свойства сильно отличаются как от алюминиевого, так и от стального аналогов:

- Прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого.
- Масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия.
- Коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального.
- Жесткость – в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Производство сердечника провода технологически сложный процесс. Проволоки сердечника изготавливаются из технического алюминия на заводе компании 3М в г. Сент Пол (St.Paul), США. Сечение проволок и их количество в сердечнике влияют на цену и механические характеристики конечного продукта, поэтому подбор оптимального провода для реконструкции является наиболее сложной задачей. Каждый провод изготавливается непосредственно под строительные длины проектируемой линии электропередачи из стандартизованных проволок сердечника и внешнего повива. Для оптимизации производства композитный провод 3М ACCR производится на нескольких предприятиях. После производства проволок сердечника из отдельных проволок скручивается сердечник будущего провода. После чего из

стандартных проволок Al Zr навиваются проволоки внешнего повива и получается провод ACCR.

Повышение энергетической эффективности является одним из основных приоритетов не только международной, но и российской внутренней политики. Основной идеей обновленной Энергостратегии России на период до 2035 года является переход к инновационной модели развития российской энергетики, роста энергоэффективности экономики страны. За счёт применения энергосберегающих технологий почти при двойном росте ВВП к 2035 году потребление первичной энергии планируется увеличить менее чем на 20%, при этом удельная энергоёмкость ВВП должна снизиться более чем на 50%.

Применение таких инновационных продуктов, как провода нового поколения, позволяет решать основные проблемы электросетей, связанные с недостаточной энергоэффективностью: повышение надёжности, бесперебойности энергоснабжения, сокращение потерь и увеличение пропускной способности. Использование проводов нового поколения приводит к снижению потерь линий электропередач до 30% и увеличению их пропускной способности в 1,5 - 2 раза. Замена имеющихся проводов на энергоэффективные позволяет достичь ежегодной экономии за счет более низких потерь и дополнительной передаваемой мощности, что обеспечивает сроки окупаемости проекта в первые годы эксплуатации.

Реализация глобальных инновационных проектов, таких как Smart Grid, невозможна без проводов нового поколения, которые являются инновационным решением, основанным на новых технологиях и материалах, сырье высокого качества.

Для наглядности проведем сравнительный анализ проводов ACCR 297-T16 и AC-240/32 в виде таблицы, приведенной ниже.

Таблица 20 – Характеристики проводов АС-240/32 и ACCR 297-T16

| Характеристика | АС-240/32 | ACCR 297-T16 |
|---|-----------|--------------|
| Сечение по алюминию, мм ² | 240 | 150 |
| Диаметр провода, мм | 21,6 | 17,2 |
| Вес, кг/км | 921 | 501 |
| Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км | 0,121 | 0,1826 |
| Длительно допустимый ток нагрузки, А | 605 | 896 |

Как видно из таблицы, имея меньшие размеры, провод ACCR 297-T16 обладает почти в 2 раза меньшей массой и в 1,5 раза большим длительно допустимым током нагрузки, что говорит о большей пропускной способности данного провода.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН и НН ПС 220 кВ НПС – 19. Расчет токов короткого замыкания был выполнен в ПВК Rastrwin 3. Результаты расчёта приведены в таблице 21. По данным расчёта были проверены на возможность применения уже установленных выключателей присоединений на РУ 220 кВ.

Таблица 21 – Результаты расчетов ТКЗ на ПС 220 кВ НПС – 19

| Точка КЗ | Uном, кВ | I ⁽³⁾ _{кз} , кА |
|-------------|----------|-------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ВН НПС - 19 | 220 | 2,88 |
| НН НПС - 19 | 10 | 31,61 |

2.3 Выбор оборудования 220 кВ на Нерюнгринской ГРЭС и ПС 220 кВ Томмот

Ориентируясь на СиПР электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020 – 2024 годы, необходимо добавить одну ячейку 220 кВ на Нерюнгринской ГРЭС для строительства ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19. Для этого необходимо рассчитать ток 3-х фазного КЗ на РУ 220 кВ. Расчет ТКЗ будем выполнять в ПВК Rastrwin 3. Результаты расчетов сведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчетов ТКЗ на ПС Раффлс

| Точка КЗ | Uном, кВ | $I^{(3)}_{кз}$, кА |
|-----------------------|----------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ВН Нерюнгринской ГРЭС | 220 | 11,62 |

2.3.1 Выбор выключателя 220 кВ

Основным элементом открытого распределительного устройства (ОРУ) является силовой выключатель с изоляцией для каждого полюса, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры;
- привода.

Дизайн дугогасительной камеры и привода основан на хорошо зарекомендовавших себя и, в основном, типовых конструктивных решениях, которые многократно использовались в коммутационных устройствах наружной установки. Данный силовой выключатель применяется в конструкциях с однополюсным дугогашением.

Привод выключателя благодаря современным решениям может располагаться в компактной камере. Пружины включения и отключения выключателя расположены в блоке привода и обеспечивают надежность и простоту конструкции. Вследствие чего снижается количество элементов, приводимых в движение при коммутации. Подшипники качения, используемые

в приводе, не требуют никакого технического обслуживания самого механизма взвода пружины. Вместе с этим, применяются неплохо зарекомендовавшие себя конструктивные и технические решения, например, такие, как виброустойчивые защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В камере, предназначенной для гашения дуги (дугогасительной камере) в силовом выключателе, применяется принцип автокомпрессии. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

В процессе отключения первым размыкается главный контакт, в результате чего ток переходит на еще замкнутый подвижный дугогасительный контакт. Это предотвращает эрозию главного контакта. В процессе расхождения контактов образуется дуга. Одновременно с этим контактный цилиндр перемещается в цоколь и сжимает находящийся там элегаз. Сжатый элегаз с высокой скоростью поступает через контактный цилиндр в межконтактный промежуток и гасит дугу.

Приводы делятся на пружинные и пружинно-гидравлические. Пружинные обладают большой степенью надежности и имеют простой принцип работы: вся работа делается благодаря механическим деталям. Пружина способна под действием специального рычага сжимать и разжиматься, а также фиксироваться на установленном уровне.

Пружинно-гидравлические приводы выключателей дополнительно имеют в конструкции гидравлическую систему управления. Такой привод считается более эффективным и надежным, ведь пружинное устройство может само изменить уровень фиксатора.

При отключениях токов КЗ элегаз, находящийся в непосредственной близости от дугогасительных контактов, сильно нагревается вследствие термического воздействия энергии дуги. Это приводит к росту давления в

контактном цилиндре. Далее, замкнутый дугогасительный контакт освобождает сопло. При этом элегаз вырывается из контактного цилиндра в сопло и гасит дугу. Клапан обратного удара контактного цилиндра предотвращает передачу высокого давления газа в резервуар нагревания. По этому принципу энергия направляется на создание необходимой компрессии, не растрчиваясь на привод.

Как и в любых конструкциях и механизмах в элегазовых выключателях существуют свои преимущества и недостатки. К достоинствам устройства относят:

1. Многофункциональность. Назначение и применение такого механизма возможно для любого напряжения в сети.
2. Скорость действия. Элегаз реагирует на присутствие электрической дуги за считанные секунды. Благодаря этому в случае аварийной ситуации есть возможность быстро отключить подконтрольную систему.
3. Возможное использование при вибрациях и в условиях пожарной опасности.
4. Долголетие. Нет необходимости заменять газовые смеси. Контакты, что соприкасаются со смесями, почти не подлежат изнашиванию, а внешний корпус обладает большими показателями защиты.
5. Могут применяться на сетях высокого напряжения. Их аналоги, такие как вакуумные приборы, этого делать не способны.

Но у этих выключателей есть и свои недостатки. Например:

1. Так как производство приборов очень сложное и элегазовые смеси стоят дорого, то и цена самой конструкции высокая.
2. Не работают приборы при низкой температуре.
3. При требуемом обслуживании следует применять определенное оборудование.

4. Прибор следует устанавливать на специальную платформу или фундамент, а для этого следует обладать опытом и специальными инструкциями.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}},$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}},$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (3)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого

нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (4)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_k = 9.4^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 448 \text{ кА}^2 \text{с};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (5)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22.6 \text{ кА.}$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (6)$$

$$I_{\max p} = 92 \text{ A.}$$

После выполнения всех расчетов выбираем элегазовый выключатель фирмы Siemens 3AP1 DT-245. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя 3AP1 DT-245

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|------------------------------------|---|
| $U_H = 252 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2000 \text{ А}$ | $I_{p\max} = 140 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} = 21,27 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $B_K = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 448 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K \leq I^2_T \cdot t_T$ |
| $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,18 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ |
| $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,18 \text{ кА}$ | $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$ |

2.3.2 Выбор трансформаторов тока

В системе обеспечения электрической энергией трансформаторы выполняют различные функции. Конструкции классического вида применяются для изменения определенных свойств тока до значений, наиболее подходящих для осуществления измерений. Существуют и другие виды трансформаторов, которые выполняют задачи по корректировке свойств напряжения до значений, подходящих наилучшим образом для последующего распределения и передачи электроэнергии. Трансформаторы тока согласно своему назначению имеют особенности конструкции, и перечень основных и вспомогательных функций.

Основной задачей такого трансформатора является преобразование тока. Он корректирует свойства тока с помощью первичной обмотки, подключенной

в цепь по последовательной схеме. Вторичная обмотка измеряет измененный ток. Для такой задачи установлены реле, измерительные приборы, защита, регуляторы.

По сути дела, трансформаторы тока – это измерительные трансформаторы, которые не только измеряют, но и осуществляют учет с помощью приборов. Запись и сохранение рабочих параметров тока нужно для рационального применения электроэнергии при ее транспортировке. Это одна из функций трансформатора тока. Модели конструкций бывают преобразующего типа и силовые варианты исполнений.

Обычно все варианты исполнений трансформаторов подобного вида снабжены магнитопроводами с вторичной обмоткой, которая при эксплуатации нагружена определенными значениями параметров сопротивления. Выполнение показателей нагрузки важно для дальнейшей точности измерений. Разомкнутая цепь обмотки не способна создавать компенсации потоков в сердечнике. Это дает возможность чрезмерному нагреву магнитопровода, и даже его сгоранию.

Трансформаторы тока работают в условиях, подобных к случаю короткого замыкания, так как у них небольшое сопротивление вторичной обмотки. В этом и заключается назначение трансформаторов, измеряющих ток, а также отличие от трансформатора напряжения по условиям работы.

Еще одним отличием является способ создания изоляции между двумя обмотками. Первичную обмотку в трансформаторах тока изолируют соответственно параметрам принимаемого напряжения. Вторичная обмотка имеет заземление.

Для трансформатора напряжения при коротком замыкании его работа опасна из-за риска возникновения аварии. Для трансформатора тока такой режим работы вполне приемлемый и безопасный. Хотя бывают у таких трансформаторов также угрозы аварии, но для этого устанавливают свои системы и средства защиты.

