


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 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

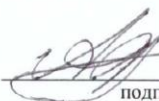
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 03 » 07 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение режимной управляемости электрических сетей
110-220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС

Исполнитель
студент группы 842ом-2  30.06.2020 А.В. Федотов
подпись, дата

Руководитель
докт.техн.наук, профессор  02.07.2020 Н.В. Савина
подпись, дата

Руководитель
магистерской программы
докт.техн.наук, профессор  02.07.2020 Н.В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель  03.07.2020 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Рецензент  06.07.2020 Д.И. Кабанов
подпись, дата

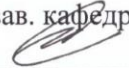
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 06 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Редотова
Александра Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Повышение релейной управляемости электрических
сетей 110-220 кВ с центром питания Норильский ГРЭС
(утверждено приказом от 548-Уч № 10.03.2020)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная
схема объектов электроэнергетики, планируемой на 2020 год

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

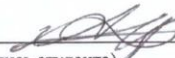
Структурный анализ сети, разработка вариантов
повышения релейной управляемости
электрических сетей

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) однолинейные
электрические схемы, результаты расчетов электрических режимов

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

7. Дата выдачи задания 11.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В. доц. хим. науки, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 11.03.2020

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 101 с., 13 рисунков, 42 формулы, 30 таблиц, 43 использованных источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, УСТАНОВИВШИЙСЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК.

В данной магистерской диссертации была произведена оценка мероприятий по повышению режимной управляемости электрических сетей 110-220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия). Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Произведены расчёты установившихся электроэнергетических нормальных и послеаварийных режимов сети, выполнен анализ этих режимов, выявлены слабые места электрической сети данного района, предложены мероприятия по устранению слабых мест. В результате принятый к реализации вариант установки БСК приводит к повышению режимной управляемости электрических сетей и увеличению надёжности функционирования энергосистемы Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Современное состояние проблемы управления режимами в электрических сетях высокого напряжения	11
1.1. Характеристика режимной управляемости	11
1.2. Средства повышения режимной управляемости	16
1.3. Нормативно-правовая база управления электроэнергетическими режимами	19
2. Анализ схемно-режимной ситуации в электрических сетях 110-220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС	22
2.1. Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	24
2.2. Климатогеографические характеристики Республики Саха (Якутия)	25
2.3. Структурный анализ электроэнергетической системы района	26
2.3.1. Характеристика источников питания	27
2.3.2. Структурный анализ линий электропередач	29
2.3.3. Структурный анализ подстанций	32
2.4. Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	35
2.4.1. Расчет режима для нормальной схемы	39
2.4.2. Расчет минимального режима	46
2.4.3. Расчет послеаварийного режима	47
3. Разработка и анализ вариантов повышения режимной управляемости электрических сетей 110-220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС	43
3.1. Разработка вариантов решения проблемы	51
3.2. Техническая проработка вариантов	51
3.2.1. Вариант установки устройств СКРМ	51
3.2.2. Вариант строительства ЛЭП	59
3.2.2.1. Проверка и выбор оборудования	65
4. Оценка экономической эффективности и целесообразности предложенных вариантов повышения режимной управляемости	78

4.1. Расчёт капиталовложений	78
4.2. Расчёт потерь электроэнергии	79
4.3. Расчёт издержек	80
4.4. Определение приведенных затрат	81
4.5. Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД	82
4.6. Анализ надежности электрической сети до и после повышения режимной управляемости	84
Заключение	95
Библиографический список	97
Приложение А Расчеты установившихся электроэнергетических режимов	102
Приложение Б Расчет в программе Mathcad	130
Приложение В Схемы РУ источников питания	142
Приложение Г Схема электрической сети ЮЯЭР	145

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ЮЯЭР – Южно-Якутский энергорайон;

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль;

ГРЭС – Государственная районная электростанция;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

РУ – Распределительное устройство;

ПС – Подстанция;

СКРМ – Средства компенсации реактивной мощности;

ИП – Источник питания;

БСК – Батарея статических конденсаторов;

АДН – Аварийно-допустимое напряжение.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика Дальнего Востока – неотъемлемая часть топливно-энергетического комплекса страны, повышение режимной управляемости улучшает надежность ее функционирования. Огромная территория и неравномерный характер промышленного развития региона оказали заметное влияние на формирование его электроэнергетической отрасли. На сегодняшний день это единственный регион России, фактически не связанный с единой энергетической системой страны, располагающийся в так называемой второй синхронной зоне.

Дальневосточная электроэнергетика является наиболее затратной с точки зрения потребления энергоресурсов и себестоимости энергии. Если в целом по стране доля угля в топливном балансе производства электроэнергии составляет 29 - 30 %, то в дальневосточных субъектах РФ - 75 %. В декабре 2011 г. правительство РФ приняло «Комплексную программу развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2025 года», в которой поставлены задачи по модернизации и техническому перевооружению отрасли и решению региональных энергетических проблем. Развитие электроэнергетики Дальнего Востока сегодня занимает одно из приоритетных направлений в государственной политике.

Темой магистерской диссертации является повышение режимной управляемости электрических сетей 110-220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС.

Актуальность темы магистерской диссертации заключается в том, что существующая электроэнергетическая инфраструктура не всегда позволяет поддерживать баланс мощности, параметры режима в допустимых пределах ввиду недостаточной режимной управляемости энергосистемы, которая проявляется в дефиците мощности электростанций, ограничениях на выдачу мощности электростанций, отсутствии необходимого состава и количества оборудования на объектах электроэнергетики, позволяющего оказывать существенное влияние на параметры электроэнергетического режима энергосистемы, наличии морально

устаревшего и изношенного оборудования, снижающего надежность функционирования энергосистем. В условиях возрастающих требований к повышению надежности функционирования энергосистем необходимо развитие системы управления электроэнергетическим режимом в электрических сетях высокого напряжения. В настоящий момент в Южно-Якутском энергорайоне Республики Саха (Якутия) ввиду недостаточно развитой электросетевой инфраструктуры существует схемно-режимная ситуация, при которой происходит снижения напряжения, приводящее к нарушению статической устойчивости, ограничение потребления электрической энергии потребителями Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия), вследствие чего в условиях возрастающих требований к повышению надежности функционирования энергосистем необходимо развитие системы управления электроэнергетическим режимом в электрических сетях высокого напряжения необходима разработка мероприятий для ликвидации данного «узкого места».

Цель магистерской диссертации – повысить режимную управляемость электрических сетей 110-220 кВ с центром питания Нерюнгринская ГРЭС.

Для выполнения цели, в магистерской диссертации поставлены и решены следующие задачи:

- Оценка современного состояния проблемы управления режимами в электрических сетях высокого напряжения;
- Рассмотрение общих сведений о электрических сетях Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия);
- Рассмотрение характеристик исследуемого района;
- Структурный анализ электрических сетей Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия);
- Расчет нормального и послеаварийных установившихся электроэнергетических режимов;
- Разработка мероприятий по устранению слабого места рассматриваемого Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия);

- Оценка экономической эффективности и целесообразности вариантов повышения режимной управляемости;
- Выбор оптимального варианта повышения режимной управляемости;
- Расчет параметров надежности.

Объект исследования магистерской диссертации: электрические сети классом напряжения 110-220 кВ Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия).

Предмет исследования магистерской диссертации: режимная управляемость электрической сети 110-220 кВ ЮЯЭР Республики Саха (Якутия).

Научная новизна магистерской диссертации заключается в комплексном подходе к реализации повышения режимной управляемости электрических сетей с помощью современного программно-вычислительного комплекса, при разработке вариантов развития энергосистемы Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) рассматривалось инновационное оборудование.

Практическая значимость: повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия).

По тематике магистерской диссертации в части рассмотрения устройств повышения режимной управляемости была написана и опубликована статья «FACTS технологии и применение их в энергосистеме Амурской области» в сборнике трудов IX международной научно-технической конференции 2019 года «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов».

Проект разработан в операционной системе Microsoft Windows 10 с использованием лицензионного программного обеспечения: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2016 г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0.

Расчёты режимов электрической сети проводились при помощи специализированного программно-вычислительного комплекса RastrWin 3. На основании

результатов расчётов и анализа установившихся электроэнергетических нормальных и послеаварийных режимов разработаны варианты повышения надёжности электроснабжения потребителей электроэнергии Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия).

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

1.1. Характеристика режимной управляемости

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы основывается на поддержании баланса производства и потребления электрической мощности, соответствующих параметрах технологического режима ЛЭП и энергооборудования в целом в области допустимых значений. [32].

Под режимной управляемостью энергосистемы будем понимать свойство поддерживать нормальный режим энергосистемы посредством управления, а также возможность влиять на эти параметры в автоматическом режиме.

Управление электроэнергетическими энергосистемами осуществляется следующим образом:

- Диспетчерский персонал контролирует изменение технологического режима работы и своевременно подает команду о его смене, а также осуществляет надзор над эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования, силовых установок. Он же дает распоряжение о начале и окончании аварийного режима потребления электрической энергии (мощности);
- Диспетчерский персонал и оперативный персонал дистанционно контролируют технологический режим работы и/или эксплуатационное состояние ЛЭП, энергооборудования, силовых установок, находясь в диспетчерском центре или центре управления сетями (ЦУС);
- Оперативный персонал осуществляет контроль над технологическим режимом работы и/или эксплуатационным состоянием ЛЭП, энергооборудования, силовых установок;
- Оперативный персонал осуществляет контроль над противоаварийными автоматическими и режимными системами [32].

К параметрам электроэнергетического режима энергосистемы относятся:

- 1) Частота электрического тока;

- 2) Перетоки активной мощности электрической сети, в т.ч. по контролируемому сечению электроэнергетической системы;
- 3) Токовая нагрузка линий электропередачи и оборудования электрической сети;
- 4) Напряжение на шинах электрических станций и подстанций.

Регулирование частоты

Балансом потребляемой и вырабатываемой мощности определяется частота в энергосистеме, а регулирование частоты – совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования частоты и действием диспетчерского персонала.

С целью удержания частоты в допустимых пределах осуществляется первичное регулирование частоты автоматическими регуляторами при нарушении баланса активной мощности.

Общее и первичное регулирование частоты.

Общее первичное регулирование частоты – это регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования, в соответствии с характеристиками (параметрами) общего первичного регулирования.

Нормированное первичное регулирование частоты – первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования, в соответствии с характеристиками (параметрами) нормированного первичного регулирования.

Вторичное регулирование частоты – это восстановление планового баланса посредством вторичной регулирующей мощности, с целью компенсировать возникший небаланс, ликвидировать перегрузку транзитных связей, восстановить частоту и использованные резервы первичной мощности при первичном регулировании. Вторичное регулирование контролируется путем регулирования частоты в синхронной зоне и/или регулирования внешних перетоков областей регулирования с коррекцией по частоте.

Третичное регулирование необходимо, чтобы восстановить резервы первичного, а затем вторичного регулирования и помочь энергосистемам в составе ОЭС самостоятельно обеспечить вторичное регулирование. Поэтому все имеющиеся резервы должны быть достаточными для восстановления резервов вторичного регулирования при третичном регулировании.

При управлении режимами энергосистемы регулирование частоты в общем случае осуществляется следующими способами:

- Включение и отключение генерирующего оборудования;
- Использование резервов активной мощности генерирующего оборудования электростанций на загрузку и разгрузку;
- Перевод режима работы генерирующего оборудования в двигательный или генераторный режимы;
- Ввод в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, включение которых обеспечивает возможность разгрузки/разгрузки генерирующего оборудования электростанций;
- Ввод графиков ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

Регулирование напряжения

Метод регулирования напряжения в ЕЭС, который используется сегодня, основывается на поддержании заданного графика напряжения в контрольных пунктах (КП), которые могут подразделяться на:

- КП в электросетях мощностью 110 кВ и более, находящиеся под контролем диспетчерских центров сетей (ОАО «СО ЕЭС»);
- КП энергосетевых ведомств мощностью 110 кВ и менее, не имеющие отношения к КП «СО ЕЭС».

График расчета и контроля напряжения в сетевых КП планируется сроком на 1 (один) месяц или 1 (один) квартал года. Режимы не могут рассчитываться досконально и точно на весь период действия графика и во внимание также должны приниматься отклонения уровней генерации и потребления энергии.

Напряжение на шинах ЭС и подстанций (ПС) регулируется следующими способами:

- 1) Изменение реактивной мощности генераторов и синхронных компенсаторов;
- 2) Изменение под нагрузкой коэффициента трансформации трансформаторного оборудования;
- 3) Перевод в часы минимальных нагрузок части генераторов и СК в режим недовозбуждения;
- 4) Изменение эксплуатационного состояния или режима работы устройств СКРМ;
- 5) Изменение эксплуатационного состояния линий электропередач;
- 6) Действие режимной автоматики.

В настоящее время на шинах ЭС и ПС с регулируемой реактивной мощностью напряжение регулируется автоматически, но соответственно заданному графику напряжения. В режиме работы энергосистем графики не продлеваются автоматически. В свою очередь, оптимизация установленных режимов происходит 1 (один) раз в двадцать минут, что происходит в соответствии с требованиями, установленными к уровням напряжения. Централизованное регулирование напряжения энергосистем происходит в ручном режиме. В России 60-70% мощности в балансах реактивной мощности энергосистем приходится на реактивную мощность генераторов электростанций. Данная мощность обуславливает главенствующую роль электростанций в системе регулирования напряжения по всей территории РФ в целом.

P-Q диаграмма определяет соотношение активной и реактивной мощностей генераторов. Доходы многих энергокомпаний определяет активная мощность электростанции. Побочная технологическая обязанность каждой электростанции - это регулирование реактивной мощности в энергосистемах. Электростанции стремятся сократить фактический регулируемый диапазон реактивной мощности, в то время как АО «СО ЕЭС» требует соблюдать паспортный диапазон регулирования реактивной мощности.

Оптимальным считается режим, при котором осуществляется максимальная выдача активной мощности с минимальной генерацией реактивной мощности при устойчивой параллельной работе генератора, тогда дополнительные потери электроэнергии незначительны и установленная мощность может применяться наиболее эффективно, подтверждая экономические показатели оборудования при работе. В подобной ситуации режим потребления становится экономически нецелесообразным, так как ресурс генератора сокращается вследствие нагрева обмотки, что ведет к дополнительным потерям электроэнергии, а именно до 1 МВт и более при работе гидрогенератора в режиме синхронного компенсатора.

Введение определенных нормативных требований может решить вопрос участия электростанций в урегулировании подаваемого напряжения и реактивной мощности в энергосетях по территории РФ, а именно во многоуровневых САУ.

Итак, выше были перечислены факторы являются основными недостатками нынешнего регулирования работы ЕЭС в РФ. Данный подход не решает задач, поставленных с целью урегулирования напряжения в сетях. Невозможность также обосновывается следующими факторами:

- часто происходящим выходом напряжения за установленный предел в сети;
- качеством электроэнергии, не соответствующим установленным требованиям;
- наличием потенциала снижения уровня потерь электроэнергии в сетях при оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

При управлении режимами энергосистем для исключения перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования по длительно допустимому току применяются следующие способы:

- Загрузка генерирующего оборудования электростанций в дефицитной по генерации части энергосистемы;

- Разгрузки генерирующего оборудования электростанций в избыточной по генерации части энергосистемы;
- Изменение топологии электрической сети;
- Включение аварийно отключившихся или находящихся в ремонте (резерве) ЛЭП, электросетевого и (или) генерирующего оборудования;
- Использование допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования электростанций в приемной части энергосистемы;
- Разгрузка генерирующего оборудования электростанций до технического минимума в дефицитной по генерации части энергосистемы;
- Перевод нагрузки из приемной части энергосистемы в смежные энергорайоны;
- Изменение графиков сальдо перетоков мощности энергосистем зарубежных государств, работающих параллельно с ЕЭС России, в согласованном объеме;
- Ввод графиков временного отключения.

1.2. Средства повышения режимной управляемости

Технические средства являются основой в реализации технологии интеллектуальной электроэнергетической системы в практическом применении [33], они подразделяются на устройства:

- 1) подключающиеся параллельно, с поперечной компенсацией, позволяющей менять напряжение и реактивную мощность;
- 2) подключающиеся продольно, с продольной компенсацией, позволяющей менять параметры в сети;
- 3) комбинированные (Пункт 1 и 2);
- 4) аккумулирующие энергию;
- 5) ограничивающие несимметричные и симметричные токи при коротком замыкании;
- 6) инверторы, выпрямители, преобразовывающие частоту тока;
- 7) ЛЭП на базе высокотемпературных сверхпроводников постоянного и переменного тока.

УПК - Устройства продольной компенсации представляет собой батарею, состоящую из конденсаторов продольной компенсации, последовательно включенных в фазы компенсируемых линий и шунтирующих реакторов, включенных с обеих сторон конденсаторов. Данное устройство применяется для

- повышения пропускной способности ЛЭП;
- снижения потерь напряжения в ЛЭП.

Управляемые устройства продольной компенсации с конденсаторными батареями, шунтируемыми тиристорным регулятором, и позволяющие плавно регулировать эквивалентную емкость устройства, дают возможность для плавного изменения реактивного сопротивления ЛЭП и демпфирования субсинхронного резонанса [34].

СК - Синхронный компенсатор предназначен для плавной компенсации реактивной мощности. Он представляет собой синхронный двигатель, работающий на холостом ходу, при котором валу не несет на каких-либо механических нагрузок. СК может работать в перевозбужденном и невозбужденном режимах, при которых может как потреблять, так и выдавать реактивную мощность.

СТК - Статический тиристорный компенсатор является многофункциональным статическим устройством, обеспечивающим стабилизацию напряжения и ступенчатое изменение потребляемой/выдаваемой реактивной мощности на шинах. Он позволяет выравнивать графики нагрузки, уменьшать потери и повышать качество электроэнергии при передаче и увеличивать пропускную способность.

ШР - Шунтирующий реактор. Данное статическое устройство потребляет реактивную мощность посредством большой индуктивности в сравнении с небольшим активным сопротивлением, способствуя снижению уровня напряжения в сети.

Шунтирующий реактор влияет на увеличение пропускной способности ВЛ сверхвысокого напряжения, компенсируя избыточную реактивную мощность и поддерживая напряжения на нужном уровне. ШР выдерживают все виды напряжения, присоединяются как к ЛЭП, так и к шинам подстанций (от 6 и более кВ).

Работа ШР позволяет осуществлять передачу по ЛЭП всего 40-50% натуральной мощности, поскольку уровень напряжения падает ниже расчетного значения. Использование ШР ограничивается невозможностью их коммутации в процессе управления, поскольку эксплуатационный ресурс выключателей достаточно низок.

УШР - Управляемые шунтирующие реакторы.

УШР в отличие от ШР позволяет обеспечить необходимый уровень напряжения на ВЛ с большой зарядной мощностью и плавно регулирует их индуктивность в зависимости от величин суточных и сезонных колебаний напряжения в электрической сети.

Устройства FACTS, осуществляющие гибкие электропередачи переменного тока (ГЭПТ) также регулируют режимные параметры по векторам. Данные устройства относятся ко второму поколению подобного вида устройств и увеличивают пределы пропускной способности ВЛ, контролируя перетоки и их мощность и регулируя напряжение. Далее будет приведено их техническое описание.

ФПУ - Фазоповоротное устройство – это одно из основных устройств FACTS второго поколения, управляющее перетоками активной мощности, изменяя угол фаз между напряжениями на концах линии [35]. Напряжение каждой фазы сдвигается относительно междуфазного напряжения на 90° и ФПУ помогает управлять линиями электропередач, что является важной технической задачей. Их присутствие способствует эффективному управлению потоками мощности. Они создают дополнительный фазовый сдвиг напряжения первичных и вторичных шин для управления перетоками мощности.

ФПУ направленно перераспределяет потоки мощности замкнутых электрических сетей, ограничивает перегрузку ЭС с низким напряжением, шунтированных ЛВП, снижает уровень потери мощности и электроэнергии в ЭС, повышает динамическую устойчивость ЭС в случае перепадов напряжения, снимает ограничения при распределении мощности в различных режимах ЭС после ремонта или профилактических работ и расширяет диапазон распределения мощности в обычном режиме.

СТАТКОМ - Статический компенсатор реактивной мощности – это основное устройство FACTS второго поколения представляет собой тиристорно-управляемый источник реактивной мощности, поддерживающий установленный уровень напряжения, генерируя или потребляя реактивную мощность там, где он подключен, быстродействующий, малогабаритный, регулирующий величину и фазу ЭС.

Вставка постоянного тока (ВПТ) и передача постоянного тока (ППТ) необходимы для объединения энергосистем, работающих несинхронно или с разной частотой. Работают по принципу преобразования переменного тока в постоянный и обратно в переменный с исходной частотой или другой.

ОРПМ - Объединенный регулятор перетоков мощности являющийся представителем устройств FACTS третьего поколения, безусловно, является наиболее всеобъемлющим устройством FACTS: в стационарном состоянии энергосистемы, он может осуществлять регулирование перетока мощности, управляя активным питанием линии и реактивной мощностью, улучшая пропускную способность энергосистемы, и в переходном состоянии энергосистемы может реализовывать быструю компенсацию реактивной мощности, динамически поддерживая напряжение в точке доступа и улучшая стабильность напряжения системы. [37, 38].

1.3. Нормативно-правовая база управления электроэнергетическими режимами

Основными нормативные документы определявшие нормы и требования к управлению электроэнергетическим режимом являются:

1. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем.

Данный документ включает в себе основные положения функционирования электроэнергетических систем, содержит в себе нормы и требования по управлению электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, организации и обеспечению оперативно-диспетчерского управления и оперативно-технологического управления, а так же, обширный перечень требований и правил для

различных областей электроэнергетики, в том числе по планированию режимов работы энергосистемы, оборудованию электрических станций и электрических сетей, планированию и проектированию перспективного развития энергосистемы, функционированию к релейной защиты и автоматики.

2. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Данные правила определяют порядок управления, нормы и требования, распределение обязанностей между субъектами электроэнергетики при оперативно-диспетчерском управлении системным оператором в пределах Единая энергетическая система России, а также диспетчерскими центрами технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

3. Методические указания по устойчивости энергосистем.

Данный документ является основным документом в части устойчивости энергосистем при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы, перспективном развитии энергосистем, строительстве и модернизации объектов электроэнергетики, технологическом присоединении, выводе объектов электроэнергетики из эксплуатации, содержит в себе основные требования к устойчивости энергосистем, перечни нормативных возмущений с их распределением по группам, величины нормированных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению и мощности, требования и порядок расчёта максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

4. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики.

Данный документ устанавливают порядок организации и предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистем, определяют порядок действий диспетчерского и оперативного персонала субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части

энергосистем, в том числе: предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений частоты электрического тока, напряжения, перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений, нарушений нормального режима при отключении линий электропередачи, неполнофазных, асинхронных режимов и режимов синхронных качаний.

2 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110-220 КВ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС

На территории Республики Саха (Якутия) получили развитие электрические сети напряжением 220 кВ, 110 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 220-110 кВ, распределительная – на напряжении 110 кВ и ниже.

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов: Западного, Центрального и Южного-Якутского (ЮЯЭР). С 01.01.2019 Западный и Центральный энергорайоны вошли в состав объединенной энергосистемы Востока, располагающейся на территории Дальнего Востока, работающей изолированно в составе второй синхронной зоны. [1]

Рассматриваемый в данной работе ЮЯЭР обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным источником электроснабжения потребителей энергорайона является Нерюнгринская ГРЭС установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». В настоящее время Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока: связь осуществляется по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19. Также на территории энергорайона электроснабжение ПС 220 кВ Хани осуществляется от сетей ОЭС Сибири по ВЛ 220 кВ Хани – Юктали с отпайкой на ПС Олекма и ВЛ 35 кВ Хани – Хани № 2, электроснабжение ПС 220 кВ Эльгауголь от энергосистемы Амурской области по ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь. [1].

Основными потребителями ЮЯЭР являются объекты трубопроводной систему «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ТС ВСТО), объекты горной промышленности такие как ГОК «Денисовский», ГОК «Игналинской», УК «Эльгинский», объекты магистрального газопровода «Сила Сибири» для поставок газа

из Якутии в Приморский край и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Потребление ЮЯЭР в режиме зимнего максимума по отчетным данным 2019 года составило 399 МВт (Таблица 1).

Таблица 1 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления ЮЯЭР

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум нагрузки, МВт	279	298	316	344	399
Годовой прирост, %	1,90	6,81	6,04	8,86	15,99
Электропотребление, млн кВт·ч	1722	1913	1909	2194	2409
Годовой прирост, %	4,94	11,09	-0,26	14,99	9,80
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6172	6420	6038	6387	6038

АО «Дальневосточная генерирующая компания», является основной генерирующей компания организацией в Республике Саха (Якутия), осуществляющей деятельность в трех энергорайонах: Центральном, Западном, Южно-Якутском.

Электрические сети напряжением 220 кВ, находящиеся на территории ЮЯЭР, обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Амурское ПМЭС» и относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС».

В ЮЯЭР Республики Саха (Якутия) на балансовой принадлежности Амурского ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока находятся ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ НПС-16, ПС 220 кВ НПС-17, ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ НПС-19, ПП 220 кВ Амга общей трансформаторной мощностью 512 МВА, а также линии электропередач напряжением 220 кВ общей протяженностью 1607 км.

В ЮЯЭР электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) находятся на балансовой принадлежности филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети».

Техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением поддерживается в удовлетворительном состоянии.

2.1. Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Для формирования расчета установившихся электроэнергетических режимов энергосистемы с центром питания Нерюнгринская ГРЭС исходя их текущей схемно-режимной ситуации энергосистемы Республики Саха (Якутия) принимается эквивалент, соответствующий ЮЯЭР, ограниченный следующими ЛЭП:

Со стороны энергосистемы Амурской области:

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма.

Со стороны энергосистемы Забайкальского края ОЭС Сибири:

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара.

Со стороны Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия):

– ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16;

– ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-16.

Со стороны Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия):

– КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь;

– КВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь.

В рассматриваемом эквиваленте ПС 110 кВ Фабрика, ПС 110 кВ РМЗ-2, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Беркакит, ПС 110 кВ Гранитная, ПС 110 кВ УВД, ПС 110 кВ Серебряный бор не будут рассматриваться, а нагрузка данных подстанций будет приведена к шинам ПС 110 кВ СХК, по аналогии ПС 110 кВ Алдан, ПС 110 кВ Рябиновая будут эквивалентированы к шинам ПС 110 кВ Лебединый.

Граф электрической сети Южно-Якутского энергорайона приведен на рисунке 1.

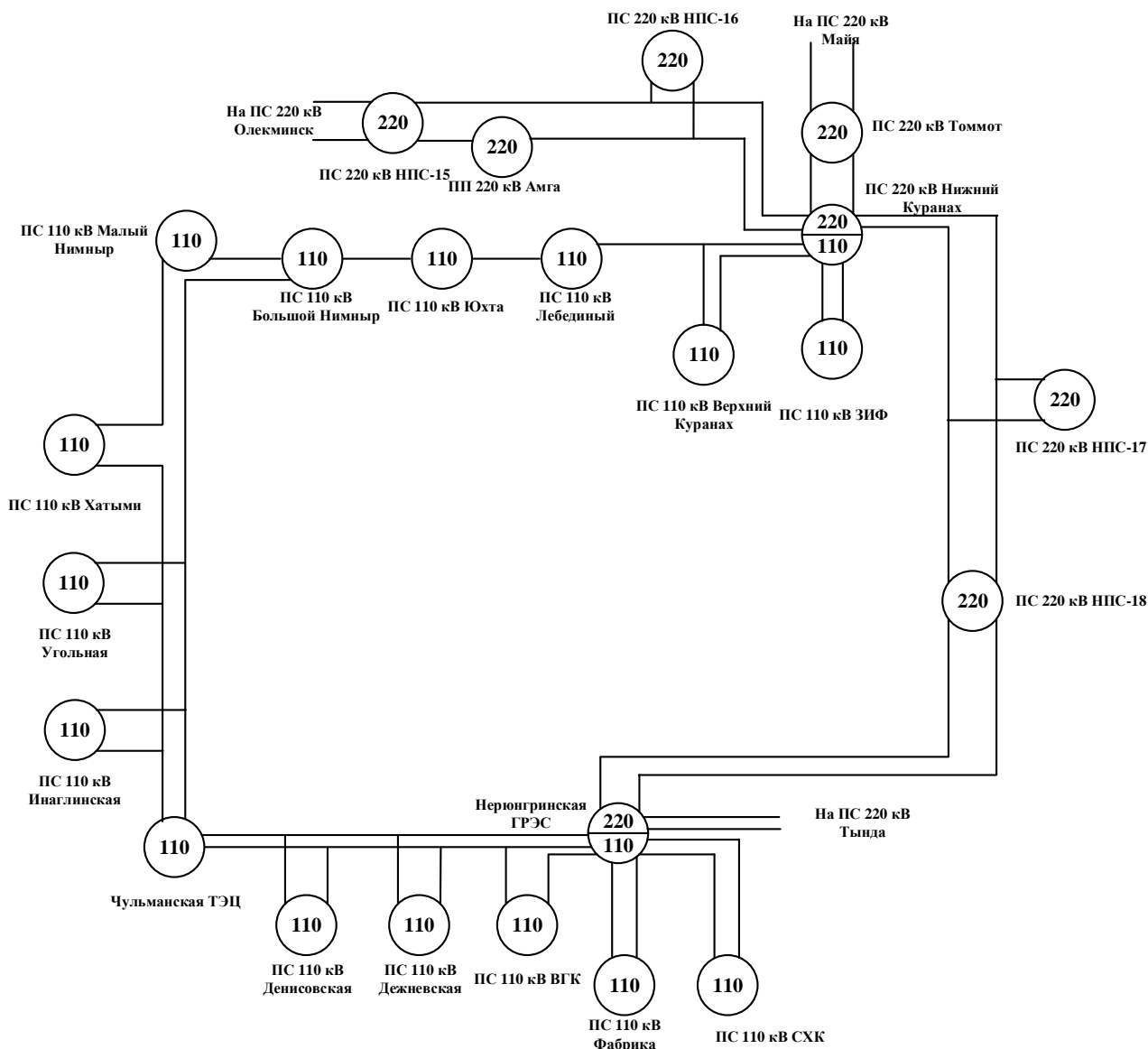


Рисунок 1 – Граф электрической сети Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия)

2.2. Климатогеографические характеристики Республики Саха Якутия

Климат ЮЯЭР резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь в Якутии – зимние месяцы. Разница температур самого холодного месяца (января) и самого тёплого (июля) составляет 70—75 градусов. По абсолютной величине минимальной тем-

пературы (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях — до -70°C) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) Республика не имеет аналогов в Северном полушарии. Климатические параметры представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Сводная таблица климатических характеристик ЮЯЭР

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	25 мм
5	Температура воздуха при гололеде	$- 5^{\circ}\text{C}$
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	$- 47^{\circ}\text{C}$
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	$+ 19,9^{\circ}\text{C}$
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
10	Среднегодовое количество осадков	900 – 1000 мм
11	Район по гололеду	4
12	Ветровой район	3

По результатам климатической характеристики выбирается климатическое исполнение вновь устанавливаемого оборудования.

2.3. Структурный анализ электроэнергетической системы района

Цель данного пункта - показать текущее состояние рассматриваемых электроэнергетических систем, перспективы их развития, слабые места.

В качестве эквивалентов принимаются элементы электрических сетей 110-200 кВ.

Структурный анализ электроэнергетической системы ЮЯЭР включает в себя следующие этапы:

- 1) Характеристика источников питания;

- 2) Структурный анализ ЛЭП;
- 3) Структурный анализ ПС.

Схема электрической сети ЮЯЭР представлена в приложении Г.

Электрическая сеть ЮЯЭР имеют сложную структуру, выбранный эквивалент электрической сети включает в себя источники питания Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ, подстанции имеют классы напряжения РУ ВН 220 кВ и 110 кВ.

2.3.1. Характеристика источников питания

Основным источником питания Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) является тепловая электростанция Нерюнгринская ГРЭС, расположенная в пгт. Серебряный бор Нерюнгринского района Республики Саха России. Установленная электрическая мощность станции 570 МВт, основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производительностью 670 тонн в час (давление пара 140 атмосфер, температура пара 545 °С);
- турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3;
- генераторы 1хТГВ-200-2МУЗ мощностью 210 МВт, 2хТГВ-200-2МУЗ мощностью 180 МВт производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ.

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом предприятие АО ХК «Якутуголь», а также население и коммунально-бытовой сектор г. Нерюнгри. Для покрытия пиковой тепловой нагрузки г. Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркабит на электростанции установлено три водогрейных котла КВТК-100-150 производительностью по 100 Гкал/ч.

На Нерюнгринской ГРЭС установлено следующее трансформаторное оборудование:

- два автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110;
- три блочных трансформатора марки ТДЦ 250000/110 и ТДЦ 250000/220.