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

Чтобы выбрать трансформатора тока, необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (7)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (8)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Количество | Тип | Нагрузка по фазам, В·А | | |
|----------------|------------|------------|------------------------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Трансформаторы | | | | | |
| Амперметр | 2 | ЦП 8501/10 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |

Продолжение таблицы 24

| | | | | | |
|---------------------|---|-------------|-----|-----|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Ваттметр | 2 | ЦП 8506/120 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Варметр | 2 | ЦП 8506/120 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Счетчик комплексный | 2 | СЕ 304 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Линии 220 кВ | | | | | |
| Амперметр | 2 | ЦП 8501/10 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Ваттметр | 2 | ЦП 8506/120 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Линии 220 кВ | | | | | |
| Варметр | 2 | ЦП 8506/120 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Счетчик комплексный | 2 | СЕ 304 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}) \quad (9)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (10)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (11)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}} = 20 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (12)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{19,3}{5^2} = 3,86 \text{ Ом}.$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 3,86 - 0,05 = 16,09 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (13)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{16,09} = 0,11 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

| U_H , кВ | L , м |
|------------|---------|
| 1 | 2 |
| 220 | 100-200 |
| 10 | 6 - 10 |

Принимаем кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (14)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 3,86 + 0,7 + 0,05 = 4,61 \text{ Ом}.$$

На стороне высокого напряжения выбираем ТТ ТОГФ-220 УХЛ1. Выбранный ТТ представляет собой сборный отдельностоящий блок опорной металлоконструкции, который предназначается для наружной установки в электроустановках трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц, в составе открытых распределительных устройств (ОРУ) класса напряжения 220 кВ, в районах с умеренным и холодным климатом, в условиях нормальной и загрязненной атмосферы.

Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--|---|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 150 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 90 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{проб} = 3,86 \text{ Ом}$ $r_{пр} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{пр. min} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{пр. ном} = 2,5 \text{ мм}^2$ | $U_{ном} \geq U_{уст. а}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

2.3.3 Выбор аккумуляторных батарей

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты, вызывает необходимость сооружения разветвлённой сети постоянного тока.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях с высшим напряжением 35 – 220 кВ без выключателей ВН. На подстанциях с оперативным постоянным током переменный оперативный ток применяется на панелях щитов с.н., а также компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе с.н. 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях 110 кВ с одним-двумя выключателями ВН и на подстанциях 35 кВ с выключателями ВН. На ТЭС и АЭС выпрямленный ток применяется для управления автоматическими выключателями вводов 0,4 кВ РУ с.н., удалённых от главного корпуса, для блокировки разъединителей, технологической сигнализации на блочных, групповых и резервных ЩУ.

На рассматриваемой подстанции необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и коробчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°C. При приготовлении электролита используется концентрированная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Аккумуляторы типа СК (стационарные для кратковременного разряда) выпускаются в 46 типовых исполнениях от СК – 1 до СК – 48. Аккумуляторы типа СК – 1 имеют следующие характеристики:

Таблица 27 – Параметры Аккумуляторов СК –1

| | | | | | | |
|-----------------------------|------|-----|----|----|----|------|
| Режим разряда, ч | 10 | 7,5 | 5 | 3 | 2 | 1 |
| Разрядный ток, А | 6,3 | 4,5 | 6 | 9 | 11 | 18,5 |
| Номинальная емкость, А·ч | 36 | 33 | 30 | 27 | 22 | 18,5 |
| $U_{\text{наим. доп.}}$, В | 1,75 | | | | | |

Разрядные токи и емкости других аккумуляторов определяются умножением соответствующего значения для СК – 1 на типовой номер. Например: аккумулятор СК – 14 имеет разрядный ток получасового разряда $14 \cdot 18,5 = 259$ А. Установившееся напряжение полностью заряженного аккумулятора СК при разомкнутой цепи равно 2,15 В.

Аккумулятор Типа СН выпускается в закрытом исполнении, в стеклянных сосудах, заливочные отверстия закрыты вентиляционными пробками, что значительно уменьшает унос электролита. В этом аккумуляторе применяются намазные пластины, собранные в плотные блоки.

При расчете аккумуляторных нагрузок используется алгоритм:

Для данной подстанции применяем одну аккумуляторную батарею с элементным коммутатором с подрядом основных и дополнительных элементов. В таблице 28 показаны нагрузки батареи.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 108,$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125,$$

Таблица 28 – Подсчет нагрузок батареи

| Вид потребителя | Количество электроприемников | Параметры электроприемников | | | | Расчетные нагрузки, А | | |
|---|------------------------------|-----------------------------|--------------------|-------------------------------------|-----------------|----------------------------|--|---|
| | | Номинальная мощность, КВт | Номинальный ток, А | Расчетный ток длительного режима, А | Пусковой ток, А | Аварийный режим, до 30 мин | Толчок тока в начале аварийного режима | Наибольший толчковый ток режима (в конце разряда) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Постоянная нагрузка | - | - | - | 20 | - | 20 | 20 | 20 |
| Аварийное освещение | - | - | - | 160 | - | 160 | - | 160 |
| Приводы выключателей: | | | | | | | | |
| Электромагнитный | 1 | - | 115 | - | - | - | 115 | - |
| | 2 | - | 4,6 | - | - | - | - | 9,2 |
| | 2 | - | 2,3 | - | - | - | - | 4,6 |
| Преобразовательные агрегаты оперативной связи | 1 | 7,2 | 3,8 | 30 | 100 | 30 | 100 | 30 |
| Расчетные величины | - | - | - | - | - | 210 | 235 | 223,8 |

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер определяем по формуле:

$$N \geq 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 10,5, \quad (15)$$

где $I_{ав}$ принимается по таблице 24.

$$j = 25 \frac{A}{N} - \text{определено по кривой 1 на рис. 7.26 /13/}.$$

Проверка по максимальному толчковому току (предварительно принимаем СК-11):

$$46N \geq I_{m.max};$$

$$46 \cdot 11 = 506 > I_{m.max} = 345 A,$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{m.max} = I_{ав} + I_{np} + I_{пост} = 345, \quad (16)$$

где I_{np} – ток, потребляемый электромагнитами выключателей;

$I_{пост}$ – ток, постоянно включенной нагрузки.

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером

$$N \geq \frac{345}{46} = 7,5$$

Окончательно принимаем СК – 8.

Проверяем отклонение напряжения при толчковом токе:

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{m.max}}{N} = \frac{345}{8} = 43,12 \quad (17)$$

Подзарядное устройство:

$$I_{nz} \geq 0,15N + I_n = 0,15 \cdot 8 + 20 = 21,2A; \quad (18)$$

$$U_{nz} = 2,2n_0 = 2,2 \cdot 108 = 237,6 B \quad (19)$$

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП – 380/260-40/80.

Ток подзаряда добавочных элементов $I_{nz.доб} = 0,05 \cdot 8 = 0,4A$;

Напряжение $U_{nz.доб} = 2,2 \cdot 18 = 17,6B$;

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3, которое поставляется комплектно с панелью автоматического регулирования напряжения типа ПЭХ 9045-00А2.

Зарядное устройство:

$$I_z \geq 5N + I_n = 5 \cdot 8 + 20 = 60A; \quad (20)$$

$$U_z = 2,75n = 2,75 \cdot 125 = 343,75 B \quad (21)$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91:

$$P_{ном} = 48КВт; U_{ном} = 270/360В; I_{ном} = 159А.$$

2.4 Выбор оборудования 220 кВ на ПС Томмот

Ориентируясь на СиПР электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020 – 2024 годы, необходимо добавить одну ячейку 220 кВ на ПС 220 кВ Томмот для строительства ВЛ 220 кВ Томмот – НПС-19. Для этого необходимо рассчитать ток 3-х фазного КЗ на РУ 220 кВ. Расчет ТКЗ будем выполнять в ПВК Rastrwin 3. Результаты расчетов сведены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты расчетов ТКЗ на ПС Раффлс

| Точка КЗ | Uном, кВ | $I^{(3)}_{кз}$, кА |
|--------------|----------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ВН ПС Томмот | 220 | 8,57 |

2.4.1 Выбор выключателя 220 кВ

КРУЭ используется на объектах электроэнергетики уже более 30 лет, но наибольшее распространение в России оно получило только в последние годы. Можно сказать, что применение КРУЭ на подстанциях, размещаемых в пределах городской застройки, является сегодня стандартным решением. Оно позволяет выполнить подстанцию в минимальных габаритах, особенно в случае применения кабельных линий, что диктуется требованиями СП 42.13330.2016, п.12.23 — 12.25). С КРУЭ подстанцию удобно вписать в существующую застройку, снизить площадь отводимого земельного участка под объект (экономия площади от 30% до 55% в сравнении с закрытыми распредустройствами и почти в 4 раза в сравнении с открытыми). В некоторых случаях применение КРУЭ является единственным вариантом, позволяющим вписать подстанцию в сложившуюся городскую планировку территории. Также применение КРУЭ позволяет повысить надежность и снизить затраты на эксплуатацию объекта. В целом сплошные плюсы, за исключением, пожалуй, только первоначальных капиталовложений.

КРУЭ представляет собой совокупность связанных между собой в единое устройство нескольких металлических специализированных отсеков (камер), внутри которых размещается электрооборудование, токоведущие шины, а также контрольные датчики.

Можно сравнить это оборудование с конструктором LEGO. Элементы (отсеки) КРУЭ набираются в определенной последовательности в зависимости

от поставленной задачи, например, для создания ячейки отходящей линии, ячейки секционного выключателя или любой другой функциональной ячейки.

Отсеки ячеек КРУЭ заполняются специальным газом под названием элегаз (SF₆). Там он находится под давлением, что обеспечивает высокую изоляционную прочность оборудования. Благодаря этому распределительные устройства по технологии КРУЭ занимают намного меньше места по сравнению с отдельстоящим оборудованием, выполненным по традиционным технологиям в виде ОРУ или ЗРУ.

Наибольший эффект по компактности достигается при применении КРУЭ с кабельными вводами.

Как было сказано выше, при производстве КРУЭ применяется принцип модульности, т. е. из отдельных отсеков (модулей или блоков) можно собрать распределительное устройство по необходимой электрической схеме и с учетом необходимых компоновочных решений. Например, заниженное и вытянутое по горизонтали (если есть ограничения по высоте помещения) или вытянутое в высоту и минимальное по занимаемой зоне (если есть ограничения по площади размещения).

КРУЭ является полностью изолированным оборудованием и прикосновение к нему безопасно (корпус заземлен).

Учитывая, что на ПС 220 кВ Томмот РУ 220 кВ выполнено в составе КРУЭ, мы принимаем к установке выключатель в составе КРУЭ 300 SR-K1.

Расчеты для данного выключателя были выполнены аналогичным образом. Выключатель соответствует всем необходимым условиям. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя 300 SR-K1 в составе КРУЭ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|------------------------------------|---|
| $U_H = 252 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2000 \text{ А}$ | $I_{p\text{MAX}} = 100 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} = 21,27 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ |
| $B_K = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 448 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K \leq I^2_T \cdot t_T$ |
| $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,18 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ |
| $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,18 \text{ кА}$ | $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$ |

2.5 Расчет параметров режима сети после реконструкции

В этом разделе мы просчитаем нормальный и аварийные режимы работы энергосети Республики Саха (Якутия) для того, чтобы проверить надежность работы сети, определить токовую загрузку ЛЭП, трансформаторов и другие параметры. Результаты расчетов приведены в таблицах 31-35.