Распределительное устройство 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС выполнено по схеме 13 «Две рабочие системы шин», содержит 4 линейные ячейки, 3 трансформаторные и 1 секционную ячейку;

Распределительно устройство 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС выполнено по схеме 13 «Две рабочие системы шин», содержит 7 линейных ячеек, 4 трансформаторных, 1 секционную и 1 обходную ячейку.

От ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС отходят две кабельно-воздушные линии 220 кВ: КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 II цепь. По данным ЛЭП осуществляется связь ЮЯЭР с Западным энергорайоном Амурской области, который является частью ОЭС Востока.

От ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС отходят две воздушные линии: ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ № 2 с отпайками. По данным линиям осуществляется связь Нерюнгринской ГРЭС с дополнительным источником – Чульманской ТЭЦ.

Выдача мощности Нерюнгринской ГРЭС ограничена по контролируемому сечению «АТ Нерюнгринской ГРЭС» проходящему через вводы 110 кВ 1АТ, 2АТ Нерюнгринской ГРЭС, максимальной допустимый переток по данному сечению составляет 205 МВт.

Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией пос. Чульман и горнодобывающие предприятия Алданского района, тепловой энергией – промышленные предприятия и жилой фонд п. Чульман.

В состав генерирующего оборудования ЧТЭЦ входят генераторы 1×Т-2-12-2, 3×Т-2-12-2УЗ.

На ЧТЭЦ установлено 4 блочных трансформатора марки ТДЦ-16000/110.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме № 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Содержит 4 трансформаторных, 4 линейных и одну секционную ячейки.

В связи с тем, что ввод в эксплуатацию Чульманской ТЭЦ был произведен в 1964 г, в планах по перспективному развитию согласован Минэнерго вывод из эксплуатации Чульманской ТЭЦ в связи с устаревшим состоянием оборудования.

Мощности источников питания ЮЯЭР представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Источники питания ЮЯЭР

Наименование ИП	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Нерюнгринская ГРЭС	570	1220
Чульманская ТЭЦ	48	144
Всего	618	1364

Суммарная установленная мощность 618 МВт превышает потребление ЮЯЭР составляющее 399 МВт, что говорит о том, что рассматриваемая энергосистема избыточна в части генерации.

Однолинейные схемы распределительных устройств источников питания представлены в приложении В.

2.3.2. Структурный анализ линий электропередачи

Характеристика линий электропередач в ЮЯЭР приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика ЛЭП в ЮЯЭР

Наименование ВЛ	Марка и сечение провода	Длина ВЛ, км	Тип линии
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	АС-300/39/	164,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	АС-300/39	168,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	АС-300/39	120/19,7	ВЛ

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	АС-300/39	152,4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС- 15 с отпайкой на ПС НПС-16	АС-240/32	262,6	ВЛ
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	АС-240/32	112,2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	АС-240/32	163,9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	АС-300/39	47,45	ВЛ
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	АС-300/39	47,45	ВЛ
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь	АС-300/39, ПвПу2Г1х50 0гж/95/16- 127/220кВ	184	КВЛ
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 II цепь	АС-300/39, ПвПу2Г1х50 0гж/95/16- 127/220кВ	184	КВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульманская ТЭЦ с отпайками	АС-185/29	26,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульманская ТЭЦ с отпайками	АС-185/29	26,1	ВЛ
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	АС-185/29	65,9	ВЛ
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	АС-185/29	105,1	ВЛ

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	АС-120/19	46	ВЛ
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	АС-120/19	37,2	ВЛ
ВЛ 110 кВ Лебединый – Алдан	АС-120/19	17	ВЛ
ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками	АС-120/19	40,7	ВЛ
ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах	АС-95/16	10	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1	АС-95/16	1,3	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2	АС-120/19	1,3	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	АС-185/29	8,3	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 1 с отпайкой	АС-185/29	8,2	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 2 с отпайкой	АС-185/29	8,2	ВЛ
ВЛ 110 кВ СХК – Городская II № 1	АС-95/16	1,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ СХК – Городская II № 2	АС-95/16	1,8	ВЛ
ВЛ 110 кВ СХК – Беркакит с отпайкой	АС-95/16	12,2	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогажительная фабрика № 1 с отпайками	АС-400/51	17	ВЛ
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогажительная фабрика № 2 с отпайками	АС-400/51	17	ВЛ

По результатам структурного анализа ЛЭП ЮЯЭР можно сделать следующие выводы:

- 1) Суммарная длина рассматриваемых ЛЭП составляет 2000,2 км;
- 2) Общая длина ЛЭП 220 кВ составляет 1607 км и 80,3% от общей длины, 110 кВ – 393,2 км 19,7 % от общей длины;
- 3) Большая часть ЛЭП выполнена в воздушном исполнении, 2 ЛЭП имеет кабельно-воздушное исполнение;
- 4) ЛЭП выполнены сталеалюминевыми проводами марки АС с диапазоном сечений 95-400 мм²;
- 5) Большая часть ВЛ имеют отпайки;
- 6) В ЮЯЭР присутствуют одно- и двух цепные ЛЭП, а также ЛЭП состоящие и проводников разных марок и сечений.

В целом в ЮЯЭР наблюдается недостаточно развитая электросетевая инфраструктура, которая характеризуется наличием рисков возникновения перерывов в электроснабжении потребителей электрической энергии ЮЯЭР,

2.3.3. Структурный анализ подстанций

Сводный перечень подстанций рассматриваемого эквивалента ЮЯЭР представлен в таблице 5, в качестве рассматриваемых характеристик подстанций рассмотрим тип, число и мощность установленных силовых трансформаторов, тип подстанций по способу их присоединения к электрической сети, классам напряжения распределительных устройства высокого, среднего и низкого напряжений, тип и номер схемы распределительных устройств согласно [43].

Таблица 5 – Информация по ПС ЮЯЭР

Диспетчерское наименование ПС	№ трансформатора	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	Уном, кВ	№ схемы РУ
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Нижний Куранах	1	АТДЦТН- 63000/220/110/35	Узловая	220	9
	2	АТДЦТН- 63000/220/110/35		110	9
ПС 220 кВ НПС-18	1	АТДЦТН- 63000/220/110/35	Узловая	220	9
	2	АТДЦТН- 63000/220/110/35		110	9
ПС 220 кВ НПС-17	1	ТРДН-40000/220/10	Ответвительная	220	4Н
	2	ТРДН-40000/220/10			
ПП 220 кВ Амга	1	ТДН-10000/200	Ответвительная	220	5АН
	2	ТДН-10000/200			
ПС 110 кВ Верхний Куранах	1	ТДН-16000/110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТРДН-10000/110/6			
ПС 110 кВ Угольная	1	ТДН-16000/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН-16000/110			
ПС 110 кВ Инаглинская	1	ТРДН-16000 110/6	Ответвительная	110	4Н
	2	ТРДН-16000 110/6			
ПС 110 кВ Лебединый	1	ТДТН-16000/110/35/6	Ответвительная	110	9
	2	ТДТН-16000/110/35/6			
ПС 110 кВ Денисовская	1	ТРДН-10000/110/6	Ответвительная	110	4Н
	2	ТРДН-10000/110/6			
ПС 110 кВ Рябиновая	1	ТДН-6300/110	Ответвительная	110	4Н
	2	ТДН-6300/110			
ПС 110 кВ Алдан	1	ТРДН-16000 110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТРДН-16000 110/6			

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
ПС 110 Юхта	1	ТДТН 6300/110	Ответвительная	110	3Н
ПС 110 кВ Большой Нимныр	1	ТДН-2500/110	Ответвительная	110	3Н
ПС 110 кВ ЗИФ	1	ТРДН-16000 110/6	Тупиковая	110	4Н
	2	ТРДН-16000 110/6			
ПС 110 кВ Малый Нимныр	1	ТДН-2500/110	Ответвительная	110	3Н
ПС 110 кВ Хатыми	1	ТДН-2500/110	Ответвительная	110	3Н
ПС 110 кВ Дежневская	1	ТРДН-16000 110/6	Ответвительная	110	5Н
	2	ТРДН-16000 110/6			
ПС 220 кВ НПС- 19	1	ТРДН-40000 220/10	Ответвительная	220	5АН
	2	ТРДН-40000 220/10			

По результатам структурного анализа рассматриваемых ПС ЮЯЭР можно сделать выводы:

- 1) По способу присоединения к сети 13 подстанций являются ответвительными, 2 ПС – узловыми, 3 ПС – тупиковыми;
- 2) Большая часть подстанций имеет класс напряжения 110 кВ, 5 ПС имеют класс напряжения РУ ВН 220 кВ, 13 ПС имеют класс напряжения РУ ВН 110 кВ;
- 3) В ЮЯЭР присутствуют 4 ПС с одним установленным трансформатором: 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ Малый Нимныр, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Юхта;
- 4) Все подстанции имеют трансформаторы с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой;
- 5) Большая часть ПС имеют схему РУ ВН по типу «два блока с разъединителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

На многих ПС 110-220 кВ имеется возможность подключения управляемых КУ к шинам 6, 10, 35, 110, 220 кВ для повышения режимной управляемости рассматриваемых электрических сетей.

2.4. Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

При проектировании развития электрической сети ОЭС и ЕЭС России выполняются расчеты установившихся режимов.

Целью выполняемых расчетов установившихся режимов являются:

- 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, повышению режимной управляемости;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности [6].

По результатам расчета установившихся режимов определяются потоки мощности по участкам сети, напряжения в узлах, а также потери мощности в элементах сети.

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

В качестве программно-вычислительного комплекса выбран «RastrWin». Данный программно-вычислительный комплекс предназначен для выполнения расчетов режимов, токов короткого замыкания, оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности. ПВК содержит достаточно полное математическое описание основных элементов сети ЭЭС.

В состав ПВК «RastrWin» входят следующие модули:

1. Расчет режимов электрических сетей;
2. Полный расчет всех электрических параметров режима;
3. Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);
4. Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
5. Эквивалентирование электрических сетей;
6. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
7. Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
8. Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
9. Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
10. Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;
11. Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
12. Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
13. Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;
14. Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
15. Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета;
16. Расчет токов короткого замыкания:
 - Расчет металлических КЗ (1, 2, 3, 1.1), одно и многократных;
 - Учет взаимоиндукции линий;

- Учет мнимых коэффициентов трансформации;
- Расчет влияния размыкания линий на ТКЗ и шунты;
- Ускоренный расчет повреждений без рефакторизации матрицы проводимости;
- Расчет шунта для моделирования КЗ в расчете установившегося режима и электромеханическом переходном процессе;
- Расчет тока в грозозащитном тросе ЛЭП.

В ПВК RastrWin3 ЛЭП моделируются П-образной схемы замещения, трансформаторное оборудование – параметрами Г-образной схемы замещения (рисунки 2-3)

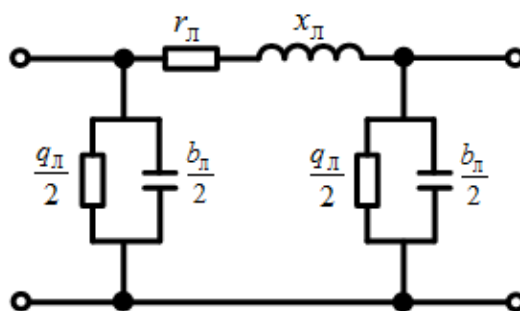


Рисунок 2 – Схема замещения ЛЭП

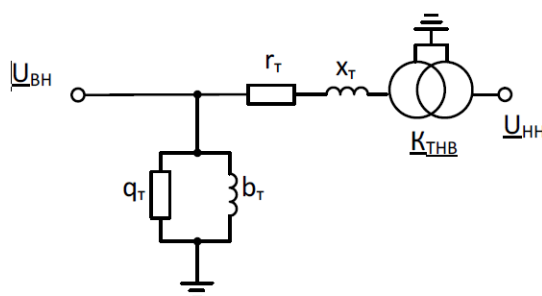


Схема замещения двухобмоточного трансформатора

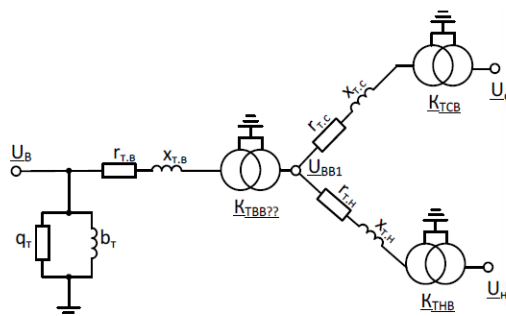


Схема замещения трехобмоточного (авто)трансформатора

Рисунок 3 – Схемы замещения трансформаторов

Устройства компенсации реактивной мощности, такие как конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы моделируются проводимостью шунта в узле подключения (рисунок 4).

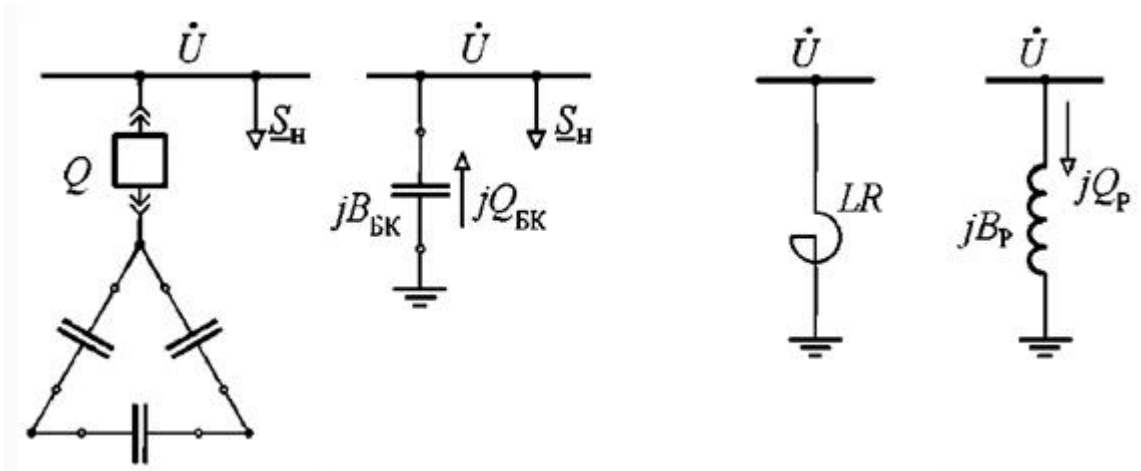


Рисунок 4 – Схемы замещения компенсирующих устройств

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима, повышения режимной управляемости электроэнергетической системы.

В качестве исходных данных использовались:

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ по состоянию на 01.01.2020 г (приложение Г);
- Данные контрольных замеров на подстанциях (таблица 6);
- Материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики в Филиале АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

Таблица 6 – Сводные данные по контрольным замерам по подстанциям, используемые в расчетных моделях RastWin3

Наименование подстанции	Р _{зим}	Q _{зим}	Р _{лет}	Q _{лет}
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Томмот	16,5	5,9	14,7	7

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ НПС-17	24,9	7	17,9	4,2
ПС 220 кВ НПС-19	31,9	8,2	31,1	6,6
ПС 220 кВ НПС-18	27,7	12,1	23	5,8
ПС 220 кВ НПС-16	20,1	4,1	30	6,6
ПС 220 кВ НПС-15	26,2	6,2	25,6	7,1
ПС 220 кВ Нижний Куранах	15,1	5,9	11,2	5,3
ПС 110 кВ Юхта	0,1	0,1	0,1	0,2
ПС 110 кВ Хатыми	0,8	0,3	0,4	0,2
ПС 110 кВ СХК	29,3	5,1	12	4,4
ПС 110 кВ ОФ	49,3	29,5	46,6	26,6
ПС 110 кВ Малый Нимныр	3,6	1,6	3,6	1,5
ПС 110 кВ Лебединый	30,3	1,6	19,2	6,5
ПС 110 кВ Комсомольская	8,7	4	8,6	3,9
ПС 110 кВ Инаглинская	6,2	2,7	6,1	2,7
ПС 110 кВ ЗИФ	12,2	5,2	7,4	3,3
ПС 110 кВ Денисовская	0,6	0,3	0,7	0,4
ПС 110 кВ Дежневская	17	6,1	12,9	3,5
ПС 110 кВ Верхний Куранах	12,8	3,7	10,1	4,4
ПС 110 кВ ВГК	4,4	1,7	0,9	0,8
ПС 110 кВ Большой Нимныр	0,6	0,2	0,1	0,1

2.4.1. Расчет режима для нормальной схемы

Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов, соответствующих их нормальному эксплуатационному состоянию.

В ЮЯЭР для всех ЛЭП и трансформаторов нормальному эксплуатационному состоянию соответствует включенное состояние.