Таблица 31 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

| Название | $I_{\text{max}}, \text{ А}$ | $I_{\text{доп_расч}}, \text{ А}$ | $I/I_{\text{доп}}, \%$ |
|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| НГРЭС ВН - Нагорный ВН | 195,53 | 710 | 27,54 |
| Нагорный ВН - Тында ВН | 207,71 | 710 | 29,26 |
| НГРЭС ВН - НПС 19 ВН | 350,65 | 896 | 43,8 |
| Тында ВН - Дипкун ВН | 68,96 | 605 | 11,40 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 165,31 | 710 | 23,28 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 165,31 | 710 | 23,28 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 100,39 | 605 | 16,59 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 100,39 | 710 | 14,14 |
| Нижний Куранах ВН - Томмот ВН | 43,55 | 605 | 7,20 |
| Нижний Куранах ВН - Томмот ВН | 43,55 | 605 | 7,20 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 73,13 | 710 | 10,30 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 73,13 | 710 | 10,30 |
| Дипкун ВН - Тутаул ВН | 91,28 | 605 | 15,09 |
| Тутаул ВН - Призейская ВН | 157,03 | 605 | 25,96 |
| Призейская ВН - Зейская ГЭС | 269,13 | 710 | 37,91 |
| НПС 19 ВН - Томмот ВН | 231,34 | 896 | 28,92 |

Результаты расчета нормального режима показывают, что данный установившийся режим оптимален по токовым нагрузкам линий. Загрузка линий Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 и НПС-19 – Томмот составляет 43,8% и 28,9% соответственно. Более подробно это показано на рисунке 6.

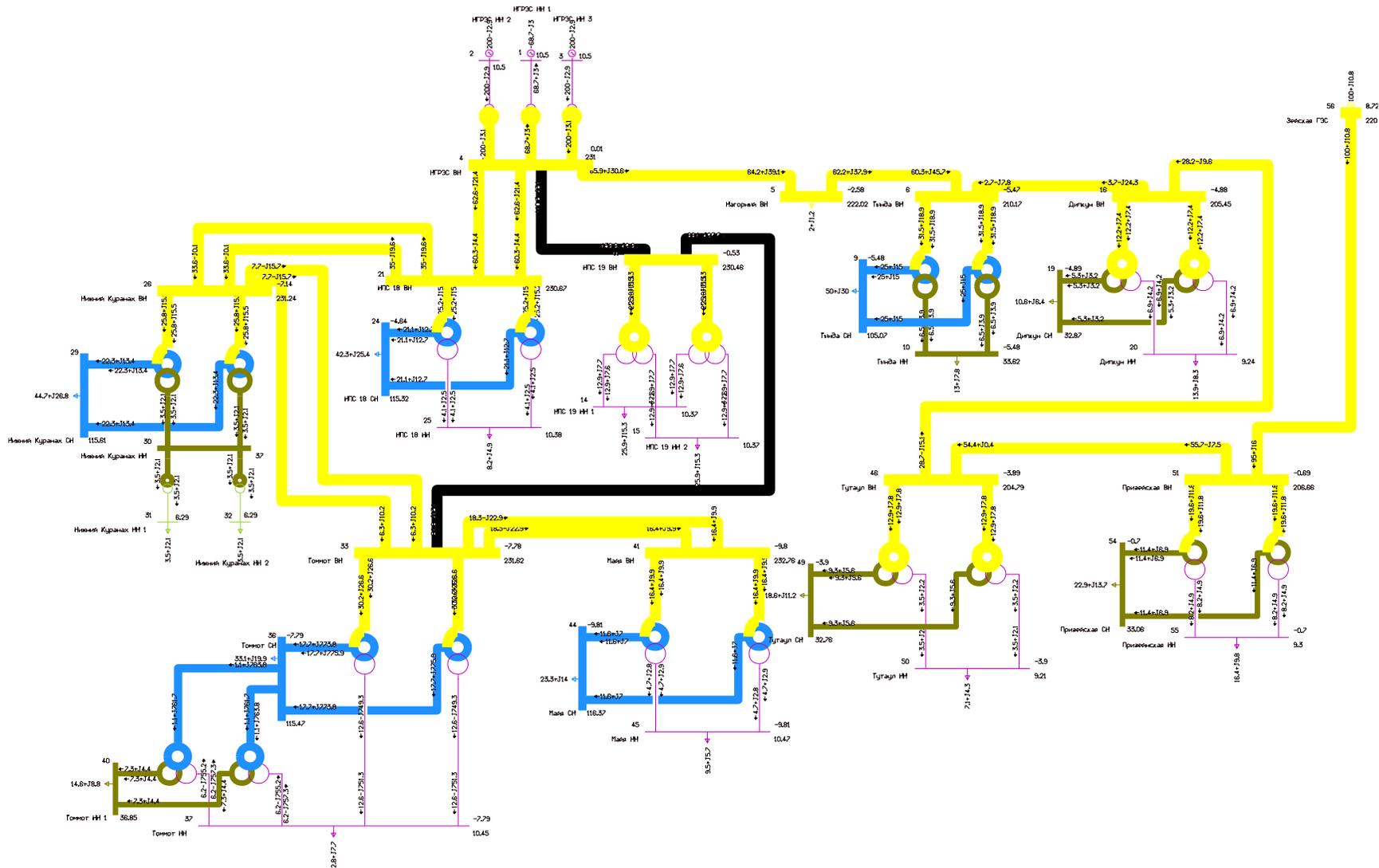


Рисунок 6 – Граф района в нормальном режиме после реконструкции электрической сети

Как видно на рисунке 6, наиболее тяжелым будет режим при аварийном отключении двух ЛЭП 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18. В таком случае питание подстанций НПС-19, Томмот, Майя, Нижний Куранах, НПС-18 будет осуществляться по одной ЛЭП 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19. Результаты расчета послеаварийного режима работы энергосистемы Республики Саха (Якутия) приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

| Название | I max, А | Iдоп_расч, А | I/I_dop, % |
|----------------------|----------|--------------|------------|
| НГРЭС ВН – НПС 19 ВН | 993 | 896 | 110 |
| НПС-19 – Томмот | 852 | 896 | 95 |

По результатам расчета видно, что при отключении двух ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 токовая загрузка линий 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 и НПС-19 – Томмот очень высока. В данных расчетах не учитаны другие варианты питания нагрузки в аварийном режиме, т.к. студенческая лицензия ПВК Rastrwin 3 позволяет задать только 60 узлов. Поэтому, если принять во внимание то, что нагрузка на подстанциях может получать питание по другим линиям 220 кВ, которые не вошли в расчет, а также по ВЛ 110 кВ, то будем считать рассчитанный послеаварийный режим допустимым по условиям работы. Отклонения напряжений в данном режиме приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Отклонения напряжений в послеаварийном режиме

| Номер | Название | U_ном, кВ | U, кВ | dU, % |
|-------|---------------------|-----------|--------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 15 | НПС 19 НН 2 | 10 | 10,37 | 3,7 |
| 24 | НПС 18 СН | 110 | 115,32 | 5,1 |
| 25 | НПС 18 НН | 10 | 10,38 | 4,50 |
| 29 | Нижний Куранах СН | 110 | 115,61 | 4,68 |
| 31 | Нижний Куранах НН 1 | 6 | 6,29 | 4,82 |
| 32 | Нижний Куранах НН 2 | 6 | 6,29 | 4,82 |
| 36 | Томмот СН | 110 | 115,47 | 4,98 |
| 37 | Томмот НН | 10 | 10,45 | 4,50 |

Продолжение таблицы 33

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|----|-------------|-----|--------|------|
| 40 | Томмот НН 1 | 35 | 36,85 | 5,28 |
| 44 | Майя СН | 110 | 116,37 | 5,80 |
| 45 | Майя НН | 10 | 10,47 | 4,74 |

Отклонения напряжений при отключении двух ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 находятся в допустимых пределах и могут быть отрегулированы устройствами РПН. Граф сети для данного режима работы представлен на рисунке 7.

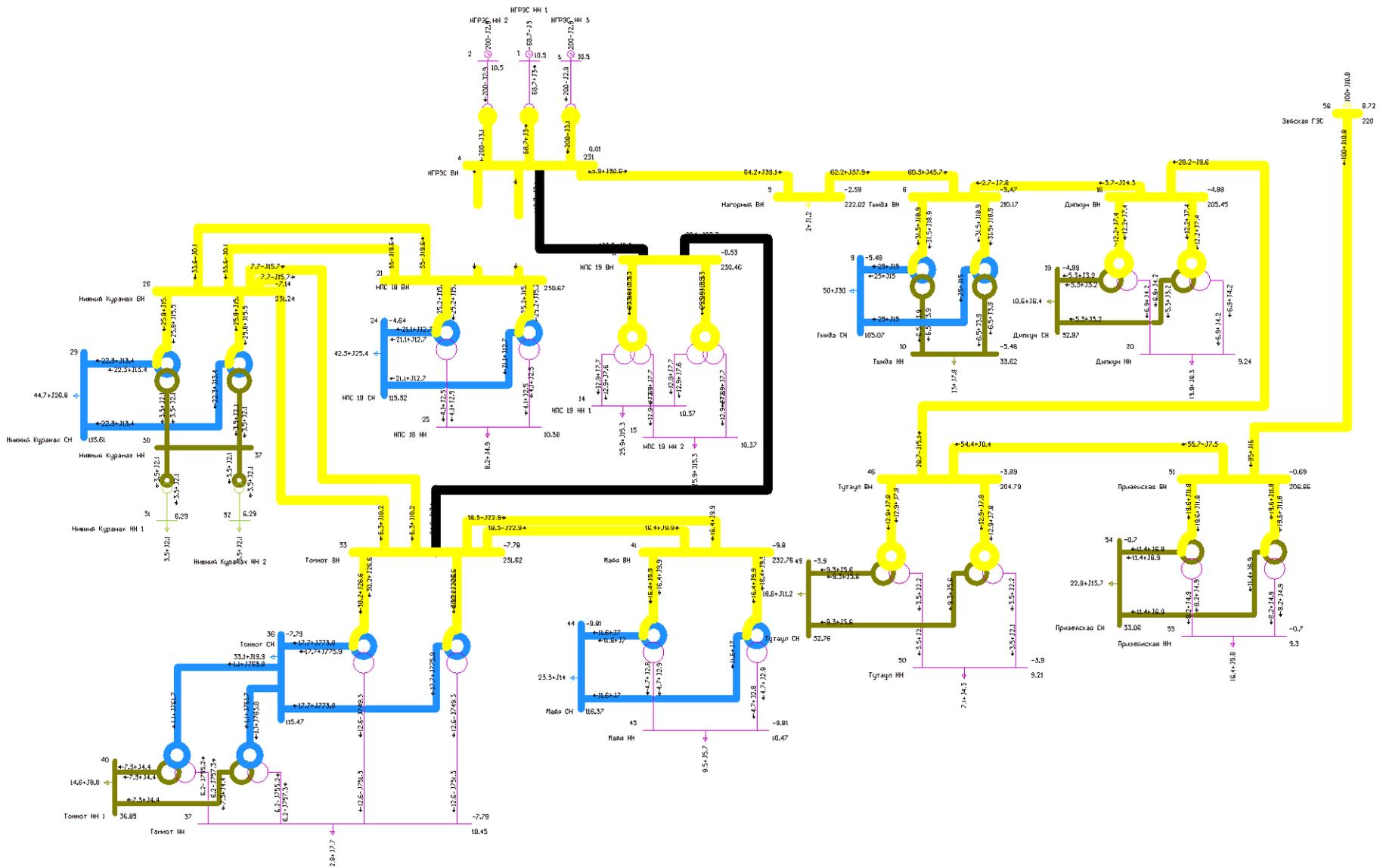


Рисунок 7 – граф электрической сети в послеварийном режиме

Рассмотрим еще один вариант режима работы сети, при котором происходит аварийное отключение ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19. В таком случае ПС 220 кВ НПС 19 будет получать питание по одной ВЛ 220 кВ Томмот – НПС-19. Токовая нагрузка ЛЭП в таком режиме приведена в таблице 34.

Таблица 34 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

| Название | I max, А | Iдоп_расч, А | I/I_dop, % |
|-------------------------------|----------|--------------|------------|
| НГРЭС ВН - Нагорный ВН | 195,53 | 710 | 27,54 |
| Нагорный ВН - Тында ВН | 207,69 | 710 | 29,25 |
| НГРЭС ВН - НПС 19 ВН | 0,00 | 800 | 0,00 |
| Тында ВН - Дипкун ВН | 68,82 | 605 | 11,37 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 478,71 | 710 | 67,42 |
| НГРЭС ВН - НПС 18 ВН | 478,71 | 710 | 67,42 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 395,70 | 605 | 65,40 |
| НПС 18 ВН - Нижний Куранах ВН | 395,70 | 605 | 55,73 |
| Нижний Куранах ВН - Томмот ВН | 287,75 | 605 | 47,56 |
| Нижний Куранах ВН - Томмот ВН | 287,75 | 605 | 47,56 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 65,15 | 710 | 9,18 |
| Томмот ВН - Майя ВН | 65,15 | 710 | 9,18 |
| Дипкун ВН - Тутаул ВН | 91,22 | 605 | 15,08 |
| Тутаул ВН - Призейская ВН | 157,02 | 605 | 25,95 |
| Призейская ВН - Зейская ГЭС | 269,19 | 710 | 37,91 |
| НПС 19 ВН - Томмот ВН | 214,10 | 800 | 26,76 |

Как видно по таблице 34, при отключении ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 загруженность оставшихся в работе линий 220 кВ не превышает допустимых пределов. Поэтому можно считать такой режим работы приемлемым.

Отклонения напряжений при отключении ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

| Номер | Название | U_ном, кВ | U, кВ | dU, % |
|-------|---------------------|-----------|--------|-------|
| 14 | НПС 19 НН 1 | 10 | 10,37 | 3,7 |
| 15 | НПС 19 НН 2 | 10 | 10,37 | 3,7 |
| 24 | НПС 18 СН | 110 | 115,32 | 5,1 |
| 25 | НПС 18 НН | 10 | 10,38 | 4,50 |
| 29 | Нижний Куранах СН | 110 | 115,61 | 4,68 |
| 31 | Нижний Куранах НН 1 | 6 | 6,29 | 4,82 |
| 32 | Нижний Куранах НН 2 | 6 | 6,29 | 4,82 |
| 36 | Томмот СН | 110 | 115,47 | 4,98 |
| 37 | Томмот НН | 10 | 10,45 | 4,50 |
| 40 | Томмот НН 1 | 35 | 36,85 | 5,28 |
| 44 | Майя СН | 110 | 116,37 | 5,80 |
| 45 | Майя НН | 10 | 10,47 | 4,74 |

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающими резервирование.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие в районе проектирования новые возможности резервирования и питания нагрузки, будут выполнены инновационным проводом марки АССР 297-Т16 Ostrich производства компании ЗМ™, который будет выступать в качестве инновационного оборудования.

3 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ 220 кВ НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС – ТОММОТ С ЗАХОДОМ НА ПС НПС-19

Воздушные линии конструируются непосредственно на унифицированных опорах, при этом нет необходимости для каждой проектируемой линии разрабатывать конструкции опор. В связи с этим при проектировании должны решаться следующие вопросы:

- рациональный выбор и применение унифицированных опор;
- расчет проводов и тросов на прочность в нормальных и аварийных режимах;
- расстановка опор по профилю трассы линии.

3.1 Выбор типов опор

Исходя из расчетного сечения провода, номинального напряжения и количества цепей принимаем тип промежуточных и анкерных опор с учетом нормативной толщины стенки гололеда:

Для третьего района по гололеду толщина стенки гололеда равна 15 мм.

Принимаем следующие опоры:

- промежуточная У220-1
- анкерная П220-1

Для выбранного типа опор принимается:

- длина габаритного пролета $l_{габ} = 400$ м;
- длина весового пролета $l_{вес} = 500$ м;
- длина ветрового пролета $l_{ветер} = 520$ м.

3.2 Определение скоростного напора ветра на провода ВЛ

Скоростной напор ветра на провода ВЛ определяется по высоте расположения приведенного центра тяжести всех проводов. Скоростной напор на тросы - по высоте расположения центра тяжести тросов. При расположении центра тяжести на высоте до 15 м скоростной напор принимается по табл. 2.5.1. ПУЭ. При расположении центра тяжести на высоте более 15 м от поверхности земли

скоростной напор определяется путем умножения значения напора, указанного в табл. 2.5.1. на поправочный коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра по высоте (табл.2.5.2.) ПУЭ.

Высота расположения, приведенного Ц.Т. проводов или тросов h_{np} определяется для габаритного пролета по формуле:

$$h_{np} = h_{н(в)} - \frac{2}{3} \times f_{\max}, \quad (22)$$

где $h_{н(в)}$ – высота крепления провода к изоляторам;

f_{\max} – стрела провеса провода или троса условно принимаемая наибольший (при высшей температуре или гололеде без ветра), м.

Полученные значения скоростных напоров округляются до целого числа.

$$h_{np} = \frac{h_{np.н} + h_{np.в} + h_{тр}}{3}, \quad (23)$$

где $h_{np.н}$, $h_{np.в}$ – высота крепления нижнего и верхнего провода к изоляторам, равняется соответственно 25,5 и 32 м.

$$h_{np} = \frac{14,203 + 20,703 + 24,703}{3} = 19,87 \text{ м}$$

$$f_{\max} = h - h_{габ} - \Delta h_{габ}, \quad (24)$$

где $h_{габ}$ – габарит до земли, равняется 7 м [14];

$\Delta h_{габ}$ – поправка на неточность подвеса провода, равна 0,5 м.

$$f_{\max} = 23,2 - 7 - 0,5 = 15,7, \text{ м.}$$

3.3 Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса проводов и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололёда или с гололёдом.

Нагрузка от массы провода определяется по формуле:

$$\gamma_1 = g \times \frac{G_0}{F_p \times 10^3}, \quad (25)$$

где $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$;

G_0 – масса провода;

F_p – расчетное сечение провода.

$$\gamma_1 = 9,81 \times \frac{1852}{490} \times 10^{-3} = 0,0037 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

Нагрузка от массы гололёда определяется по формуле:

$$\gamma_2 = \frac{g \times g_0 \times \pi \times b \times (d + b)}{F_p \times 10^6}, \quad (26)$$

где b – толщина стенки гололеда, равная 15 мм;

g_0 – плотность гололеда, равная 900 кг/м³;

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \times 900 \times 3,14 \times 18(30,6 + 15) \times 10^{-6}}{490} = 0,0387 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2$$

Нагрузка от массы провода и гололеда определяется по формуле:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad (27)$$

$$\gamma_3 = 0,0037 + 0,00387 = 0,00758, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололёда определяется по формуле:

$$\gamma_4 = \frac{a \times C_x \times q_{\max} \times d}{10^{-6} \times F_p}, \quad (28)$$

где q_{\max} – скоростной напор ветра;

a – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра, равен 0,7;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$ для проводов покрытых гололёдом [6].

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \times 1,2 \frac{400}{1,6}}{490} \times 10^{-4} = 0,000487, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2,$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололёдом определяется по формуле:

$$\gamma_5 = \frac{a \times C_x \times 0,25 \times q_{\max} \times (d + 2 \times b)}{1000 \times F_p} \quad (29)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,85 \times 1,2 \times 0,25 \times 400 \times (30,6 + 2 \times 15)}{490} \times 10^{-4} = 0,00245, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод определяется по формуле:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (30)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(0,00371)^2 + (0,000487)^2} = 0,0038, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололёда и давления ветра определяется по формуле:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}, \quad (31)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(0,00758)^2 + (0,00245)^2} = 0,00758, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

3.4 Определение критических пролётов воздушной линии и исходного расчетного режима

При расчетах проводов принимаются также сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса – в других.

Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях. При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами должны существовать три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов.

$l_{1кр}$ – пролет, для которого напряжение провода в режиме низшей температуры достигает допустимого напряжения σ_{tmin} , а в режиме среднегодовой температуры значения σ_3 ;

$l_{2кр}$ – пролет, при котором напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению $\sigma_{\gamma max}$, а в режиме низкой температуры σ_{tmin} ;

$l_{3кр}$ – пролет, при котором напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому σ_3 , а в режиме наибольшей нагрузки равно $\sigma_{\gamma max}$.

Критические пролеты рассчитываются по формулам:

$$l_{1кр} = \frac{2\sigma_3}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_3 - \sigma_{tmin}) \frac{1}{E} + \alpha (t_3 - t_{min}) \right]}{1 - \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_{tmin}} \right)^2}}, \quad (32)$$

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_{\gamma max} - \sigma_{tmin}) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_{min}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}}, \quad (33)$$

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_{\gamma max} - \sigma_3) \frac{1}{E} + \alpha (t_{\Gamma} - t_3) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_3} \right)^2}}, \quad (34)$$

где $\sigma_{\gamma max}$, σ_3 , σ_{tmin} – нормативные допустимые значения для провода;

$$l_{1кр} = 299,4, \text{ м};$$

$$l_{2кр} = 269,8, \text{ м};$$

$$l_{3кр} = 248,3, \text{ м}.$$

Т. к. $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, то физический смысл имеют только один критический пролет: $l_{2кр}$ и расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: режим t_{min} и режим наибольших нагрузок.

Так как $l_{расч} > l_{2кр}$, поэтому исходный режим – режим максимальной нагрузки и расчетное уравнение имеет вид:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E \times l^2}{24 \times \sigma^2} = \sigma_{\gamma \max} - \frac{\gamma^2 E \times l^2}{24 \times \sigma_{\gamma \max}^2} - \alpha E (t - t_{\Gamma}), \quad (35)$$

3.5 Систематический расчет провода

В расчетах проводов принимаем режимы, указанные в таблице 36.

Таблица 36 – Расчетный режим условных сочетаний климатических условий

| Расчетный режим | Условные сочетания климатических условий | Номера нагрузок γ | σ , Н/мм ² | f, м |
|-----------------|---|--------------------------|------------------------------|------|
| 1 | t=-5 С, скоростной напор ветра 0,25q _{max} | 7 | 12,149 | 13 |
| 2 | t=-5 С, ветра нет (q=0) | 3 | 11,946 | 13 |
| 3 | t=-5 С, скоростной напор ветра q _{max} | 6 | 8,747 | 11 |
| 4 | Среднегодовая температура, ветра нет (q=0) | 1 | 6,723 | 11 |
| 5 | t=15 С, ветра нет (q=0) | 1 | 5,956 | 12 |
| 6 | Низшая температура, ветра нет (q=0) | 1 | 1,797 | 9 |
| 7 | Максимальная температура, ветра нет (q=0) | 1 | 3,878 | 9 |

3.6 Выбор типов изоляторов и арматуры

Выбор типа изоляторов, поддерживающих гирлянду в нормальном режиме, производится по коэффициенту запаса n_1 , при наибольшей нагрузке и n_2 при отсутствии ветра и гололеда.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \times l_{вес} + G_2} \geq 2,7, \quad (36)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \times l_{вес} + G_2} \geq 5, \quad (37)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, $P=120000$ кг;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололёдом при ветре;

$l_{вес}$ – весовой пролет, м;

G_2 – вес гирлянды, кг.