Для расчета используем максимальную нагрузку в зимний период по данным контрольного замера. Результаты расчета установившегося режима для нормальной схемы представлены в таблицах 7, 8, графика расчета нормального режима представлена в приложении А.

Таблица 7 – Напряжения в узлах

Наименование узла	U ном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Томмот	220	240,67	9,40
ПС 220 кВ НПС-17	220	240,25	9,20
ПС 220 кВ НПС-19	220	241,66	9,85
ПС 220 кВ НПС-18	220	241,35	9,70
ПС 220 кВ НПС-16	220	237,4	7,91
ПС 220 кВ НПС-15	220	233,59	6,18
ПС 220 кВ НПС-15	220	233,59	6,18
ПС 220 кВ Нижний Куранах	110	122,26	11,15
ПС 110 кВ Юхта	110	120,27	9,34
ПС 110 кВ Хатыми	110	121,57	10,52
ПС 110 кВ Угольная	110	122,04	10,95
ПС 110 кВ СХК	110	122,88	11,71
ПС 110 кВ ОФ	110	122,07	10,97
ПС 110 кВ Малый Нимныр	110	121,1	10,09
ПС 110 кВ Лебединый	110	119,93	9,03
ПС 110 кВ Комсомольская	110	122,45	11,32
ПС 110 кВ Инаглинская	110	122,14	11,04
ПС 110 кВ ЗИФ	110	122,25	11,14
ПС 110 кВ Денисовская	110	122,59	11,45

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
ПС 110 кВ Дежневская	110	122,54	11,40
ПС 110 кВ Верхний Куранах	110	121,82	10,75
ПС 110 кВ ВГК	110	123,05	11,86
ПС 110 кВ Большой Нимныр	110	120,48	9,53
ПП 220 кВ Амга	220	237,33	7,88

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП

Диспетчерское наименование ВЛ	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	176	630	27,9
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	179	630	28,4
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	100	630	15,9
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	106	630	16,8
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС- 15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16	113	630	17,9
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	48	630	7,6
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	134	630	21,3
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь	190	600	31,7

1	2	3	4
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 II цепь	209	600	34,8
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	73	801	9,1
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	73	801	9,1
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ с отпайками	129	400	32,3
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ с отпайками	129	400	32,3
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	114	400	28,5
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	115	400	28,8
ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	175	380	46,1
ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	170	380	44,7
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	168	380	44,2
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебеди- ный с отпайками	79	380	20,8
ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах	38	380	10,0
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1	36	380	9,5

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2	26	380	6,8
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	22	380	5,8
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 1 с отпайкой	72	380	18,9
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 2 с отпайкой	68	380	17,9
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогатительная фабрика № 1 с отпай- ками	134	380	35,3
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогатительная фабрика № 2 с отпай- ками	134	380	35,3

Токовая нагрузка ЛЭП не превышает длительно допустимый ток. Средняя загруженность ЛЭП составляет 23%, к наименее загруженным ЛЭП относятся ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь, ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь, ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах, ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1 и ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК имеющие токовую нагрузку по току не более 10% по отношению к величине длительно допустимого тока.

Проверим правильность выбора сечения проводников, согласно экономическим интервалам токовых нагрузок [29], результаты сведем в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка сечения проводников ЛЭП

Диспетчерское наименование ВЛ	Расчетный ток I _{рас} , А	Марка и сечение установленного провода	Провод согласно экономическим токовым интервалам
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	176	АС-300/39	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	179	АС-300/39	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	100	АС-300/39	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	106	АС-300/39	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16	113	АС-240/32	АС-240/32
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	48	АС-240/32	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16	134	АС-240/32	АС-240/32
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь	190	АС-300/39, ПвПу2г1х500г ж/95/16- 127/220кВ	АС-240/32
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 II цепь	209	АС-300/39, ПвПу2г1х500г ж/95/16- 127/220кВ	АС-240/32

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	73	АС-300/39	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	73	АС-300/39	АС-240/32
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ с отпайками	129	АС-185/29	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ с отпайками	129	АС-185/29	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	114	АС-185/29	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	115	АС-185/29	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	175	АС-120/19	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	170	АС-120/19	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	168	АС-120/19	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Кура- нах с отпайками	79	АС-120/19	АС-95/16
ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах	38	АС-95/16	АС-95/16
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1	36	АС-95/16	АС-95/16
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2	26	АС-120/19	АС-95/16
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	22	АС-185/29	АС-95/16

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 1 с отпайкой	72	АС-185/29	АС-95/16
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 2 с отпайкой	68	АС-185/29	АС-95/16
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогатительная фабрика № 1 с отпай- ками	134	АС-400/51	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогатительная фабрика № 2 с отпай- ками	134	АС-400/51	АС-120/19

Исходя из проверки сечения проводников ЛЭП, можно сделать вывод о том, что все ЛЭП находятся в недогруженном состоянии.

2.4.2. Расчет минимального режима

Для расчета используем минимальную нагрузку в летний период. Результаты расчет режима представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Напряжения минимального режима

Наименование узла	U ном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Томмот	220	220,75	0,341
ПС 220 кВ НПС-19	220	234,05	6,386
ПС 220 кВ НПС-18	220	229,57	4,35

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
ПС 220 кВ НПС-17	220	225,74	2,609
ПС 220 кВ НПС-16	220	225,7	2,591
ПС 220 кВ НПС-15	220	226	2,727
ПС 220 кВ Нижний Куранах	110	114,79	4,355
ПС 110 кВ Юхта	110	115,7	5,182
ПС 110 кВ Хатыми	110	119,22	8,382
ПС 110 кВ СХК	110	120,69	9,718
ПС 110 кВ ОФ	110	119,84	8,945
ПС 110 кВ Малый Нимныр	110	118,33	7,573
ПС 110 кВ Лебединый	110	114,07	3,7
ПС 110 кВ Комсомольская	110	120,55	9,591
ПС 110 кВ Инаглинская	110	120,22	9,291
ПС 110 кВ ЗИФ	110	114,77	4,336
ПС 110 кВ Денисовская	110	120,63	9,664
ПС 110 кВ Дежневская	110	120,57	9,609
ПС 110 кВ Верхний Куранах	110	114,36	3,964
ПС 110 кВ ВГК	110	120,81	9,827
ПС 110 кВ Большой Нимныр	110	116,53	5,936

В нормальных режимах на уровне зимнего и летнего минимума нагрузок 2020 г. уровни напряжений находятся в допустимых пределах, токовая загрузка ЛЭП не превышает длительно допустимого значения. [9].

Графика расчета установившегося электроэнергетического режима в нормальной схеме для периода зимних максимальных нагрузок представлена в приложении А.

2.4.3. Расчет послеаварийного режима

По информации, полученной в ходе прохождения преддипломной практики в Филиале АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, при отключении АТ-1

ПС 220 кВ Нижний Куранах в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми и АТ-2 ПС 220 кВ Нижний Куранах в летний период происходит снижение напряжения ниже допустимых пределов. При моделировании данной схемно-режимной ситуации в ПВК RastrWin 3 напряжение на шинах ПС 110 кВ Верхний Куранах составило 83,57 кВ, что ниже величины аварийно-допустимого напряжения (АДН), определенной по формуле [3]:

$$U_{\text{АДН}} = U_{\text{кр}} * 1,1, \quad (1)$$

$$U_{\text{АДН}} = 1,1 * 88,7 = 97,6 \text{ кВ}$$

Величина $U_{\text{кр}} = 88,7$ кВ принята на основании информации Филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети».

Данное снижение напряжения приведет к нарушению статической устойчивости. Коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки определяется по формуле [12]:

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U_{\text{кр}}} = \frac{83,57 - 88,7}{88,7} = -0,06, \quad (2)$$

Полученное значение меньше минимального коэффициента запаса статической устойчивости в узле по напряжению в послеаварийном режиме, равного 0,1 [12]. Результаты расчета приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Напряжения в рассматриваемом послеаварийном режиме

Наименование узла	U ном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
ПС 220 кВ Томмот	220	226,78	3,082
ПС 220 кВ НПС-19	220	238,89	8,586
ПС 220 кВ НПС-18	220	236,54	7,518
ПС 220 кВ НПС-17	220	233,59	6,177
ПС 220 кВ НПС-16	220	230,19	4,632
ПС 220 кВ НПС-15	220	228	3,636
ПС 220 кВ Нижний Куранах	220	231,76	5,345
ПС 110 кВ Юхта	110	93,43	-15,064
ПС 110 кВ Хатыми	110	104,50	-5,000
ПС 110 кВ СХК	110	125,1	13,727
ПС 110 кВ ОФ	110	124,21	12,918
ПС 110 кВ Малый Нимныр	110	100,46	-8,673
ПС 110 кВ Лебединый	110	87,46	-20,491
ПС 110 кВ Комсомольская	110	123,92	12,655
ПС 110 кВ Инаглинская	110	121,67	10,609
ПС 110 кВ ЗИФ	110	84,03	-23,609
ПС 110 кВ Денисовская	110	124,21	12,918
ПС 110 кВ Дежневская	110	124,28	12,982
ПС 110 кВ Верхний Куранах	110	83,57	-24,027
ПС 110 кВ ВГК	110	125,22	13,836
ПС 110 кВ Большой Нимныр	110	96,7	-12,091

В рассматриваемом послеаварийном режиме наблюдается снижение напряжения ПС 110 кВ Верхний Куранах ниже АДН, а также значительные снижения напряжений на шинах на шинах прилегающих подстанций ПС 110 кВ Юхта, ПС 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ ЗИФ, ПС 110 кВ Большой Нимныр. В связи с этим необходима разработка мероприятий с их дальнейшей технико-экономической проработкой с целью повышения

режимной управляемости для ликвидации нарушений статической устойчивости при снижении напряжения ниже величины АДН.

3 РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ПОВЫШЕНИЯ РЕЖИМНОЙ УПРАВЛЯЕМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110-220 КВ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС

3.1. Разработка вариантов решения проблемы

В рассматриваемом случае снижений напряжений ниже АДН, для ввода параметров режима в область допустимых значений диспетчерским персоналом будет осуществляться ограничение режима потребления без согласования с потребителем (далее - аварийное ограничение). Аварийное ограничение вводится при условии невозможности предотвращения указанных обстоятельств путем использования технологических резервов мощности [4]. Для исключения введения аварийного ограничения необходима технико-экономическая проработка вариантов для решения поставленной проблемы.

В качестве вариантов повышения напряжения рассмотрим следующие мероприятия [5]:

- установка устройств СКРМ;
- строительство ЛЭП.

3.2. Техническая проработка вариантов

В данном разделе разработаны и технически обоснованы варианты развития электрической сети.

3.2.1. Вариант установки устройств СКРМ

В данном варианте для повышения напряжения на шинах ПС 110 кВ Верхний Куранах и в прилегающей сети до номинального предусматривается установка источника реактивной мощности (ИРМ).

Для определения необходимой реактивной мощности ИРМ, воспользуемся ПВК RastrWin 3.

На узле № 4108, соответствующему ПС 110 кВ Верхний Куранах смоделируем фиктивную генерацию реактивной мощности, для этого укажем в столбце «V_зд» во вкладке «Узлы» заданное напряжение 110 кВ и максимальный предел

по реактивной мощности в столбце «Q_max». По результатам расчета режима, в столбце «Q_г» было получено значение 23 Мвар (рис. 5).

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Ген	4 108	ПС 110 кВ Верхний К...	110	1	704	9,9	4,1		23,0	110,0		100,0		110,00	-9,74	70401

Рисунок 5 – Моделирование фиктивной генерации на узле

Данное значение соответствует величине реактивной мощности, которая необходима для повышения напряжения на ПС 110 кВ Верхний Куранах до номинального.

В качестве ИРМ примем к установке шунтовые батареи статических конденсаторов (БСК) БСК, которые подключаются к шинам подстанций параллельно, и применяются для генерации реактивной мощности в узлах сети. В качестве места установки БСК наиболее целесообразно выбрать подстанцию, на шинах которой происходит наибольшее снижение напряжения, а именно ПС 110 кВ Верхний Куранах.

Батареи статических конденсаторов используются для компенсации реактивной мощности и поддержания параметров качества электроэнергии на шинах 110 кВ.

Передача реактивной мощности по линии электропередачи приводит к снижению напряжения, особенно заметному на воздушных линиях электропередачи, имеющих большое реактивное сопротивление. Кроме того, дополнительный ток, протекающий по линии, приводит к росту потерь электроэнергии. Если активную мощность нужно передавать именно такой величины, которая требуется потребителю, то реактивную можно сгенерировать на месте потребления. Для этого и служат батареи статических конденсаторов.

Основные технико-экономические преимущества конденсаторов в сравнении с другими компенсирующими устройствами состоят в следующем:

- 1) Возможность применения, как на низком, так и на высоком напряжении;
- 2) Малые потери активной мощности;

- 3) Долгий срок службы;
- 4) Простота эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся частей);
- 5) Простота монтажа и ремонтпригодность (малая масса);
- 6) Возможность установки конденсаторов как в сухом не отапливаемом помещении, так и на улице.

Наиболее приближенное значение номинальной реактивной мощности БСК из стандартных значений составляет 25 Мвар [8]. Принимаемое к установке устройство БСК приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры устанавливаемого устройства БСК

Марка БСК	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная реактивная мощность, Мвар
БСК-110-25 УХЛ1	110	25

БСК-110-25 УХЛ1 обеспечивает плавное регулирование количества выдаваемой реактивной мощности, путем автоматического регулирования числа ступеней конденсаторов, в зависимости от текущего значения напряжения. Схема БСК-110-25 УХЛ1 представлена на рисунке 6.

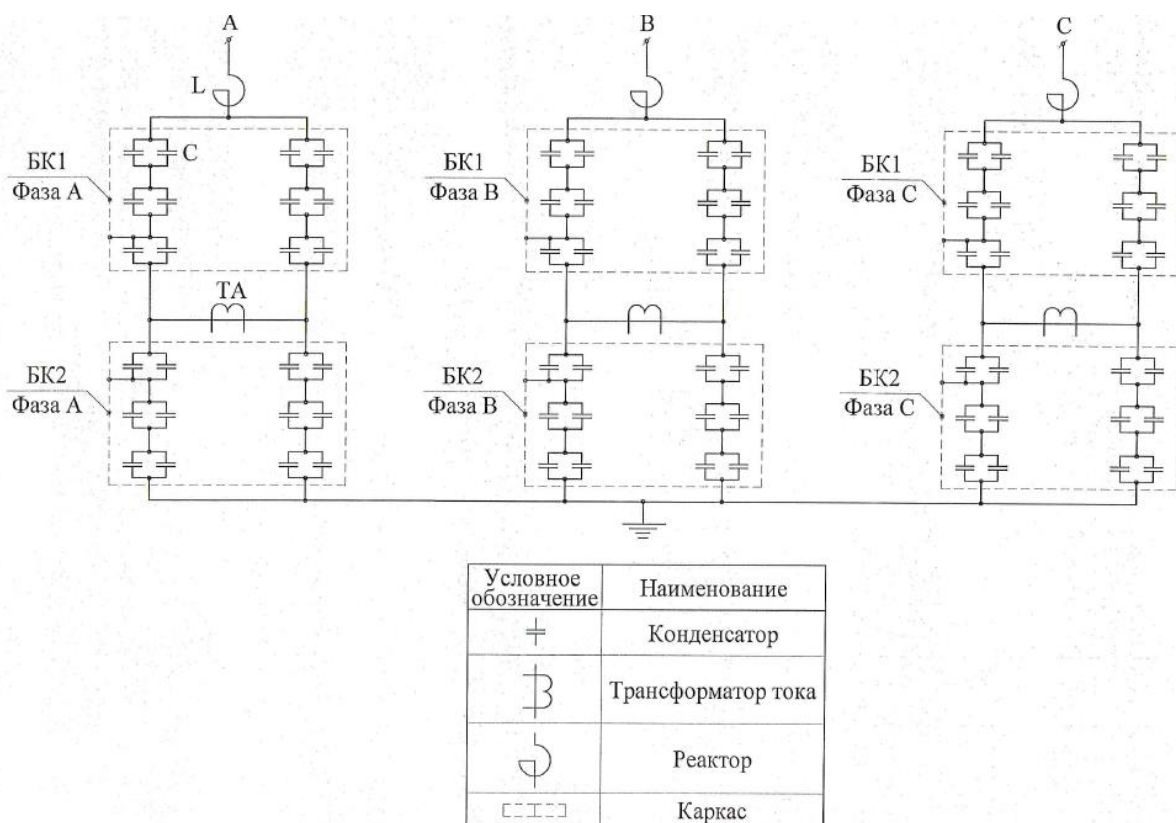


Рисунок 6 – Схема электрическая принципиальная БСК-110-25 УХЛ1

Конструктивно БСК состоит из:

- конденсаторов типа КЭПФ-12-450.50-2УХЛ1, установленных на металлических конструкциях, разделенных на 6 блоков (2 блока в фазе). Каждый блок выполнен в виде металлической конструкции, разделенной опорными изоляторами на 3 этажа;
- 3-х трансформаторов тока для небалансной защиты (один на каждую фазу БСК) типа ТГМ-110 УХЛ1, установленных между двумя блоками одной фазы;
- 3-х реакторов токоограничивающих однофазных сухих типа САН-0,5/400/480 УХЛ1 (по одному на каждую фазу).