При расчетах пользуются формулами:

$$P \geq 2,7 \times (p_7 \times l_{вес} + G_2), \quad (38)$$

$$P \geq 2,7 \times (p_1 \times l_{вес} + G_2), \quad (39)$$

$$2,7 \times (0,0075 \times 500 + 4,1) = 21,302, \text{ кг.}$$

$$5 \times (0,00371 \times 500 + 4,1) = 29,77, \text{ кг.}$$

Выбираем линейные подвесные полимерные изоляторы: ЛК 120/220,

арматуру с гарантированной прочностью 120000 кг, поддерживающий зажим – глухой [21].

3.7 Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролёте

Рассмотрим случай обрыва провода во втором пролете от анкерной опоры.

Расчет сводится к нахождению редуцированного тяжения провода и стрелы провеса в соседнем пролете.

$$\frac{l}{E \cdot F} \times (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \times l^3}{24} \times \left(\frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_0 \times l + G_e}{2 \times H} \right)^2}}, \quad (40)$$

где H_0 – начальное тяжение провода (кг), определяется по формуле:

$$H_0 = \sigma_s \times F, \quad (41)$$

где σ_s – напряжение при растяжении в низшей точке, соответствующее условиям расчета при 4 режиме;

F – фактическое сечение провода (расчетное).

$$H_0 = 6,723 \times 490 = 3294, \text{ кг.}$$

Кривая 1 строится по следующему уравнению:

$$\Delta l = \frac{l}{E \times F} \times (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \times l^3}{24} \times \left(\frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right), \quad (42)$$

где Δl – перемещение точки подвеса, м

Подробные расчеты приведены в приложении Б

Для вычисления точек кривой применяем уравнение:

$$i = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left(\frac{p_0 \times l + G_z}{2 \cdot H} \right)^2}}, \quad (43)$$

Стрела провеса после обрыва провода определяется по формуле:

$$f = \frac{p_0 \cdot l^2}{8 \cdot H}, \quad (44)$$

$$f = \frac{1,817 \times 400^2}{8 \times 1790} = 11,419, \text{ м.}$$

3.8 Расстановка опор по профилю трассы воздушной линии

Продольный профиль трассы представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы. Он составляется на основании топографических изысканий в масштабах:

- горизонтальный М 1:2000;
- вертикальный М 1:5000.

При расстановке опор по профилю должны быть учтены два основных условия:

- 1) Расстояния от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых ПУЭ.
- 2) Нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

Следует избегать расстановки опор в местах, требующих выполнения более сложных фундаментов (болота, обводненные участки и т. п.).

Расстановку опор производим по шаблону.

Шаблон представляет собой три кривые (параболы), соответствующие кривой максимального провисания провода и расположенные друг над другом с определенным сдвигом по вертикали.

Кривая максимального провисания строится по формуле:

$$y = \frac{\gamma \times x^2}{2 \times \sigma}, \quad (45)$$

где γ , σ – принимают из систематического режима, соответствующего наибольшему провисанию провода в вертикальной плоскости.

Сдвинув кривую провисания провода вниз на расстояние, равное габаритному, получим габаритную кривую. Сдвинув кривую провисания провода вниз на расстояние, равное высоте подвеса провода на опоре, получим земляную кривую.

Производим расстановку опор на участке трассы ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Томмот с заходом на ПС НПС-19.

3.9 Проверка ветровых и весовых пролётов

При расстановке опор по профилю необходимо следить, чтобы фактическое значение ветрового пролета не превышало принятого в расчете значения, т. е.:

$$\frac{l_1 + l_2}{2} \leq l_{ветр.}, \quad (46)$$

Весовой пролет опоры обозначается $l_{вес}$ и соответствует значению, принятому в расчете опоры для определения весовых нагрузок от проводов и тросов. При установке опор с одинаковой высотой подвеса провода на идеально ровной поверхности его вес распределяется на обе опоры одинаково и тогда $l_{вес} = l_{габ}$.

При различной высоте точек подвеса провода на соответствующие опоры передается вес провода на участке от точки подвеса до низшей точки провода в пролете. Длина этого участка не должна превышать значения, принятого в расчете опоры:

$$\frac{l_{э1} + l_{э2}}{2} \leq l_{вес.}, \quad (47)$$

Таблица 37 – Проверка ветровых и весовых пролетов

| № расчета | Расчетный ветровой пролет, $l_{вет.расч}$, м | Допустимы ветровой пролет, $l_{вет}$, м | Расчетный весовой пролет, $l_{вес.расч}$, м | Допустимый весовой пролет, $l_{вес}$, м |
|-----------|---|--|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | 435,5 | 520 | 465 | 500 |
| 2 | 436,5 | 520 | 475 | 500 |
| 3 | 437,5 | 520 | 485 | 500 |
| 4 | 439 | 520 | 470 | 500 |
| 5 | 441 | 520 | 452,5 | 500 |
| 6 | 443,5 | 520 | 465 | 500 |

Расчетные ветровые и весовые пролеты удовлетворяют допустимым, соответственно ветровым и весовым пролетам.

4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

4.1 Расчет капитальных вложений

Финансово-экономические показатели. Переход к рыночным отношениям в энергетике потребовал разработки новых методических подходов к определению экономической эффективности инвестиций.

Обоснование инвестиций предусматривает:

- народнохозяйственную необходимость;
- номенклатуру продукции и потребителей;
- место строительства, условия эксплуатации;
- сырьевые источники;
- соответствие мировому уровню;
- энергоснабжение;
- социальную сферу;
- экологию;
- укрупнённую оценку сметной стоимости объекта;
- проект бизнес-плана.

В условиях рыночной экономики появляются различные формы собственности. При этом могут использоваться следующие источники инвестиций:

- амортизационные отчисления на реновацию;
- заемный капитал;
- привлечение средств потребителей;
- прибыль, включаемая в тариф в процессе его регулирования;
- централизованное бюджетное финансирование;

Перечисленные источники финансирования оказывают непосредственное или косвенное влияние на прибыль:

- при использовании заемного капитала в прибыли следует учитывать выплату процентов за кредит и погашение кредита;

-привлечение средств потребителей потребует выплаты им части прибыли в виде дивидендов;

-включение объемов предстоящих инвестиций в прибыль непосредственно связывает тарифы с финансированием развития и совершенствования производства;

-бюджетное финансирование может оказывать влияние на налоговую часть прибыли.

Чистый дисконтированный доход. Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NVP, чистая современная стоимость, чистая текущая стоимость) является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций.

ЧДД – это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта.

Расчет ЧДД проводится посредством дисконтирования чистого потока платежей (чистого дохода). Разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) представляет собой чистый поток платежей в год t :

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{ликт} = \Pi_{чt} + I_{амt} - K_t + K_{ликт}, \quad (48)$$

где $K_{ликт}$ -ликвидная стоимость объекта; K_t -объем инвестиций в год t .

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей представляет собой ЧДД, или чистую текущую стоимость:

$$\mathcal{E}_д = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot (1+E)^{-t}, \quad (49)$$

где T_p –расчетный период, годы; E -норматив дисконтирования.

Положительное значение ЧДД указывает на то, инвестор, во-первых, вернет вложенный капитал; во-вторых, получит проценты в размере ставки

дисконтирования; в-третьих, будет иметь фактическую стоимость превышения поступлений над платежами (т.е. полученные проценты на капитал будут выше, чем в банке).

При нулевом значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал с процентами, равными норме дисконта, т.е. ему равно выгодно вкладывать капитал в данный проект или в банк.

При отрицательном значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал (при положительном значении чистой прибыли), но с процентами меньшими, чем он получил бы в банке. Если накопленная в течении всего срока жизни объекта сумма чистых доходов отрицательна, это свидетельствует об убыточности проекта, т.е. о его неспособности возместить инвестированные средства, не говоря уже о выплате хотя бы минимальных дивидендов потенциальным инвесторам. При сравнении нескольких проектов выбирается вариант с наибольшим значением ЧДД. Последний зависит от масштаба проекта, проявляющегося в «физических» объемах инвестиций и производства. Отсюда, больший ЧДД не всегда будет соответствовать более эффективному варианту капиталовложений. Иначе говоря, все сравниваемые варианты необходимо приводить в сопоставимый вид по производственному эффекту.

Таким образом, критерием абсолютной эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие $E_d > 0$. Тогда доходность инвестиций превышает значение среднего норматива дисконтирования. Это говорит о том, что при оценке абсолютной эффективности фактически проводится сопоставление с инвестированием по средней ставке дисконтирования E . При сопоставлении вариантов, объект относительно эффективен, если его ЧДД выше, чем в альтернативном варианте.

Решающим моментом при расчете ЧДД считается выбор ставки дисконтирования, так как она определяет относительную ценность денежных потоков, приходящихся на разные периоды времени. Ставка должна учитывать риск при осуществлении проекта.

Расчет значительно упрощается, если инвестиции вкладываются за один год, текущие издержки остаются постоянными и ликвидная стоимость объекта равна нулю:

$$\mathcal{E}_D = (I_q + I_{am}) \cdot D_s - K; \quad (50)$$

где D_s - сумма коэффициентов дисконтирования.

В модели определения ЧДД должны быть спрогнозированы капиталовложения, компоненты будущих притоков денежных средств, расчетная процентная ставка, срок эксплуатации, выручка от ликвидации в конце этого срока. Также в модели приняты следующие допущения:

- существование только одной целевой функции (ЧДД).
- заданный срок эксплуатации.
- принадлежность платежей отдельным инвестиционным объектам.
- надежность данных.
- принадлежность платежей к определенным моментам времени.
- начисление процентов на будущие инвестиции по ставке дисконтирования

и вложение высвобождающихся средств, а также компенсация разницы в затратах капитала и сроках эксплуатации посредством соответствующих инвестиций, начисление процента по которым происходит по расчетной процентной ставке.

Эквивалентный аннуитет. Метод аннуитетов следует из модели, соответствующей методу определения ЧДД. Только в его основе лежит другая целевая функция (аннуитет).

Аннуитет (ежегодный платеж) – это последовательность одинаковых платежей, которые осуществляются по годам расчетного периода ради накопления конкретной суммы (например, накопление амортизационного фонда).

Эквивалентный аннуитет – стандартный (усредненный) аннуитет, имеющий ту же продолжительность, что и оцениваемый инвестиционный проект, и тот же ЧДД.

Этот критерий представляет собой среднегодовое значение ЧДД:

$$\mathcal{E}_{\text{срз}} = \mathcal{E}_D / \sum_{t=0}^{T_p} (1+E)^{-t} = \mathcal{E}_D / D_s = \mathcal{E}_D \cdot \kappa_e, \quad (51)$$

где D_s - сумма коэффициентов дисконтирования, находится по таблице или по формуле: $D_s = (1 - 1/(1+E)^{T_p})/E$; κ_e - коэффициент восстановления,

$$\kappa_e = \frac{(1+E)^{T_p} \cdot E}{(1+E)^{T_p} - 1}. \quad (52)$$

Положительный аннуитет свидетельствует об эффективности проекта.

При оценке абсолютной эффективности метод аннуитетов приводит к тем же результатам, что и метод определения ЧДД. Это справедливо и для оценки относительной эффективности альтернативных проектов, если срок эксплуатации взятых для сравнения объектов одинаков (т.к. коэффициенты восстановления идентичны).

При различных сроках эксплуатации объектов в случае применения метода аннуитетов к последующим объектам необходимо принять следующие допущения:

- инвестиции могут воспроизводиться за счет реинвестирования денежных поступлений до достижения одинакового для всех проектов временного горизонта выбытия основных фондов;

- о крайней мере один из инвестиционных проектов допускает бесконечное реинвестирование денежных поступлений.

Эти допущения позволяют сравнивать варианты, различающиеся сроками жизни.

Логика использования эквивалентных аннуитетов состоит в том, что если определить их для всех сравниваемых проектов, то проект с наибольшим аннуитетом будет обеспечивать наибольший ЧДД при условии, что предполагается бесконечное реинвестирование всех конкурирующих инвестиций или

реинвестирование до тех пор, пока сроки жизни всех проектов не завершатся одновременно.

Индекс рентабельности (доходность) инвестиций. Индекс рентабельности инвестиций – это показатель позволяющий определить, в какой мере возрастает ценность фирмы за счет каждого вложенного рубля инвестиций, Для расчета этого показателя необходимо поток платежей отделить от инвестиций.

Для этого преобразуем ЧДД к виду:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_D &= \sum_{t=0}^{T_p} (O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{\text{ликв}}) \cdot (1+E)^{-t} = \\ &= \sum_{t=0}^{T_p} (O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{\text{ликв}}) \cdot (1+E)^{-t} - \sum_{t=0}^{T_n} (1+E)^{-t} K_t = \\ &= \Pi_{\text{ч.д}} - K_D, \end{aligned} \quad (53)$$

где T_n – год начала производства, когда ожидаются поступления.

Индекс рентабельности - это отношение дисконтированных доходов к дисконтированным инвестициям:

$$I_R = \Pi_{\text{ч.д}} / K_D.$$

Если $I_R = 1$, будущая чистая прибыль равна вложенным инвестициям, т.е. доход инвестора будет равен нулю.

Доходность инвестиций:

$$R_u = \frac{\mathcal{E}_D}{K_D} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot (1+E)^{-t}}{\sum_{t=0}^{T_p} K_t \cdot (1+E)^{-t}}. \quad (54)$$

Этот показатель – аналог нормы прибыли, но с учетом фактора времени. Критерием абсолютной эффективности служит превышение рентабельности инвестиций приемлемого для инвестора уровня.

Внутренняя норма доходности объекта (ВНД). ВНД характеризует ставку дисконтирования, при котором ЧДД равен нулю. Если ВНД превышает ставку дисконтирования, значит инвестор, вложивший в него деньги, получит больший процент, чем в банке. Таким образом, ВНД объекта представляет собой ставку дисконтирования, при которой сумма дисконтированных притоков денежных средств равна объему дисконтированных оттоков денежных средств за расчетный период, включающий период строительства и достаточно длительный период эксплуатации объекта.

ВНД объекта определяется из выражения:

$$\sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot (1 + E_{\text{вн}})^{-t} = 0, \quad (55)$$

где $E_{\text{вн}}$ – ВНД, которая является искомой величиной; определяется методом последовательных приближений при различных ставках дисконтирования.

Критерием абсолютной эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения ВНД над ставкой дисконтирования $E_{\text{вн}} > E$.

При ставке, равной ВНД, инвестирование финансовых средств в проект даст в итоге тот же суммарный доход, что и помещение их в банк на депозитный счет. Если реальная ставка меньше ВНД проекта, то инвестирование средств в него выгодно, и наоборот.

Если проект полностью финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение $E_{\text{вн}}$ показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской ставки, превышение которой делает проект убыточным. Следовательно, $E_{\text{вн}}$ является

граничной ставкой дисконтирования, разделяющей эффективные и неэффективные инвестиционные проекты.

Величина $E_{\text{вн}}$ зависит не только от соотношения капитальных суммарных вложений и доходов от реализации проекта, но и от их распределения во времени. Чем дольше процесс получения доходов в результате сделанных вложений, тем ниже ВНД. Расчет ВНД часто применяется как первый шаг при экономическом анализе инвестиционного проекта. Для дальнейшего анализа отбираются инвестиционные проекты, у которых $E_{\text{вн}}$ не ниже некоторого порогового значения. Показатель $E_{\text{вн}}$ служит индикатором уровня риска по проекту: чем больше $E_{\text{вн}}$ превышает стандартный уровень доходности, тем больше запас прочности проекта и тем ниже вероятность возможных ошибок при оценке объемов будущих денежных поступлений.

Дисконтированный срок окупаемости. Дисконтированный срок окупаемости характеризует период, в течении которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта, и используется в тех же случаях, что и ВНД

$$\mathcal{E}_D = \sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \mathcal{E}_t (1+E)^{t-t} = 0, \quad (56)$$

где $T_{\text{ок}}$ – последний год периода, после которого значение \mathcal{E}_D , определяемое с фиксированной ставкой дисконтирования E , становится положительным.

При определении срока окупаемости рекомендуется доходы и расходы приводить к моменту завершения инвестиций и началу производства:

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \mathcal{E}_t (1+E)^{t-t} = 0, \quad (57)$$

При приведении доходов и расходов к моменту начала вложения инвестиций

срок окупаемости будет включать и срок строительства.

Критерием абсолютной экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_p$, если $T_{ок}$ включает период строительства, или $T_{ок} < T_э$, если $T_{ок}$ вычислен по последней формуле; $T_э$ - период эксплуатации объекта.

Срок окупаемости дисконтированных затрат всегда больше простого срока окупаемости при условии, что $E > 0$. Между этими характеристиками существует взаимосвязь, зависящая от вида распределения показателей чистого дохода во времени. Если суммы постоянны, то

$$T_{ок} = \frac{\ln(1 - T_{окп} \cdot E)}{\ln(1 + E)}. \quad (58)$$

Эта зависимость полностью определяется уровнем процентной ставки, причем при $T_{окп} E > 1$ инвестиции не окупаются.

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ($K_{инфл} = 4,9$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом постоянную часть затрат, а также стоимость силовых трансформаторов учитывать не будем, стоимость РУ ВН. Найдём суммарные капитальные вложения по представленному варианту проектирования.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [7]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (59)$$

$$K = 260 \cdot 10^3 + 534,03 \cdot 10^5 = 536,63 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [7]:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ}, \quad (60)$$

$$K_{ПС} = (2 \cdot 130 \cdot 10^3) = 260 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств. В данной работе стоимость КУ не учитывается;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ 220 кВ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

В данном случае учитываем только две ячейки 220 кВ На ПС 220 кВ Томмот и Нерюнгринской ГРЭС.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [7]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (61)$$

$$K_{ВЛ} = 23,1 \cdot 10^3 \cdot 4,9 \cdot 1,4 \cdot 337 = 534,03 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,9$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$ [10].

Таблица 38 – Капиталовложения варианта проектирования электрической сети

| Вариант проектирования | К _{ПС} , тыс. руб | К _{ВЛ} , тыс. руб | К _Σ , тыс. руб |
|------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 1 | 26000 | 5340304 | 5366304 |

В данном варианте развития энергосистемы большая часть капиталовложений приходится на строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС – 19 и НПС – 19 – Томмот.

4.2 Расчет потерь электрической энергии

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Определим потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу № 326.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} \quad (62)$$

$$\Delta W = 37979,91 + 2695,16 = 40675,07 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕСК.ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_К \quad (63)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = \left(\frac{(37,04)^2 + (9,86)^2}{220^2} \cdot 4800 \cdot 61,536 + \frac{(33,13)^2 + (7,92)^2}{220^2} \cdot 3960 \cdot 61,536 + 23616,96 \right)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = 37979,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где T_3 , T_L – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_l \cdot T_{год} \quad (64)$$

$$\Delta W_K = 0,008 \cdot 337 \cdot 8760 = 23616,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{ЭФ}^3 + Q_{НЕСК.ЭФ}^3}{2 \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{P_{ЭФ}^L + Q_{НЕСК.ЭФ}^L}{2 \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_L, \quad (65)$$

$$\Delta W_{ТР} = \frac{37,04^2 + 9,86^2}{110^2} \cdot \frac{5,6}{2} \cdot 4800 + \frac{33,13^2 + 7,92^2}{110^2} \cdot \frac{5,6}{2} \cdot 3960$$

$$\Delta W_{ТР} = 2695,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $P_{ЭФ}$, $Q_{НЕСК.ЭФ}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора.

Поскольку в данной работе производилась реконструкция только ЛЭП 220 кВ, то анализ потерь проведем только для ВЛ.

Таблица 39 – Показатели потерь электроэнергии для проектируемых вариантов

| Вариант проектирования | $\Delta W_{ВЛ}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$ | $\Delta W_{ТП}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$ | $\Delta W, \text{МВт} \cdot \text{ч}$ |
|------------------------|--|--|---------------------------------------|
| 1 | 37979,91 | 2695,16 | 40675,07 |

4.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [7]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W}, \quad (66)$$

$$I = 8732 + 9965,12 + 2012,34 = 20709,46 \text{ тыс.руб.}$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (67)$$

$$I_{РЭО} = 0,008 \cdot 5340304 + 0,059 \cdot 26000 = 44256,432 \text{ тыс.руб.}$$

Где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет) [7]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (68)$$

$$I_{AM} = \frac{5366304}{20} = 268315,2 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [7]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (69)$$

$$I_{\Delta W} = 40675,07 \cdot 2,5 = 101687,675 \text{ тыс.руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 2,5руб/МВт·ч.

Таблица 40 – значения издержек для варианта проектирования

| Вариант проектирования | I_{AM} , тыс.руб | $I_{РЭО}$, тыс. руб | $I_{\Delta W}$, тыс. руб | I_{Σ} , тыс. руб |
|------------------------|--------------------|----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 1 | 268315,2 | 44256,432 | 101687,675 | 414259,307 |

4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты на реализация представленного варианта проектирования определяются по следующей формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (70)$$

$$Z = 0,1 \cdot 5366304 + 414259,307 = 950889,707 \text{ тыс.руб.}$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования, установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

5 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Релейная защита (РЗ) - это важнейший вид электрической автоматики, которая необходима для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, предотвращении повреждения силового оборудования, либо минимизации последствий при повреждениях. РЗ представляет собой комплекс автоматических устройств, которые при аварийной ситуации выявляют неисправный участок и отключают данный элемент от энергосистемы.

Во время работы РЗ постоянно контролирует защищаемые элементы, чтобы своевременно зафиксировать возникшее повреждение (или отклонение в работе энергосистемы) и должным образом отреагировать на случившееся.

При аварийных ситуациях релейная защита должна выявить и выделить неисправный участок, воздействуя на силовые коммутационные аппараты, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания, замыкания на землю и т.д.).

Релейная защита сопряжена с иными видами электрической автоматики, которые позволяют сохранять бесперебойную работу энергосистемы и электроснабжения потребителей.

На данный момент отрасль релейной защиты активно развивается и расширяется, уже сейчас используется микропроцессорная аппаратура и компьютерные программы не только для защиты, но и для комплексного управления оборудованием и системой в целом.

Функции релейной защиты

Главной задачей устройств РЗ является выявление ненормальных и аварийных режимов работы первичного (силового) оборудования, а именно фиксация следующих видов повреждений:

- перегрузка электрооборудования;
- двух и трехфазные короткие замыкания;
- замыкания на землю, включая двух и трехфазные;

- внутренние повреждения в обмотках двигателей, генераторов и трансформаторов;
- защита от затянувшегося пуска;
- асинхронный режим работы синхронных двигателей.