Для предотвращения недопустимого снижения на шинах ПС 110 кВ Верхний Куранах напряжения необходима установка локальной автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН). АОСН контролирует величину и длительность снижения напряжения. В качестве управляющих воздействий АОСН на осуществляет:

- включение БСК на ПС 110 кВ Верхний Куранах;

– отключение нагрузки ПС 110 кВ Верхний Куранах и прилегающих подстанций путем отключения части потребителей.

Ввиду того, что номинальные мощности Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Верхний Куранах имеют мощности 10 и 16 МВА соответственно, для исключения их перегрузки при подключении БСК к шинам 6 или 35 кВ, подключение БСК будет осуществляться ко второй секции шин 2 С 110 кВ ПС 110 кВ Верхний Куранах через коммутационные аппараты (рисунок 7).

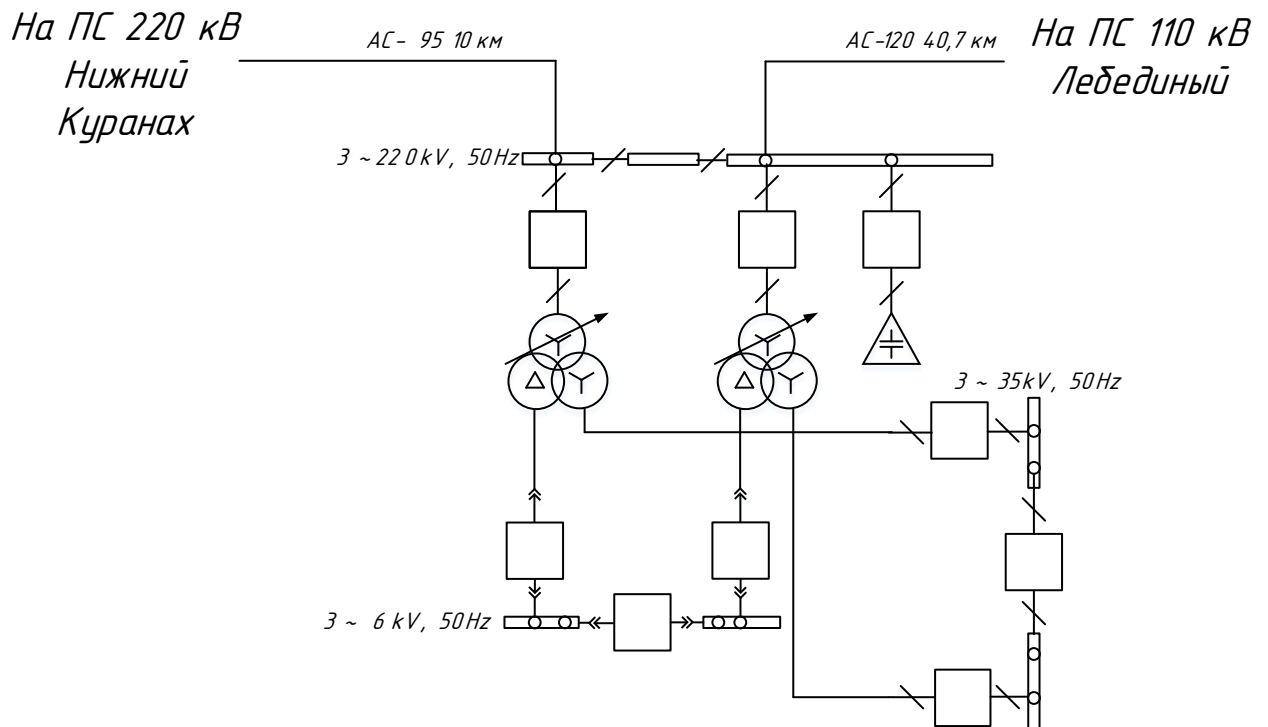


Рисунок 7 – Схема ПС 110 кВ Верхний Куранах с установленной на второй секции шин БСК

Смоделируем БСК в ПВК RastrWin с путем задания параметра «проводимость шунта», определяемого по формуле [7]:

$$B_{Ш} = -\frac{Q_{ном}}{U_{ном}^2} = -\frac{25}{110^2} = -2066 \text{ мкСм}, \quad (3)$$

где $Q_{ном}$, Мвар – номинальная реактивная мощность БСК,

$U_{ном}$, кВ – номинальное напряжение БСК.

Результаты расчёта приведены в таблицах 13-14.

Таблица 13 – Напряжения в узлах для варианта № 1

Название узла	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ НПС-15	220	228	3,64
ПС 220 кВ Томмот	220	227,04	3,20
ПС 110 кВ Комсомольская	110	120,85	9,86
ПС 220 кВ НПС-19	220	235,29	6,95
ПС 220 кВ НПС-18	220	234,14	6,43
ПС 110 кВ Малый Нимныр	110	113,99	3,63
ПС 110 кВ Большой Нимныр	110	111,89	1,72
ПС 110 кВ Юхта	110	111,07	0,97
ПС 110 кВ Лебединый	110	109,7	0,27
ПС 110 кВ Верхний Куранах	110	110,67	0,61
ПС 110 кВ Дежневская	110	120,91	9,92
ПС 220 кВ Нижний Куранах	220	230,26	4,66
ПС 220 кВ НПС-17	220	231,77	5,35
ПС 110 кВ Хатыми	110	114,04	3,67
ПС 110 кВ Инаглинская	110	119,96	9,05
ПС 110 кВ ВГК	110	121,21	10,19
ПС 110 кВ СХК	110	121,1	10,09
ПС 110 кВ ОФ	110	120,24	9,31
ПС 110 кВ Денисовская	110	120,95	9,95
ПП 220 кВ Амга	220	230,32	4,69

Таблица 14 – Токовая нагрузка ЛЭП для варианта № 1

Диспетчерское наименование ВЛ	I_{max} , А	$I_{доп}$, А	$I_{max}/ I_{доп}$, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	44	630	6,98
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	44	630	6,98
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	70	630	11,11
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	70	630	11,11
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь	230	600	38,33
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 II цепь	246	600	41,00
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ с отпайками	123	400	30,75
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ с отпайками	126	400	31,50

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	254	400	63,50
ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	204	380	53,68
ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	201	380	52,89
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	198	380	52,11
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебеди- ный с отпайками	130	380	34,21
ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Ниж- ний Куранах	121	380	31,84
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1	38	380	10,00
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2	38	380	10,00
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	6	380	1,58

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 1 с отпайкой	30	380	7,89
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 2 с отпайкой	31	380	8,16
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогатительная фабрика № 1 с отпай- ками	130	380	34,21
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогатительная фабрика № 2 с отпай- ками	128	380	33,68

По результатам расчета режима для варианта № 1 можно сделать выводы:

1) Напряжения в узлах, в том числе на ПС 110 кВ Юхта, ПС 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ ЗИФ, ПС 110 кВ Верхний Куранах, ПС 110 кВ Большой Нимныр, в которых в рассматриваемом послеаварийном режиме происходило снижение напряжение ниже номинального находятся в допустимых пределах;

2) Токовая загрузка ЛЭП не превышает длительно допустимую токовую нагрузку ЛЭП;

3) Вариант установки БСК на шинах 110 кВ Верхний Куранах работоспособен и целесообразен к применению.

3.2.2. Вариант строительства ЛЭП

Для повышения напряжения необходимо строительство ВЛ связывающее существующий транзит Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах с транзитом Чульманская ТЭЦ – Лебединый.

Наиболее целесообразным будет вариант строительства двухцепной связи 110 кВ от ПС НПС-18 до ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Малый Нимныр с образованием ВЛ 110 кВ НПС-18 – Малый Нимныр и ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимныр с установкой РУ 110 кВ на ПС 220 кВ НПС-18, в таком случае длина вновь сооружаемых заходов составляет 5 км (рисунок 8).

Результаты расчетов представлены в таблицах 15-16.

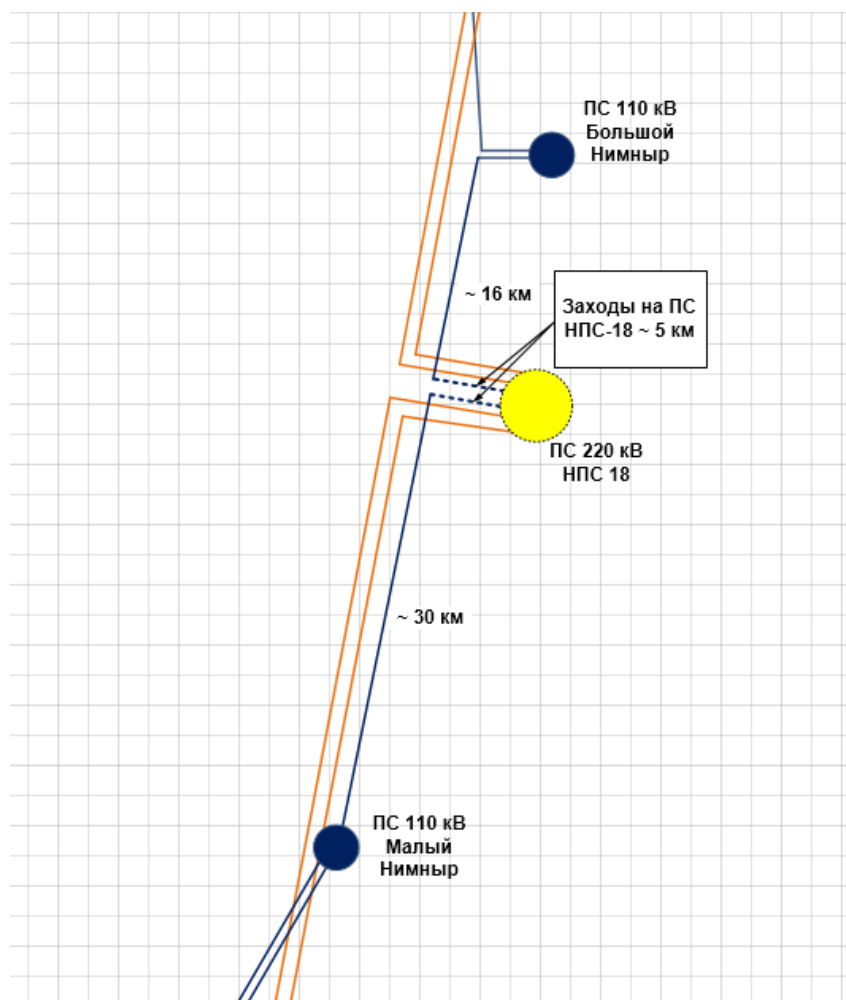


Рисунок 8 – Пояснительная схема варианта № 2

Таблица 15 – Напряжения в узлах для варианта № 2

Название узла	Uном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Томмот	220	223,25	1,48

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
ПС 110 кВ Комсомольская	110	121,82	10,75
ПС 220 кВ НПС-19	220	234,03	6,38
ПС 220 кВ НПС-16	220	227,9	3,59
ПС 220 кВ НПС-18	220	228,51	3,87
ПС 110 кВ Малый Нимныр	110	125,86	14,42
ПС 110 кВ Большой Нимныр	110	122,01	10,92
ПС 110 кВ Юхта	110	118,93	8,12
ПС 110 кВ Лебединый	110	113,17	2,88
ПС 220 кВ Нижний Куранах	110	110,07	0,06
ПС 110 кВ Дежневская	110	121,44	10,40
ПС 110 кВ Верхний Куранах	110	110,34	0,31
ПС 220 кВ НПС-17	220	227,49	3,40
ПС 110 кВ Хатыми	110	125,91	14,46
ПС 110 кВ Инаглинская	110	122,05	10,95
ПС 220 кВ НПС-15	220	227,86	3,57
ПС 110 кВ ВГК	110	121,15	10,14
ПС 110 кВ СХК	110	121,03	10,03
ПС 110 кВ ОФ	110	120,18	9,25
ПС 110 кВ ЗИФ	110	110,05	0,05
ПС 110 кВ Денисовская	110	121,58	10,53

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП для варианта № 2

Диспетчерское наименование ВЛ	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	94	630	14,92

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2	96	630	15,24
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 18 № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	48	630	7,62
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС – 18 № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	50	630	7,94
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь	225	600	37,50
КВЛ 220 Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 II цепь	241	600	40,17
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ I цепь с отпайками	62	400	15,50
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская – Чульман- ская ТЭЦ II цепь с отпайками	64	400	16,00
ВЛ 110 кВ НПС-18 – Малый Нимныр	81	380	21,32
ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимныр	230	380	60,53
ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	232	380	61,05
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебеди- ный с отпайками	133	380	35,00
ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый	234	380	61,58

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Верхний Куранах – Нижний Куранах	91	380	23,95
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 1	41	380	10,79
ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ № 2	38	380	10,00
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	6	380	1,58
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 1 с отпайкой	30	380	7,89
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК № 2 с отпайкой	31	380	8,16
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогагательная фабрика № 1 с отпайками	128	380	33,68
ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Обогагательная фабрика № 2 с отпайками	130	380	34,21

По результатам расчета режима для варианта № 2 можно сделать следующие выводы:

1) Напряжения в узлах, в том числе на ПС 110 кВ Юхта, ПС 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ ЗИФ, ПС 110 кВ Верхний

Куранах, ПС 110 кВ Большой Нимныр, в которых в рассматриваемом послеаварийном режиме происходило снижение напряжения ниже номинального, находятся в допустимых пределах;

2) Токовая нагрузка ЛЭП не превышает длительно допустимую токовую нагрузку ЛЭП;

3) Вариант усиления ЮЯЭР путем строительства с образованием ВЛ 110 кВ НПС-18 – Малый Нимныр и ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимныр с установкой РУ 110 кВ на ПС 220 кВ НПС-18 на шинах 110 кВ Верхний Куранах работоспособен и целесообразен к применению.

Примем к установке для вновь образуемых ВЛ 110 кВ НПС-18 Малый Нимныр, ВЛ 110 кВ НПС-18 Большой Нимныр марку провода АС-120, установленную в данный момент на ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Малый Нимныр. Токовая нагрузка проектируемых ЛЭП не превышает длительно допустимый ток (380 А) в рассмотренных послеаварийных режимах (Приложение А).

Для варианта № 2 рассмотрены следующие послеаварийные режимы:

В зимний период:

- отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ;
- отключение ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр;
- отключение АТ-1 ПС 220 кВ Нижний Куранах;
- отключение ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1;
- отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1;
- отключение ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимныр;
- отключение ВЛ 110 кВ НПС-18 – Малый Нимныр;
- отключение ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах;
- отключение АТ-1 ПС 220 кВ НПС-18.

В летний период:

- отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ;
- отключение ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр;
- отключение АТ-1 ПС 220 кВ Нижний Куранах;
- отключение ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1;

- отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1;
- отключение ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимныр;
- отключение ВЛ 110 кВ НПС-18 – Малый Нимныр;
- отключение ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах;
- отключение АТ-1 ПС 220 кВ НПС-18;
- отключение АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Нижний Куранах;
- отключение АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ НПС-18;
- отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 и ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимныр;
- отключение АТ-1 ПС 220 кВ НПС-18 и ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах;
- отключение АТ-1 ПС 220 кВ Нижний Куранах и ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимныр;
- отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 и № 2.

3.2.2.1. Проверка и выбор оборудования

Для данного варианта развития произведём выбор и проверку оборудования 110 кВ в объеме реконструкции ПС 220 кВ НПС-18 с установкой РУ 110 кВ.

При выборе схемы РУ 110 кВ необходимо учесть [37]:

- соответствие электрической схемы условиям работы и ожидаемым режимам;
- простота и наглядность схемы; наименьшее число переключений, связанных с изменением режима; доступность электрического оборудования для ремонта без нарушения режима установки;
- удобство сооружения электрической части и возможность автоматизации;
- достаточная, экономически оправданная степень надёжности.

Для РУ – 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 принимаем к установке схему № 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (рисунок 9).