Любые электрические системы должны быть надёжными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества. Большую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты.

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят: - многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора; - однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; - витковые замыкания в обмотках. К ненормальным режимам относят: - прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ; - прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора; - понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

В данной магистерской работе я рассчитываю релейную защиту двухобмоточного трансформатора на базе микропроцессорного устройства «Сириус-Т».

5.1 Сведения о микропроцессорном устройстве

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Данное устройство применяется для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.).

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения с высшим напряжением 10-220 кВ. Также возможно использование защиты «Сириус-Т» в качестве дифференциальной

защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Устройство «Сириус-Т» содержит максимальную-токовую защиту (МТЗ) ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);
- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;
- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;
- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

- управление схемой обдува по двум критериям - ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;
- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;
- возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;
- формирование сигнала устройством резервирования отказов выключателя (УРОВ) при отказах своего выключателя и исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;
- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;

- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

5.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита применяется в качестве основной защиты трансформаторов при повреждениях их обмоток, на вводах и ошиновке. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается лишь на одиночно работающих трансформаторах 6300 кВА и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше и на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает защитное действие, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, например и начале и конце обмоток силового трансформатора, генератора и т. п. В частности, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной.

Действие дифференциальной защиты поясняется следующим. Действие обеих сторон трансформатора устанавливаются трансформаторы тока ТТ1 и ТТ2, вторичные обмотки которых включены последовательно. Параллельно им подключается токовое реле Т. Если характеристики трансформаторов тока будут одинаковы, то в нормальном режиме, а также при внешнем коротком замыкании токи во вторичных обмотках трансформаторов тока будут равны, разность их будет равна нулю, ток через обмотку токового реле Т протекать не будет, следовательно, защита действовать не будет.

При коротком замыкании в трансформаторе и в любой точке защищаемой зоны, например, в обмотке трансформатора, по обмотке реле Т будет протекать ток, и если его величина будет равна току срабатывания реле или больше его, то реле сработает и через соответствующие вспомогательные приборы произведет двустороннее отключение поврежденного участка. Эта система будет действовать при междуфазных и межвитковых замыканиях.

Исходные данные:

Двухобмоточный трансформатор 110/10 кВ мощностью 25000 кВА. С (РПН) $\pm 1,5\% \pm 8$ ступеней с системой охлаждения вида «Д».

5.2.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующий его номинальной мощности рассчитывается по формуле:

$$I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (70)$$

Первичный ток на стороне ВН равен:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 201 \text{ A};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2200 \text{ A}.$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

$$K_I = \frac{I_{ПЕРВ.ТТ}}{I_{ВТОР.ТТ}} \quad (71)$$

Коэффициент схемы соединения обмоток трансформаторов тока для обоих трансформаторов равен 1.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{сх}. \quad (72)$$

На стороне ВН вторичный ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 2 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 2,63 \text{ А}.$$

Расчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5$ базисные токи должны входить в диапазон (1,01 – 10,00) А. Значения 2 и 2,63 укладываются в указанный диапазон.

5.2.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{I_{КЗ}^{(3)НН}}{K_T}, \quad (73)$$

где K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Максимальный ток внешнего КЗ равен:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = 934 \text{ А.}$$

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах) определяется по формуле:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}}. \quad (74)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = 4,64 \text{ о.е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (75)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимаем равным 0,7.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,52 = 3,89.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = 4.$

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{\text{ДИФ}} = 4 \cdot 201 = 804 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}}; \quad (76)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1682}{804} = 2,1 \geq 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

5.2.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты

Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}. \quad (77)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ, принимается равным 0,1;

$K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 2;

$K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1;

$\Delta f_{\text{добав}}$ – добавочная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов, принимается равным 0,04.

$$I_{НБ.РАСЧ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37 \text{ о.е.}$$

Для выбора уставки срабатывания должно выполняться условие:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{НБ.РАСЧ} . \quad (78)$$

$$1,3 \cdot 0,37 = 0,48.$$

Значение базовой уставки срабатывания принимаем равное 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ.РАСЧ} . \quad (79)$$

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,37 = 0,815 .$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{ТОРМ}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{НБ.РАСЧ}}{K_{\text{СН.Т}}} . \quad (80)$$

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,37}{0,815} = 59\% .$$

Значение уставки второй точки излома $\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}}$ имеет пределы $(1 - 2) \cdot I_{НОМ}$. Для

нашего расчета принимаем значение равное 2.

Значение уставки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ имеет пределы (0,06 –

0,2). Принимаем значение равное 0,15.

5.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН

Трансформатора

Силовые трансформаторы конструктивно достаточно надежны, благодаря отсутствию вращающихся частей. Однако в процессе эксплуатации возможны и случаются повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Повреждения силовых трансформаторов: витковые замыкания, замыкания на корпус, короткие замыкания обмоток, короткие замыкания на вводах и т. д., ненормальные режимы: недопустимые перегрузки, понижение уровня масла, разложение его при перегреве, прохождение токов внешних КЗ.

Силовые трансформаторы относительно малой мощности обычно защищают предохранителями со стороны высшего напряжения и предохранителями или автоматами со стороны отходящих линий низшего напряжения. Ток плавкой вставки высоковольтного предохранителя выбирается с учетом отстройки от бросков тока намагничивания при включении силового трансформатора под рабочее напряжение. С учетом этого номинальный ток предохранителя.

Соответствие высоковольтных предохранителей мощности защищаемых ими силовых трансформаторов напряжением 6 — 10 кВ дано в справочниках. Защита предохранителями конструктивно осуществляется наиболее просто, но имеет недостатки — нестабильность параметров защиты, что может привести к недопустимому увеличению времени срабатывания защиты при некоторых видах внутренних повреждений силовых трансформаторов. При защите предохранителями возникают сложности согласования защит смежных участков сети. Более совершенна релейная максимально-токовая защита трансформаторов.

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается

на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимально токовой защиты» при расчете уставок МТЗ ВН следует принимать следующие параметры:

коэффициент возврата реле $-k_g = 0,92$;

коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки $-k_{omc} = 1,2$;

коэффициент согласования с защитами предыдущих линий $-k_c = 1,1$.

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (81)$$

где $S_{наг.ВН}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВА;

$U_{ном.ВН}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 265 \text{ A}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{omc} = 1,2$ согласно [12];

Коэффициент самозапуска двигателей $k_{зан} = 1,5$ согласно [12]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» $k_g = 0,92$ согласно [13].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{omc} \cdot k_{зан}}{k_g} \cdot I_{наг.ВН}^{max}; \quad (82)$$

$$I_{MTЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 265 = 518,5 \text{ A}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита равен:

$$I_{ср.МТЗ} \geq \frac{I_{МТЗ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}; \quad (83)$$

$$I_{ср.МТЗ} = \frac{518,5 \cdot 1}{600 / 5} = 4,32 \text{ A}$$

Ток срабатывания может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус Т».

Принимаем $I_{ср.мтз} = 4,4 \text{ A}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ ВН по формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{I_{ср.МТЗ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ}}; \quad (84)$$

$$I_{МТЗ} = \frac{4,4 \cdot 600 / 5}{1} = 528 \text{ A}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на

стороне НН (в точке К2).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}}; \quad (85)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1682}{528} = 3,2 \geq 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t,$$

где t_{max} – максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора;

Δt – ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

5.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток.

Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контрольные токи как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{В.НОМ}, \quad (86)$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_{ϵ} – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» равен 0,92, согласно [9];

$I_{В.НОМ}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [10] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на сторонах ВН и НН равны 2 и 2,6 А. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 2 = 2,4 \text{ А};$$

$$I_{ПЕР} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 2,6 = 3 \text{ А};$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t,$$

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с};$$

Используем выдержку времени $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ в устройстве «Сириус-Т».

5.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора.

Газовая защита трансформатора является основной защитой и предназначена для защиты трансформатора от внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа или перетоком масла из корпуса трансформатора в расширитель или понижением уровня масла.

Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые дифференциальная и максимально-токовая защита не реагирует; так как в подобных случаях величина тока замыкания оказывается недостаточной для срабатывания защиты.

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение развивается

медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

Интенсивное и даже бурное газообразование, свидетельствующее о коротком замыкании, создает в системе газовой защиты сигнал такой величины, который помимо предупреждения вызывает отключение неисправного трансформатора. Газовая защита трансформаторов вызывает предупреждающий сигнал и в том случае, когда понижается уровень масла в баке.

Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем.

Основным элементом защиты является газовое реле BUCHHOLZ типа BF80/10, установленное в трубопроводе между основным баком и расширителем.

Газовая защита особенно эффективно действует в случаях:

- КЗ между пластинами сердечника;
- КЗ между фазами, витками обмоток;
- КЗ на землю;
- повреждения изоляции болта сердечника;
- перегрева некоторой части обмоток;
- плохих контактов;
- пробоя проходных изоляторов в баке трансформатора.

Кроме того, газовая защита трансформатора может предотвратить развитие событий, приводящих к повреждению трансформатора, таких как падение уровня масла вследствие утечки или проникновение воздуха в результате дефекта в системе циркуляции масла.



Рисунок 8 – Газовое реле BF80/10

Работа газового реле основана на том, что повреждение внутри бака вызывает нагрев и разложение масла, с выделением некоторого количества газа.

Согласно ПУЭ, трансформатор устанавливается под углом 2 градуса к горизонту. Поэтому пузырьки газа стекают вверх в расширительный бак через трубу, в которой установлено газовое реле. В нормальном режиме работы трансформатора газовое реле полностью заполнено маслом, но при появлении пузырьков газа, масло под давлением вытесняется из реле, поплавков опускается и замыкает контакт.

Газовая защита имеет две ступени срабатывания. Первая ступень действует на сигнал и срабатывает при снижении уровня масла ниже уровня сигнального элемента газового реле, при незначительном газообразовании в баке трансформатора и накоплении газа в корпусе газового реле. Вторая ступень срабатывает при практически полном вытеснении масла из корпуса газового реле газом, вызванным бурным разложением масла, либо утечкой масла и действует без выдержки времени на отключения трансформатора со всех сторон с запретом АПВ выключателей. Действие газового реле на отключение и сигнал проходит через терминал основной и резервной защиты.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

6.1 Безопасность

КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут нанести вред персоналу, поскольку токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Тем не менее, оборудование КРУЭ может представлять потенциальный риск вследствие [16]:

- высокого номинального давления изоляционной среды внутри оболочки КРУЭ;

- сброса давления в аварийных условиях при воздействии внутренней дуги, поскольку в экстремальных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ. Эти явления приводят к внезапному выбросу горячего газа;

- сложности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию и при ремонте с заменой элементов;

- возможного появления большой концентрации элегаза при разгерметизации объёмов КРУЭ, а также вредных продуктов распада элегаза при повреждениях КРУЭ с коротким замыканием.

6.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

Конструкция КРУЭ обеспечивает защиту персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, заключенным в оболочки, проникновения твердых тел (степени защиты оболочек). Степень защиты внешних оболочек согласно ГОСТ 14254-96 – IP55.

Изоляция главных цепей КРУЭ, с частичной или полной изоляцией элегазом, цепей управления, вспомогательных цепей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов соответствует требованиям ГОСТ 1516.3.

Температура нагрева частей оболочек КРУЭ:

- доступных для прикосновения, в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 70 °С;

- не доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 80 °С.