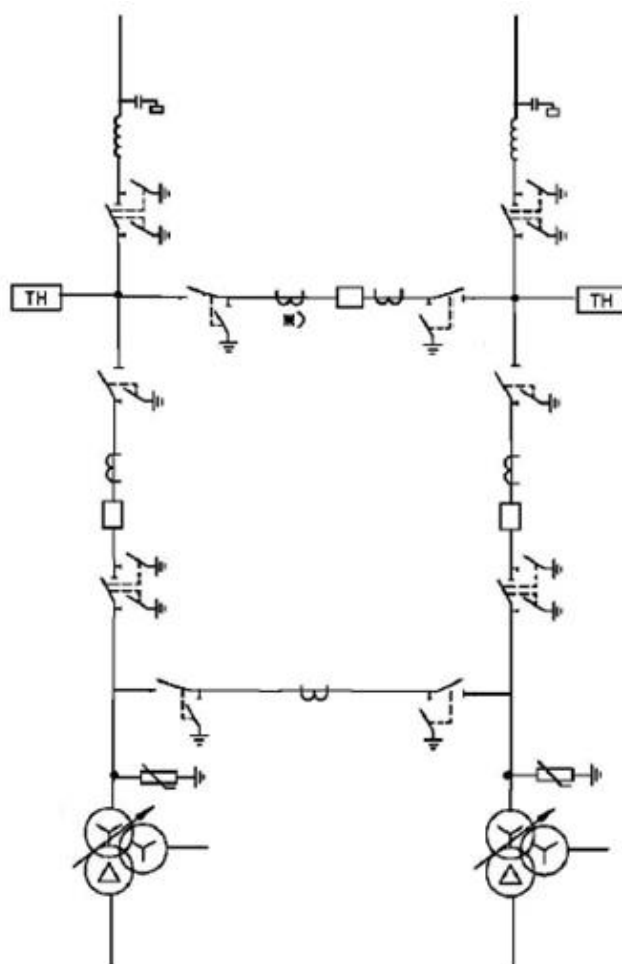


Рисунок 9 – Схема № 110-5АН

Произведем расчёт токов короткого замыкания в начальный момент времени при симметричном и несимметричных КЗ в ПВК «RastrWin» на шинах 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18. Результаты расчёта во вкладке «Состав/Несимметрии» приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет токов КЗ во вкладке «Состав/Несимметрии»

Тип короткого замыкания	Ток прямой последовательности I_1 , кА	Ток обратной последовательности I_2 , кА	Ток нулевой последовательности I_0 , кА
3ф	6,0651	0	0
2ф	3,0326	-3,0326	0
1ф	1,7499	1,7499	1,7499
1ф1ф	3,7886	-2,2831	-1,5318

Определим значения ударных токов [33]:

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}, \quad (4)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, принимается равным 1,9.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 6,0651 = 14,998 \text{ кА}$$

Для РУ 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18 экономически целесообразно применить КРУ, которые представляют собой шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели.

Для проектируемой подстанции будем использовать КРУ марки СЭЩ отечественного производства.

Основными достоинствами данных КРУ являются:

1. Высокая степень заводской готовности;
2. Готовность к сложным условиям эксплуатации;
3. Удобство обслуживания;
4. Безопасность.

Проверка ячеек КРУ 110 кВ.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии условиями выбора:

- 1) По номинальному напряжению;
- 2) По номинальному току;
- 3) По предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость
- 4) По тепловому импульсу на термическую стойкость.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в Приложении А.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 251 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14.998 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 48,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ-110 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные и т.д.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (5)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие [10]:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (6)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{max}, \quad (7)$$

где i_{max} – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Для ПС выбраны выключатели ВВУ-СЭЩ-110/630.

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (8)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (9)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (10)$$

Для проверки данного условия требуется определение $B_{к.ном}$:

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (11)$$

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

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости.

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (12)$$

где $I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя;

β_n - содержание апериодической составляющей.

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (13)$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$.

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (14)$$

где $i_{дин.стой}$ - ток электродинамической стойкости выключателя.

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор выключателей 110 кВ ПС 220 кВ НПС-18

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3

Продолжение таблицы 18

1	2	3
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 251$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 6.06$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 14.998$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 48.47$ кА ² с	$B_{к.ном} = 3200$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 8.289$ кА	$i_{аном} = 90,51$ кА	$i_{аном} > i_a$

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУ 110 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 20. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 20 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630$ А	$I_{раб.мах} = 251$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² · с $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992$ кА ² · с	$B_{к.ном} = 48,47$ кА ² · с	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 79$ кА	$i_{уд} = 14,99$ кА	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУ 110 кВ.

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110\text{кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$251 \leq 300\text{А}$$

3) По электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$79\text{кА} \geq 14,99\text{кА}$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 48,47\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (15)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_2^2}, \quad (16)$$

где $S_{2н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2 = 5A$ - вторичный ток ТТ.

$$Z_{2н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

В таблице 21 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУ 110 кВ [24].

Таблица 21 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (17)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов, согласно таблице 22 примем равными 100 м.

Таблица 22 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_H, \text{ кВ}$	$L, \text{ м}$
110	40-100

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (18)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительных проводов, определяется по [7];

q – удельное сопротивление материала провода.

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

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300$ А	$I_{раб.мах} = 251$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8$ Ом (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 79$ кА	$I_{уд} = 14,99$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² ·с	$B_k = 48,47$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-110-300 удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУ 110 кВ.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \tag{19}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток: трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Мощность подключаемых к ТН приборов представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотомер	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН указаны в таблице 25.

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУ 110 кВ НАМИ-110 соответствуют условиям их выбора.

Схема ПС 220 кВ НПС-18 после реконструкции приведена на рисунке 10.

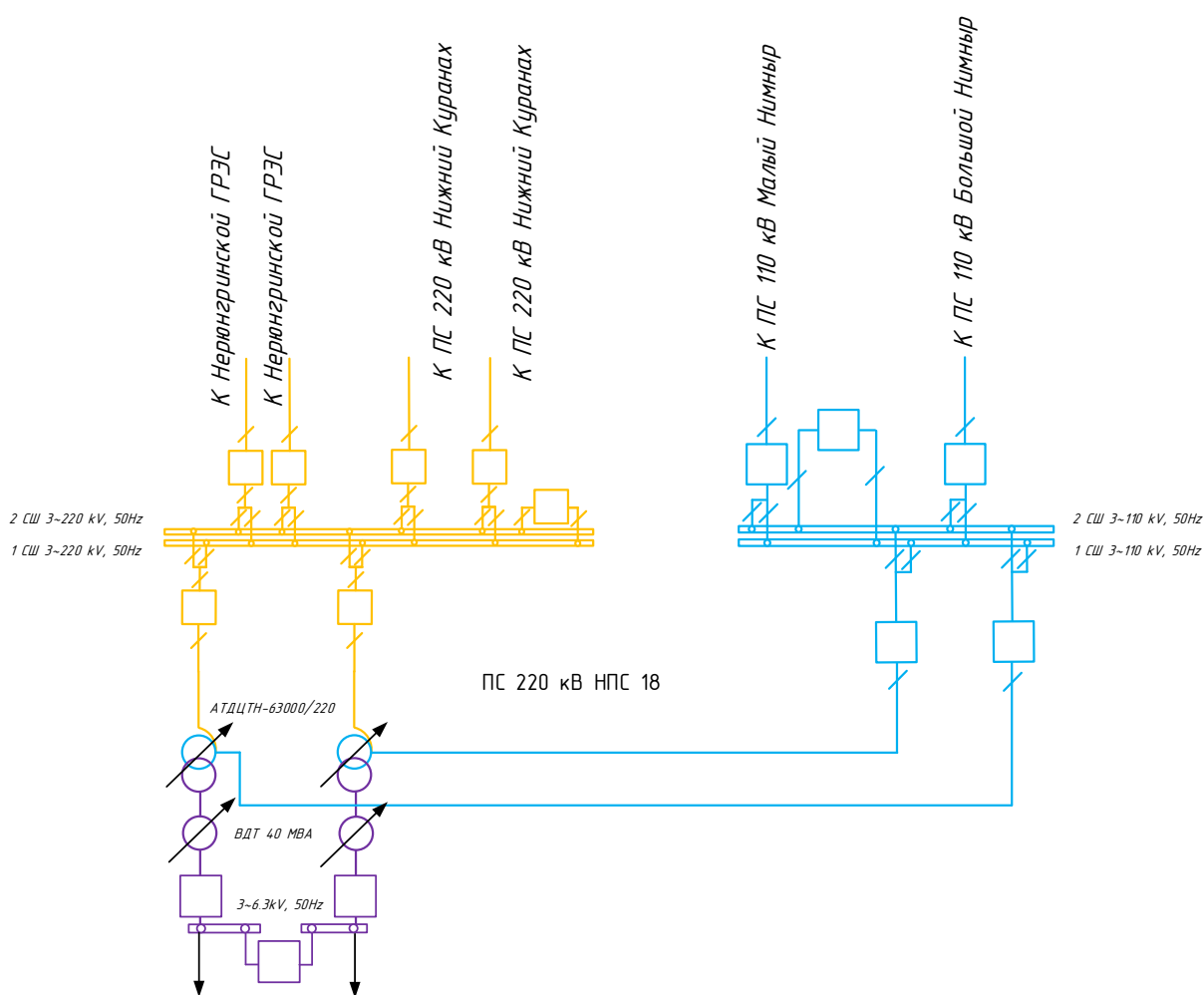


Рисунок 10 – Схема ПС 220 кВ НПС-18

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ВАРИАНТОВ ПОВЫШЕНИЯ РЕЖИМНОЙ УПРАВЛЯЕМОСТИ

В данном разделе проведем экономическое сравнение двух предложенных в разделе 3 вариантов.

Рассчитаем минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (20)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

I – эксплуатационные издержки, руб./год.

4.1. Расчёт капиталовложений

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$) [11]:

$$K = K_{ПС} + K_{Л} \quad (21)$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}), \quad (22)$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ОРУ}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{Л} = K_0 \cdot l_{ТР}, \quad (23)$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км.

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование будем брать на 2012 г. с учетом коэффициента инфляции и районных коэффициентов.

Капиталовложения на сооружения подстанций найдём суммированием всех затрат.

Далее считаем капиталовложения в линиях. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции. Цены на линию будут зависеть от сечения проводов и от числа цепей.

4.2. Расчёт потерь электроэнергии

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (24)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,059$. [10]

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), находим по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (25)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (267)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь на данный момент времени составляет в МВт – 1800 руб·МВт/ч.

Потери электрической энергии в элементах сети (линии ($\Delta W_{Л}$), трансформаторы ($\Delta W_{ТР}$), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$):

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} \quad (27)$$

Потери в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{КУ,уд} \cdot (Q_{КУ} \cdot T), \quad (28)$$

где $\Delta W_{КУ,уд}$ – удельные потери в КУ; $\Delta W_{КУ,уд} = 0,003$ МВт/Мвар;

$Q_{КУ}$, – мощность КУ, Мвар.

Определяем капитальные вложения (в расчетах используем укрупненные стоимостные показатели).

4.3. Расчёт издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{Э} + I_{\Delta W}, \quad (29)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

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

ΔW – затраты на передачу электроэнергии.

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

$$I_{Э} = \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (30)$$

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

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [10]:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} + K_{ТР} \cdot \alpha_{ТР} + K_{В} \cdot \alpha_{В} \quad (31)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (32)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Подробный расчёт приведён в приложении А.

4.4. Определение приведенных затрат

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (33)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0.1$);

K – капиталовложения, для сооружения электрической сети;

I – издержки.

$Z = 194616$ тыс. руб.

После проведения приведенных ранее расчетов необходимо сделать заключение о целесообразности внедрения спроектированного объекта. Для этого проведем экономическую оценку инвестиционного проекта методом чистого дисконтированного дохода.

В этом методе расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта.

Расчет капитальных затрат, издержек и среднегодовых в приложении Б и отражены в таблице 26.

Таблица 26 – Техничко-экономические показатели

Показатель	1 Вариант	2 Вариант
Капитальные вложения, тыс. руб.	10160	100094
Издержки, тыс. руб.	508	2662
Приведённые затраты, тыс. руб.	1525	16007

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант № 1 с установкой БСК, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 14482 тыс. руб по сравнению с вариантом № 2.

4.5. Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД

Дисконтированные затраты в строительство и эксплуатацию объекта за период времени $t_{расч}$ рассчитываются по формуле:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} Z_{диск} = \sum_{t=0}^{t_{расч}} (K_t + I_t' - K_{ост}) \cdot (1 + E_{нд})^{-t} \quad (34)$$

где K_t - капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в t -ом году ($0 \leq t \leq t_{расч}$);

I_t - издержки на эксплуатацию и ремонт в t -ом году;

$K_{ост}$ - остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции);

$E_{н.д.}$ - норма дисконтирования.

Подробный расчет дисконтированных затрат на протяжении 20 лет приведен в приложении А.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств [6]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (35)$$

где O_{pt} – годовая выручка;

I_t – годовые расходы;

H_t – налог на прибыль организации;

K_t – величина инвестиций в год.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.т} + I_{м.т} - K_t + K_{лик.t},$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (36)$$

где T_p – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет);

E – норматив дисконтирования (для энергетических инвестиционных проектов принимают 0,13 о.е.).

Критерием финансовой эффективности инвестиций является условие положительного ЧДД, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования.

Срок строительства составляет 3 года. Капитальные вложения распределяются по годам строительства следующим образом:

1 год – 20 %;

2 год – 50 %;

3 год – 30 %.

Результаты расчета представлены на рисунке 11, подробный расчет приведен в приложении А.

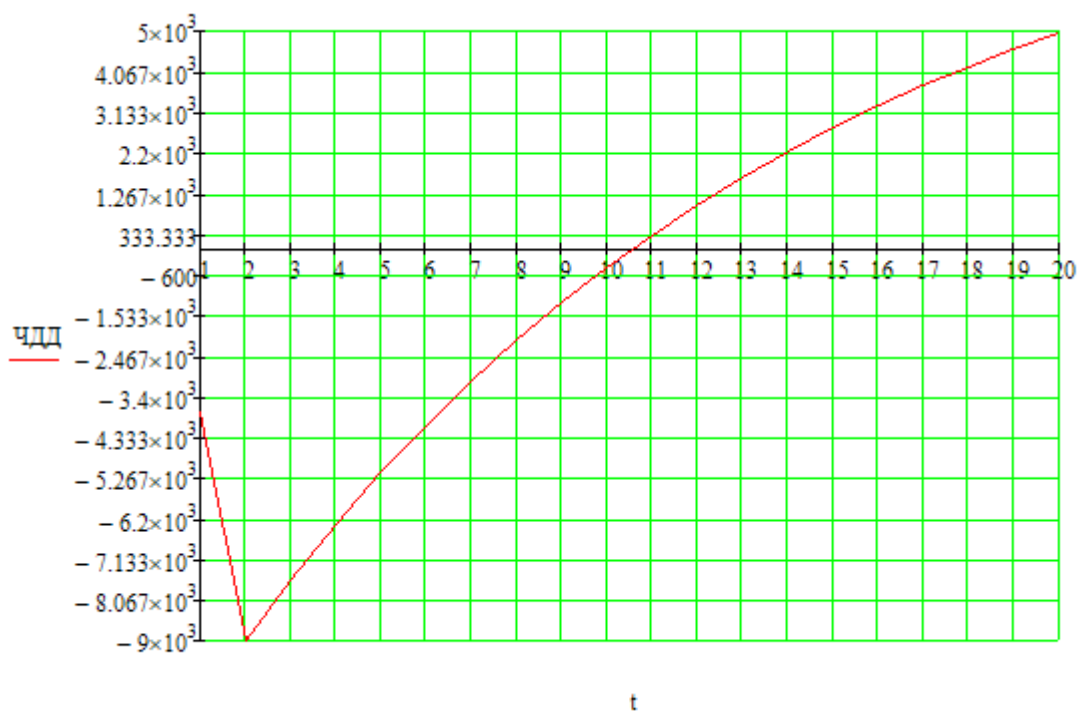


Рисунок 11 – Жизненный цикл проекта сети

Из графика видно, что срок окупаемости проекта составляет около 10 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно привлекательным и рекомендуется к реализации.

4.6. Анализ надежности электрической сети до и после повышения режимной управляемости.

Надежность электрической определяется надежностью ее отдельных элементов (трансформаторов, линий электропередачи, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики и др.), надежностью схемы (степенью резервирования), надежностью режима (запасами статической и динамической устойчивости), а также живучестью системы, т.е. способностью выдерживать системные аварии каскадного характера без катастрофических последствий, или, без прерывов электроснабжения потребителей.

Под надежностью электроснабжения понимается комплексное свойство электротехнической установки, участка электрической сети и энергосистемы в целом обеспечивать в нормальных условиях эксплуатации бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергией нормированного качества и в необходимом количестве.

Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность.

Надежность электроснабжения определяется [39]:

- 1) Принятой схемой электроснабжения;
- 2) Надежностью используемого в ней энергетического оборудования и технических устройств;
- 3) Уровнем эксплуатации.

Надежность электроснабжения оценивается [41]:

- 1) Частотой и средней продолжительностью нарушений электроснабжения потребителей;
- 2) Относительной величиной аварийного резерва, необходимого для обеспечения заданного уровня бездефицитной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

Оценка надежности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития ЭЭС, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде

всего, из-за того, что в условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

Сформулируем три основные практические задачи анализа надежности ЭС и ЭЭС [41]:

- 1) Оценка показателей надежности для существующих и создаваемых установок или оборудования;
- 2) Обеспечение заданного уровня надежности оборудования и установок;
- 3) Выбор технических решений и оптимизация уровня надежности.

Решение основных задач надежности ЭЭС предусматривает достижение оптимального соотношения между затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии и технико-экономическими последствиями от недоотпуска электроэнергии, для чего необходимо достоверное прогнозирование показателей надежности электрических станций, электрических систем и узлов электропотребления.

Решение данных задач достигается путем выполнения мероприятий по повышению режимной управляемости электрических сетей с центом питания Нерюнгринская ГРЭС, что с свою очередь уменьшит риски аварийного отключения потребителей ЮЯЭР.

Для расчета надежности электрической сети будут применимы такие показатели надежности как [42]:

- 1) средний параметр потока отказов ω , 1/год;
- 2) среднее время восстановления T_B , ч;
- 3) частота капитальных ремонтов μ , 1/год;
- 4) продолжительность капитального ремонта T_P , ч.

Для ЛЭП используются также показатели надежности:

- 1) среднее число преднамеренных отключений μ , 1/год;
- 2) среднее время простоя при преднамеренных отключениях T_P , ч.

Для оценки надежности варианта установки БСК в данной работе, рассмотрим двойную ремонтную схему (с отключенными АТ1 (АТ2) ПС 220 кВ Нижний

Куранах, и ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками. В данной ремонтной схеме в случае нормативного возмущения при отключении АТ2 (АТ1) ПС 220 кВ Нижний Куранах происходит снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Верхний Куранах ниже АДН.

Показатели надежности для элементов, указаны в таблицах 27-28.

Таблица 27 – Показатели надежности ЛЭП

Диспетчерское наименование ВЛ	ω , 1/год	T_b , ч	μ_m , 1/год	T_p , ч
КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	0,8	1,3	2,8	1,9
КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	0,8	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	1,9	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	2,1	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	4,5	1,3	2,8	1,9
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	2,8	1,3	2,8	1,9
ВЛ 110 Нижний Куранах – Верхний Куранах:	0,4	1,9	3,8	1,7

Таблица 28 – Показатели надежности электросетевых элементов

Элемент	ω , 1/год	T_b , ч	μ_m , 1/год	T_p , ч
1	2	3	4	5
Выключатель 220 кВ	0,025	50	0,14	43
Разъединитель 220 кВ	0,01	15	0,166	13
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	3

1	2	3	4	5
Трансформаторы 220 кВ	0,02	60	0,75	28
Выключатель 110 кВ	0,020	40	0,3	23
Разъединитель 110 кВ	0,01	11	0,166	8
Шины 110 кВ	0,016	6	0,166	4
Трансформаторы 110 кВ	0,015	70	0,75	28

Определим показатели надежности участка сети, схема замещения которого ограничена отходящие ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Нижний Куранах и шинами 110 кВ Верхний Куранах. Данная схема замещения (рисунок 12) достаточна для того, чтобы оценить надежность двойной ремонтной схемы в случае отключения АТ1 ПС 220 кВ Нижний Куранах, при котором произойдет снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Верхний Куранах ниже АДН.

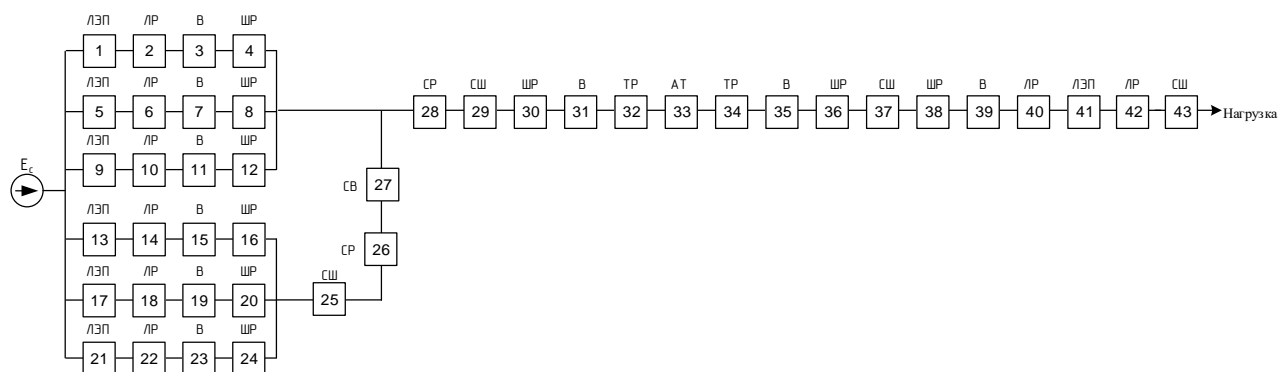


Рисунок 12 – Схема замещения для расчёта надежности.

Расчёт надежности будем производить по алгоритму, изложенному в работе [42]:

Определение вероятности отказа элемента определяется по формуле:

$$q_i = \frac{\omega \cdot T_B}{T_T} \tag{37}$$

где $T_{\Gamma} = 8760$ ч.

Вероятность безотказной работы определяется как:

$$p = 1 - q \quad (38)$$

В частности, для ЛЭП формула будет иметь вид:

$$q = \frac{\omega \cdot t_{\epsilon}}{T_{\Gamma}} \cdot l \quad (39)$$

где l – длина линии, км.

Для сборных шин:

$$q = \frac{\omega \cdot t_{\epsilon}}{T_{\Gamma}} \cdot N \quad (40)$$

где N – количество присоединений на шину.

Покажем пример определения величин вероятности отказа и вероятности безотказной работы на примере оборудования ПС 220 Нижний Куранах

Для секции шин:

$$q_{P25} = \frac{0,013 \cdot 5 \cdot 5}{8760} = 0,00003710$$

$$p_{P25} = 1 - 0,00003710 = 0,99996290$$

Для линейного разъединителя:

$$q_{P2} = \frac{0,01 \cdot 15}{8760} = 0,00001712$$

$$p_{P2} = 1 - 0,00001712 = 0,99998288$$

Для выключателя:

$$q_{P3} = \frac{0,025 \cdot 50}{8760} = 0,00014269$$

$$p_{P3} = 1 - 0,00014269 = 0,99985731$$

Для шинного разъединителя:

$$q_{P4} = q_{P2} = 0,00001712$$

$$p_{P4} = p_{P2} = 0,99998288$$

Для ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16:

$$q_{P5} = \frac{2,8 \cdot 1,3}{8760} = 0,00041374$$

$$p_{P5} = 1 - 0,00041374 = 0,99958626$$

Для остальных элементов расчет аналогичен, результаты расчёта сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Вероятности отказов и параметры потока отказа для электросетевых элементов.

Номер элемента	Вероятность отказа, q	Вероятность безотказной работы, p
1	2	3
1	0,00011971	0,99988029
5	0,00011971	0,99988029
9	0,00028685	0,99971315
13	0,00030451	0,99969549
17	0,00066250	0,99933750
21	0,00041374	0,99958626

1	2	3
41	0,00008459	0,99991541
3,7,11,15,19,23,27,31	0,00014269	0,99985731
2,4,6,8,10,12,14,16,18,20,22,24,26	0,00001712	0,99998288
25,29	0,00003710	0,99996290
33	0,00013699	0,99986301
35,39	0,00009132	0,99990868
34,36,38,40,42	0,00001256	0,99998744
37,43	0,00001096	0,99998904

Эквивалентуем схему, пользуясь формулой сложения вероятностей [42], суммировав последовательные элементы.

$$q_P = \sum_{i=1}^n q_{Pi}$$

Расчет для элемента 44 схемы замещения на первом этапе принимает вид:

$$q_{44} = q_1 + q_2 + q_3 + q_4$$

$$q_{44} = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 = 0,0002966$$

По аналогии рассчитываем показатели надежности для последовательных и параллельных элементов схемы замещения под номерами 44-57 для согласно [42], результаты запишем в таблице 30.

Таблица 30 – Вероятности отказов и параметры потока отказа для электросетевых элементов

Номер элемента	Вероятность отказа, q	Вероятность безотказной работы, p
44	0,00029664897260	0,99970335102740
45	0,00029664897260	0,99970335102740
46	0,00046378652968	0,99953621347032
47	0,00048144634703	0,99951855365297
48	0,00083943607306	0,99916056392694
49	0,00059068493151	0,99940931506849
50	0,00019691780822	0,99980308219178
51	0,00072009132420	0,99927990867580
52	0,00000000023872	0,99999999976128
53	0,00019691780822	0,99980308219178
54	0,00000000004081	0,99999999995919
55	0,00019691804694	0,99980308195306
56	0,00000000000001	0,99999999999999
57	0,00072009132421	0,99927990867579

Последовательность эквивалентирования схемы представлена на рис. 13.

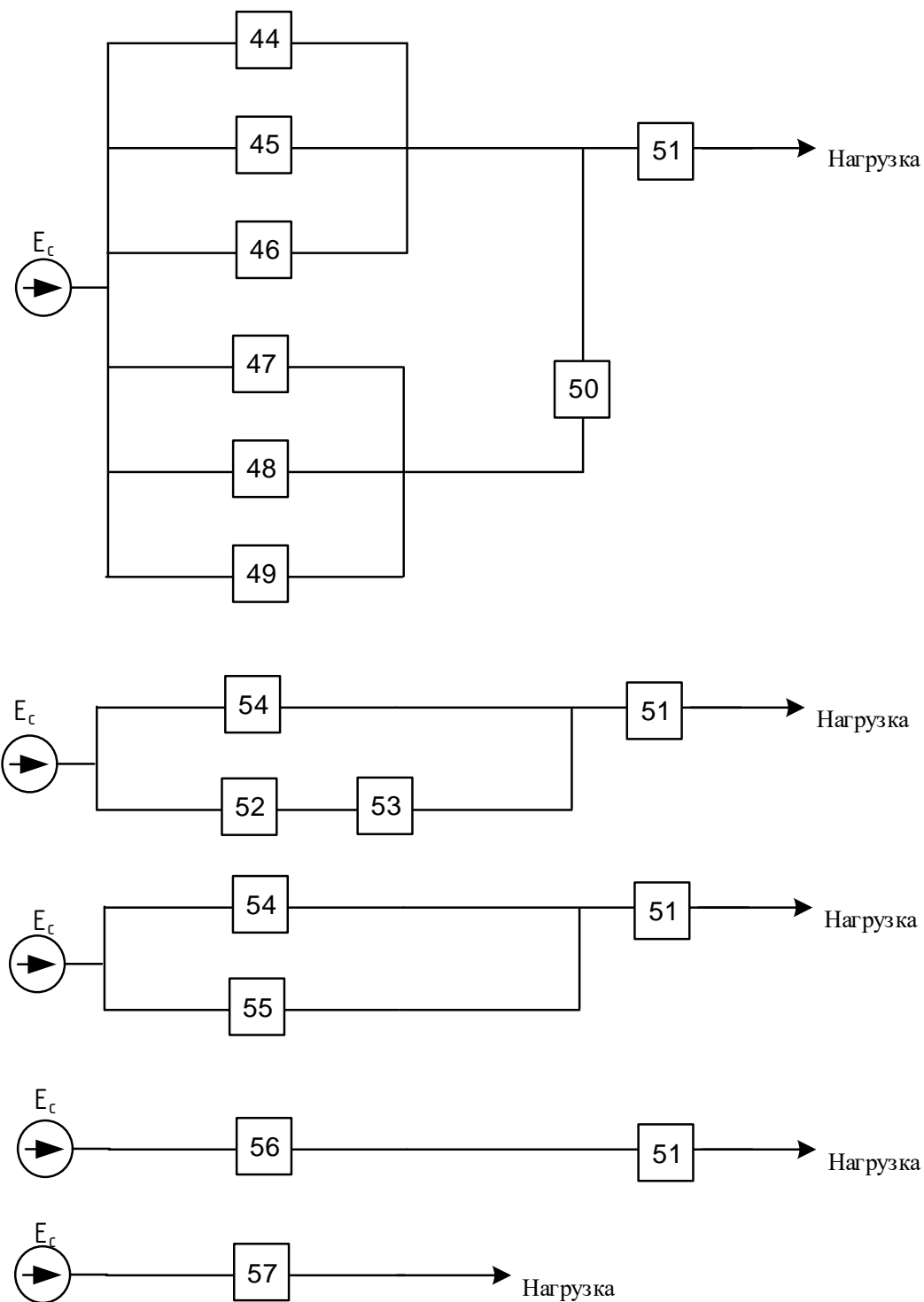


Рисунок 13 – Преобразование схемы замещения

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P_{деф.р} \cdot q_{P57}(P_{деф.р}) \cdot T_{Г} \quad (41)$$

$$W_{нед} = 22 \cdot 0,00072009132421 \cdot 8760 = 138,776 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Ущерб от перерыва электроснабжения:

$$U = Y_0 \cdot W_{нед}, \quad (42)$$

где Y_0 – цена ущерба одного МВт·ч электроэнергии, для потребителя, в соответствии с [30], принимается $1900 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$.

$$U = 1900 \cdot 138,776 = 263674,4 \text{ руб}$$

По результатам оценки экономической эффективности и целесообразности предложенных вариантов повышения режимной управляемости, выбран вариант № 1 с установкой БСК. Данный вариант по сравнению с вариантом строительства ЛЭП имеет значительно меньшие затраты, а по результатам расчета надежности, можно сделать вывод о том, что при установке БСК на шинах ПС 110 кВ Верхний Куранах значительно сокращается ущерб от перерывов в электроснабжении потребителей ЮЯЭР.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной магистерской диссертации были проведены: техническая оценка рассматриваемого энергорайона, его структурный анализ, были сформированы расчетные модели установившихся электроэнергетических режимов в ПВК «RastrWin3» с помощью которых были произведены расчеты нормальных и послеаварийных установившихся электроэнергетических режимов.

По результатам расчетов выявлен риск нарушения статической устойчивости в энергосистеме ЮЭЯР, обусловленный значительной протяжённостью линий электропередачи при относительно низкой плотности нагрузки, недостаточно развитой электроэнергетической инфраструктурой.

С целью повышения режимной управляемости для снижения устранения в магистерской диссертации разработаны и технически проработаны варианты устранения проблемы снижения напряжения на шинах ПС 110 кВ Верхний Куранах ниже критического в послеаварийном режиме, позволяющие повысить надежность электроснабжения потребителей ЮЭЯР электроэнергией.

По результатам технико-экономической оценки был выбран к реализации вариант № 1, предусматривающий установку БСК на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Верхний Куранах, с комплектом противоаварийной автоматики АОСН.

Реализация данного варианта позволяет повысить режимную управляемость ЮЭЯР за счет повышения запасов статической устойчивости по напряжению на ПС 110 кВ Верхний Куранах и в прилегающей сети на ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ Юхта, ПС 110 кВ ЗИФ, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Малый Нимныр.

Проект является экономически целесообразным и инвестиционно привлекательным, ввиду относительно небольших приведённых затрат, капиталовло-

жений и издержек. По результатам оценки показателей надежности выявлено существенное сокращение ущерба от перерыва в электроснабжении потребителей ЮЯЭР.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020 - 2024 годы, утвержденная Указом главы Республики Саха (Якутия) от 30 апреля 2020 года № 1171.
- 2 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания к практическим занятиям / Н. В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 65 с.
- 3 Методические указания по устойчивости энергосистем, утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
- 4 Порядок введения ограничения режима потребления в целях предотвращения или ликвидации аварийных ситуаций, утвержден Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 6 СО 153-34.20.118-2003. Методические указания по проектированию развития энергосистем. – Минэнерго России. – Москва, 2003 – с 22 с.
- 7 Неуймин, В.Г. Программный комплекса «RastrWin3». Руководство пользователя. / Неуймин В.Г. и др. Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А.
- 8 Батареи статических конденсаторов (БСК) [Электронный ресурс] /. – Электрон. журн. – Режим доступа : [http : //kvar.su/katalog/batarei-staticheskih-kondensatorov-bsk](http://kvar.su/katalog/batarei-staticheskih-kondensatorov-bsk).
- 9 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
- 10 Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро ; под редакцией Д. Л. Файбисович. – 4-е изд. – Москва : ЭНАС, 2017. – 376 с. –

ISBN 978-5-4248-0049-8. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL : [http : //www.iprbookshop.ru/76203.html](http://www.iprbookshop.ru/76203.html) (дата обращения : 08.06.2020). – Режим доступа : для авторизир. Пользователей.