Конструкция опорных изоляторов учитывает воздействие наибольшего возможного в эксплуатации давления газа и динамические действия от токов короткого замыкания, протекающих по токопроводам, подсоединённым к изоляторам.

Для компенсации изменения размеров ячейки вследствие колебаний температуры, а также, вызванных отклонениями при изготовлении и монтаже должны быть предусмотрены компенсационные устройства для обеспечения соединений смежных ячеек и, при необходимости, элементов внутри ячейки.

Цепи заземления КРУЭ устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания тока термической стойкости.

Зажимы заземления КРУЭ выполнены по ГОСТ 21130 и соответствуют ГОСТ 12.007.0. Способ подключения КРУЭ к контуру заземления в эксплуатационной документации. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления размещен на изделии в безопасном и удобном для подключения заземляющего проводника месте. Возле места, в котором должно осуществляется присоединение заземляющего проводника должен быть помещен нанесенный любым способом (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления [17].

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Значение сопротивления между каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью КРУЭ, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не должно превышать 0,1 Ом.

Для обеспечения заземления все корпуса элементов токоведущего контура в пределах КРУЭ электрически соединены между собой. Корпуса элементов ячейки имеют места для подсоединения к контуру заземления. Выбор сечения шин заземления и шин, расположенных в контуре заземления КРУЭ, а также расчет контура заземления был произведен исходя из значений тока термической стойкости.

Шины заземления разных полюсов КРУЭ объединены в контуре заземления распределительного устройства общей заземляющей шиной.

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к внешним заземляющим проводникам рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ.

Для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода более 10 м промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, установлены на расстоянии 6-10 м.

В ячейках КРУЭ прокладка вспомогательных цепей производится в экранированных оболочках, защищенных от коррозии. В местах закрепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и т. д.) подложены изолирующие ленты.

Элегаз — газ без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, непригодную для дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений ПДК составляет 5000 мг/м³.

При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием

(заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т.д.) в помещении запрещается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем.

При выбросе чистого элегаза немедленно производится включение аварийной вентиляции на срок, обеспечивающий снижение концентрации до ПДК. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутациях в элегазе, происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) необходимо включить аварийную вентиляцию и проветрить помещение до снижения концентрации вредных веществ в пределах ПДК.

При необходимости экстренного выполнения работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо воспользоваться изолирующим сертифицированным противогазом: если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы может быть использован фильтрующий противогаз.

Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть освобожден от элегаза или продуктов распада элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и отвакуумирован.

Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата производится пылесосом с дополнительным бумажным фильтром с применением специальных средств защиты персонала – костюма, респиратора, рукавиц, бахил. Адсорбент должен быть нейтрализован водой или щелочью. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

6.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ

Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, требующей поворота привода до одного оборота, не должно превышать 250 Н.

На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, должно быть не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов.

Шкафы элементов КРУЭ выдерживают не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей выдерживают не менее 500 включений и отключений.

В ячейках КРУЭ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, исключая работу электродвигателей приводов

разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки.

Кроме того, предусмотрено наличие сигнализации для случаев, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности.

Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки, которые открываются одним ключом.

6.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслоборники, маслоприемники и маслоотводы.

На подстанции «НПС-19», схема электроснабжения которой была изменена, установлены два силовых трансформатора марки ТРДН-40000/220. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 39 [18].

Таблица 39 – Параметры трансформатора ТРДН-40000/220

| Тип трансформатора | Мощность, МВА | Масса, т | | Габариты, мм | | |
|--------------------|---------------|----------|-------|--------------|------|------|
| | | полная | масла | Н | L | B |
| ТРДН-40000/220 | 40 | 47,34 | 18,15 | 6800 | 8500 | 4820 |

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно [8] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТРДН-40000/220 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [8].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС «НПС-19» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя $0,25 \text{ м}$).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформатор мощностью 40 МВА на напряжение 220 кВ, установленный на ПС «НПС-19» по паспортным данным имеют полную массу 71,1 т. Масса масла в трансформаторе составляет 18,15 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{18,15}{0,885} = 20,51 \text{ м}^3, \quad (87)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 – $\rho_m = 885 \text{ кг} / \text{м}^3$ [6].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} / \text{м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] + S \quad (88)$$

$$S' = 2 \cdot [(6,8 \cdot 4,82) + (6,8 \cdot 8,5)] + 89,93 = 270,93 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 52,13 \text{ м}^3 \quad (89)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприёмника.

$$V = V' + V = 20,51 + 52,13 = 72,64 \text{ м}^3 \quad (90)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 11,5 \cdot 7,82 = 89,93 \text{ м}^2, \quad (91)$$

где $L' = L + \Delta = 8,5 + (2 \cdot 1,5) = 11,5 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 8,5 \text{ м}$ - длина трансформатора [18];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 4,82 + (2 \cdot 1,5) = 7,82 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом

выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4,82$ м - ширина трансформатора.

Для трансформатора ТРДН-40000/220 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 73 м³. На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя 0,25 м.

Вычислив объем, занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [19]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{52,13}{89,93} + 0,25 + 0,05 = 0,88 \text{ м}, \quad (92)$$

где $h_1 = 0,25$ м - толщина гравийной засыпки [8];

$h_2 = 0,05$ м - воздушный промежуток между решеткой и маслом [8].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 19.

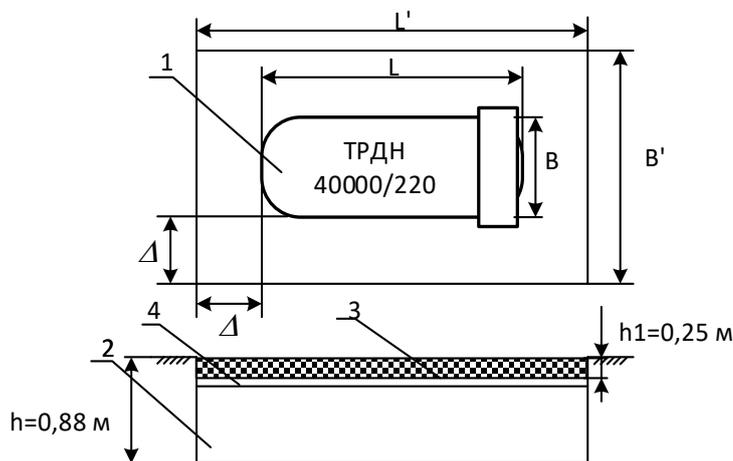


Рисунок 9 – Схема маслоприёмника

На рисунке 19 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее.

Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

6.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на ПС «НПС-19» и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего

лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [Правила пожарной безопасности].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения трансформаторов 40 МВ·А на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре

трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит авто-трансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Республики Саха (Якутия). Выявлены слабые места электрической сети данного района.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Предложен и просчитан вариант развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Произведено техническое обоснование варианта, осуществлено проектирование реконструкции подстанции Томмот и Нерюнгринской ГРЭС, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Выполнены расчёты нормальных и нескольких послеаварийных режимов электрической сети для предлагаемого варианта проектирования.

Осуществлена оценка экономической эффективности варианта развития электрической сети.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Республики (Саха) Якутия на период 2020-2024 годов.
- 4 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 - 25.01.2020.
- 5 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 7 Россети «ФСК ЕЭС» электроснабжение нефтепровода ВСТО [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/investments/power_supply_espo_oil_pipeline/ - 03.02.2021.
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 9 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,
- 11 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

12 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. -719 с.

13 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

14 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

15 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 248с.

16 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

17 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

18 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

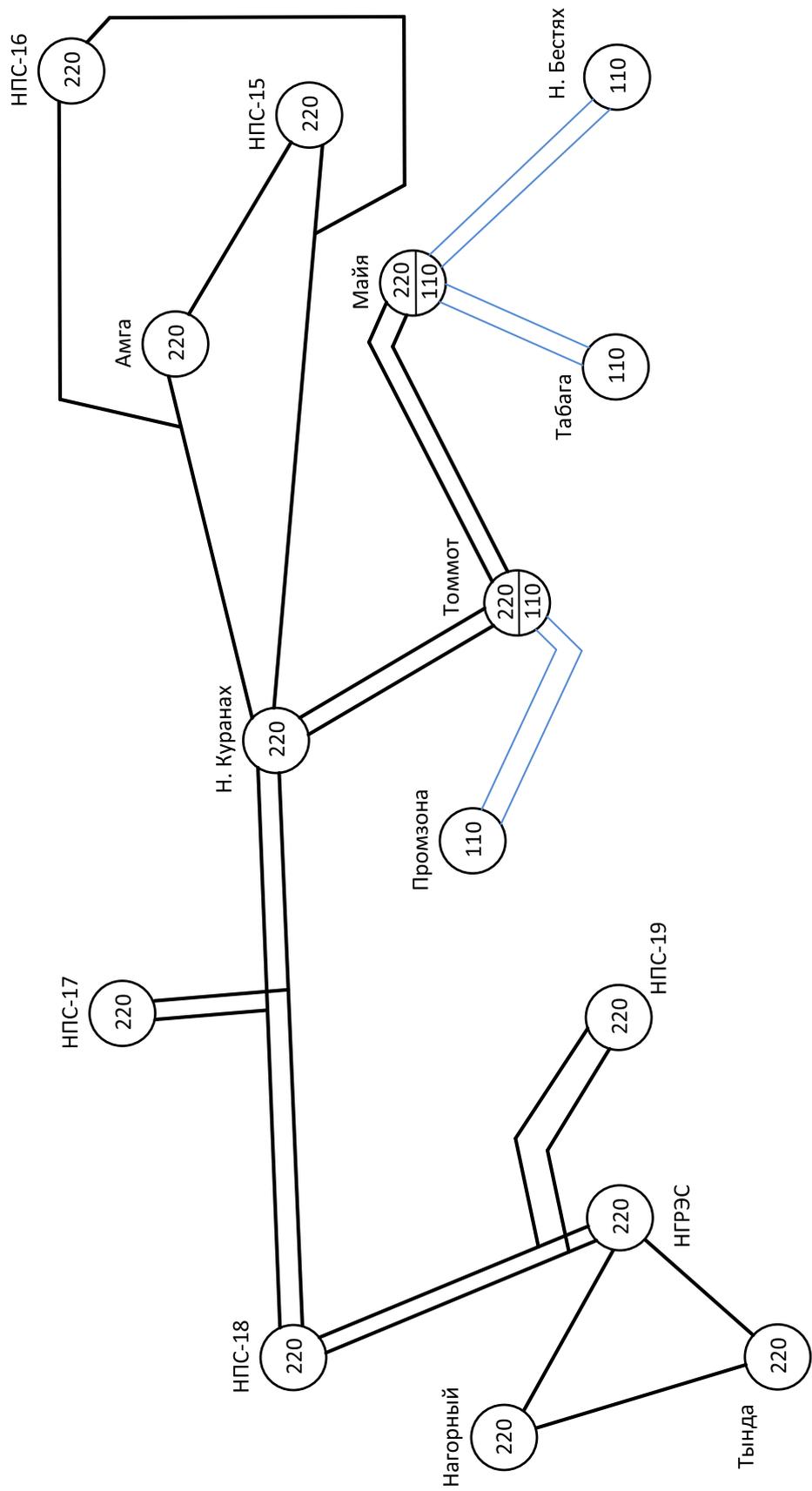
19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

20 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

21 Гринберг-Басин, М.М. Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проектированию: Учебное пособие для техникумов ж.-д. транспорта – М.: Транспорт 1986. – 168 с.

22 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.: ил.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Граф рассматриваемого эквивалента сети