11 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.124-2012 «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ».

12 ГОСТ Р 58058-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования».

13 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.

14 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание) : ПУЭ. – Москва : Издат-во «Э», 2016. – 465 с.

15 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учебное пособие для вузов. /Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2014.– 608 с.

16 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. /А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М. : Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.%

17 Материалы преддипломной практики в АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

18 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий - М. : НЦ ЭНАС, 2002. – 257 с.

19 Войнов, С.Л. Нормирование показателей качества электроэнергии и их оптимизация/ под ред. А. Богуцкого, А.З.Гамма, И.В. Жежеленко. – Гливице; Иркутск, 1988. – 249 с.

20 Постановление Правительства РФ «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009г. № 823.

- 21 Лопатин, О.А. Использование параметров сети и обобщенных показателей режима для расстановки компенсирующих устройств/ О.А. Лопатин, Н.Ш. Чемборисова // Электричество. – 2011. - №3. - С.10.
- 22 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715с., с.322.
- 23 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа : https://www.cbr.ru/statistics/idkp_br/refinancing_rates1/.
- 24 Фарафонов, В.Е. Способ нормализации уровней напряжения в ЭЭС/ В.Е. Фарафонов, Н.Ш. Чемборисова //8-й международный симпозиум по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. Труды симпозиума 16-19 июня 2009 г. Санкт-Петербург. - 2009 г.
- 25 Железко, Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения КЭ в электрических сетях // Электричество. – 1992. - №5. – с.6.
- 26 Электротехнический справочник. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] / Электрон. текстовые данные. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.– Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/33158.html>. – ЭБС «IPRbooks».
- 27 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 28 Веников, В.А. Электрические системы. Электрические сети. : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/ В. А. Веников. -2-е изд., прераб. и доп.. -М. : Высш. шк., 1998. -512 с.
- 29 Ананичева, С.С., Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг – Екатеринбург : ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2005.

30 Секретарев, Ю. А. Надежность электроснабжения : учебное пособие / Ю. А. Секретарев. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2010. – 105 с. – ISBN 978-5-7782-1517-7. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL : [http : //www.iprbookshop.ru/45118.html](http://www.iprbookshop.ru/45118.html) (дата обращения : 11.06.2020). – Режим доступа : для авторизир. Пользователей.

31 Новиков, А.М. Методология / А.М. Новиков, Д.А. Новиков. – М. : СИНТЕГ, 2007.

32 Постановление Правительства РФ «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» от 13.08.2018 № 937.

33 Технологический реестр по основным направлениям инновационного развития ПАО «Россети» (утв. распоряжением ПАО «Россети» от 24.12.2018 № 568р) - 34 с.

34 Голов, В.П., Москвин И.А. Выбор характеристик регулируемого устройства продольной компенсации по условию обеспечения колебательной статической устойчивости / В.П. Голов, И.А. Москвин // Вестник ИГЭУ. - 2014. - Вып. 5. - с. 1-6.

35 Рашитов, П.А. Разработка и исследование алгоритмов управления полу проводниковыми фазоповоротными устройствами для объектов Единой Национальной Электрической Сети России [Текст] : автореф. дис. . канд. техн. Наук : 05.09.12 / Рашитов Павел Ахматович. - М. : МЭИ (ТУ), 2011. - 20 с

36 Кочкин, В.И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности / В.И. Кочкин // Новости электротехники. - 2007. - N 4(46). - с. 2-6.

37 Демин, А.И. Применение УШРТ 220 к В 60 Мвар для нормализации режимов работы энергосистемы «Norte De Angola» / А.В. Титатаренко, В.С. Чуприков [Электронный ресурс] – Режим доступа : [http : //avd-electro.ru/upload/files/pub222.pdf](http://avd-electro.ru/upload/files/pub222.pdf) (Дата обращения : 15.05.2020).

38 Рererada.net Аккумуляторные батареи большой мощности (АББМ) Системы накопления энергии (СНЭ) [Электронный ресурс] – Режим доступа : [http : //rererada.net/abbm-for-energo](http://rererada.net/abbm-for-energo) (Дата обращения : 15.05.2020).

39 Аполлонский, С. М. Надежность и эффективность электрических аппаратов/ С. М. Аполлонский, Ю. В. Куклев : Учебное пособие. – СПб. : Издательство «Лань», 2011. - 448 с.

40 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. - М. : Высш. шк., 2012. - 256 с.

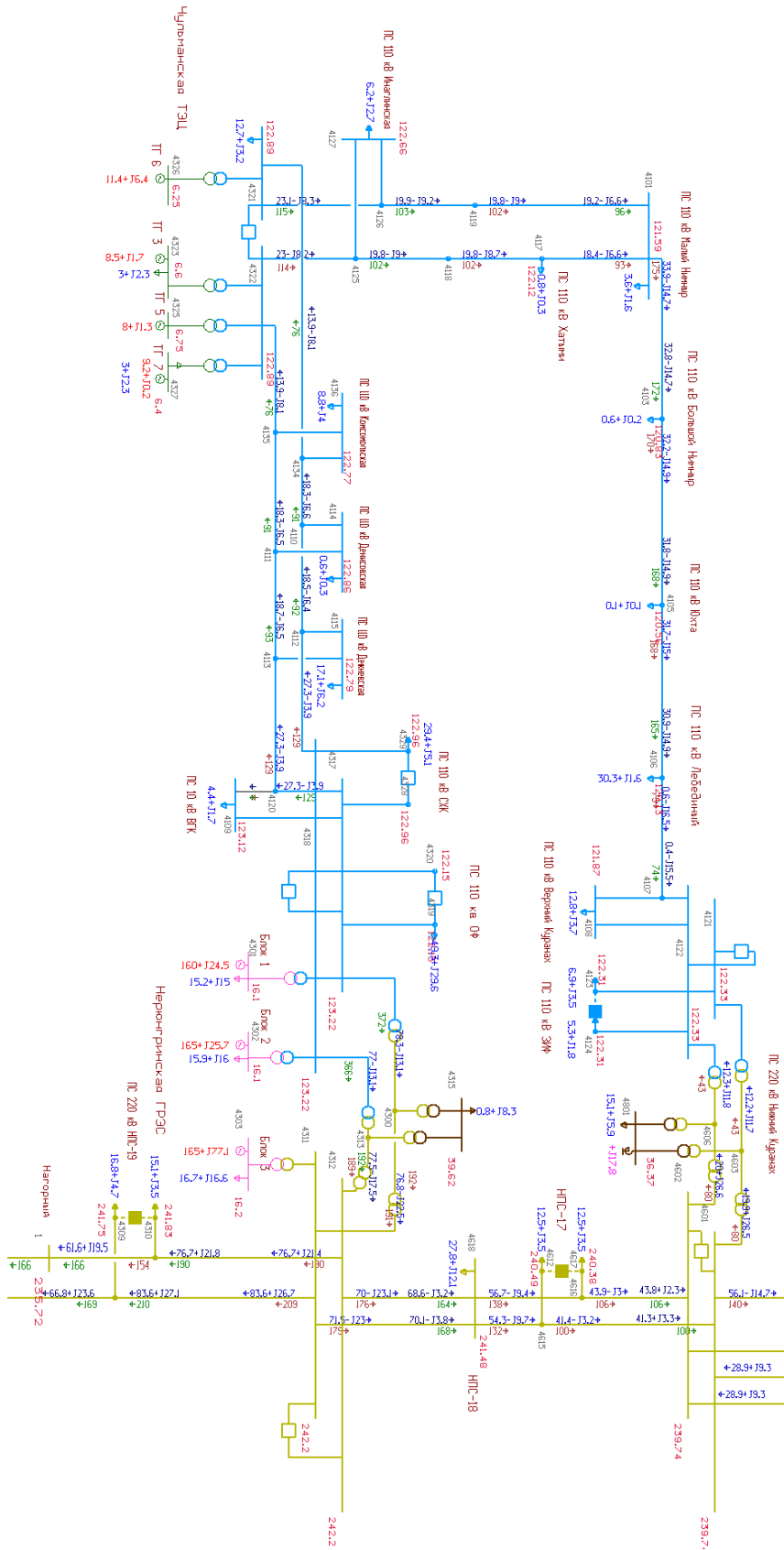
41 Розанов, М.Н. Надежность электроэнергетических систем. - М. : Энергоатомиздат, 1984. - 200 с.

42 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

43 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

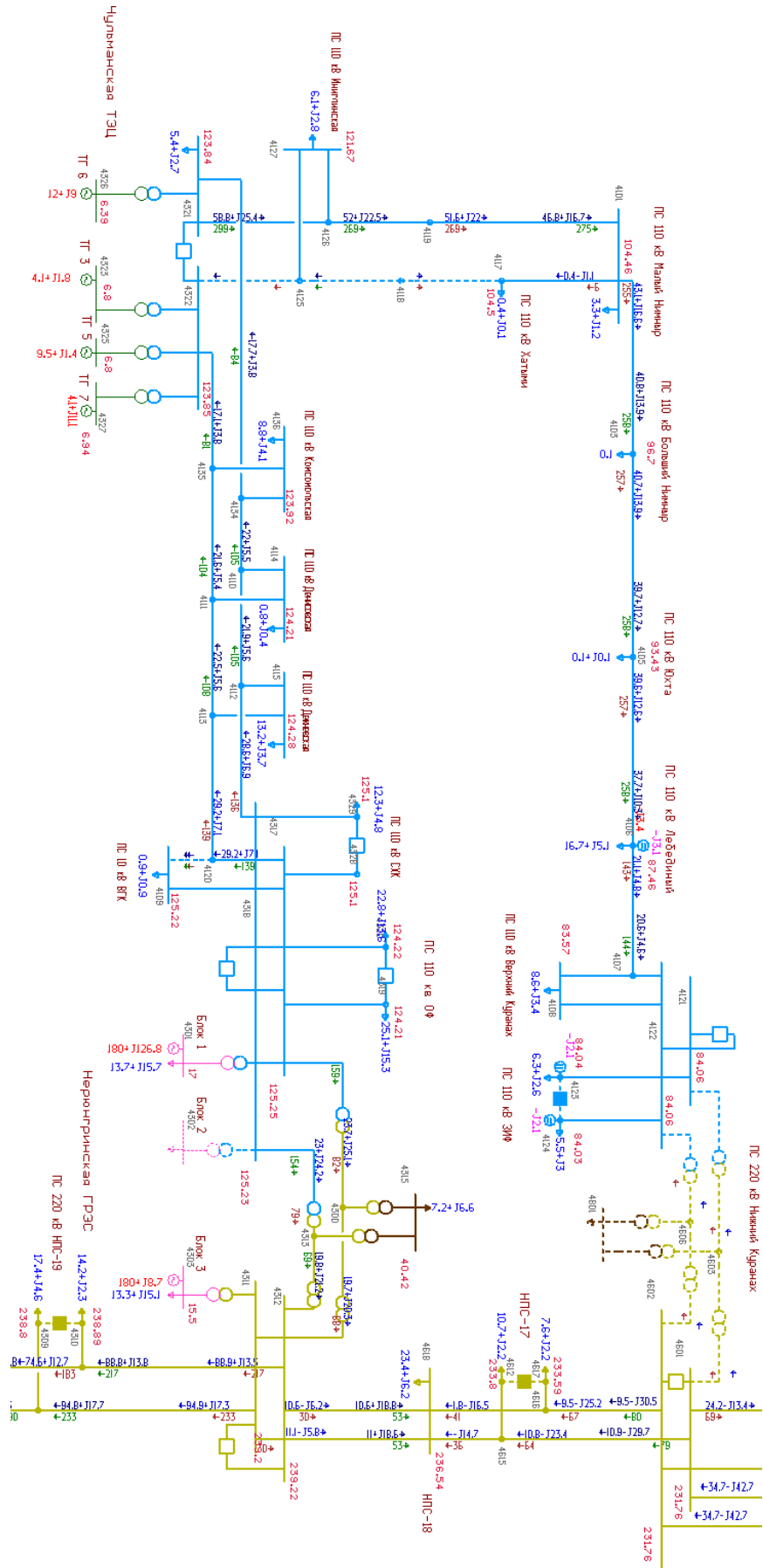
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчеты установившихся электроэнергетических режимов



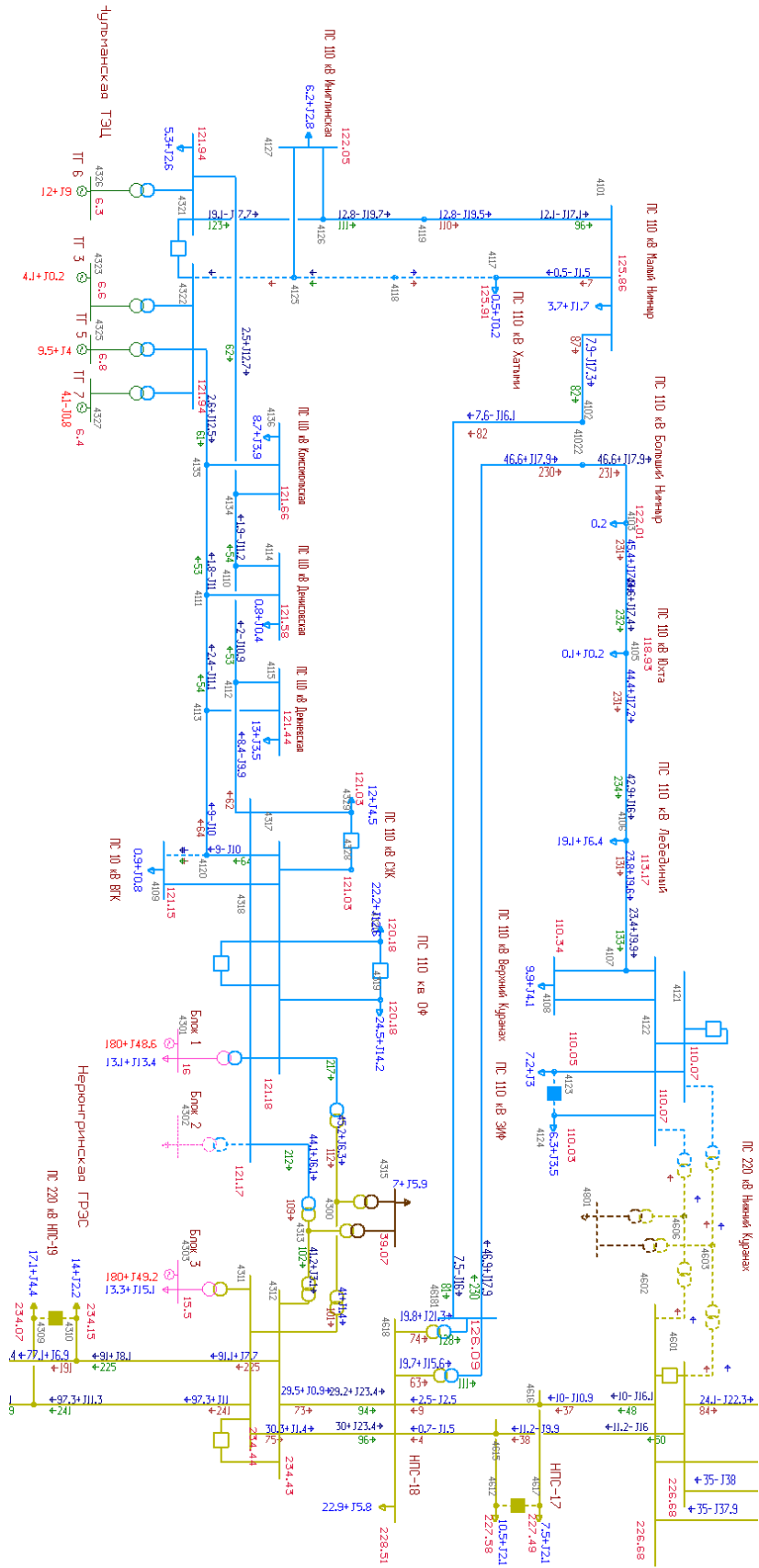
Нормальный режим

Продолжение приложения А



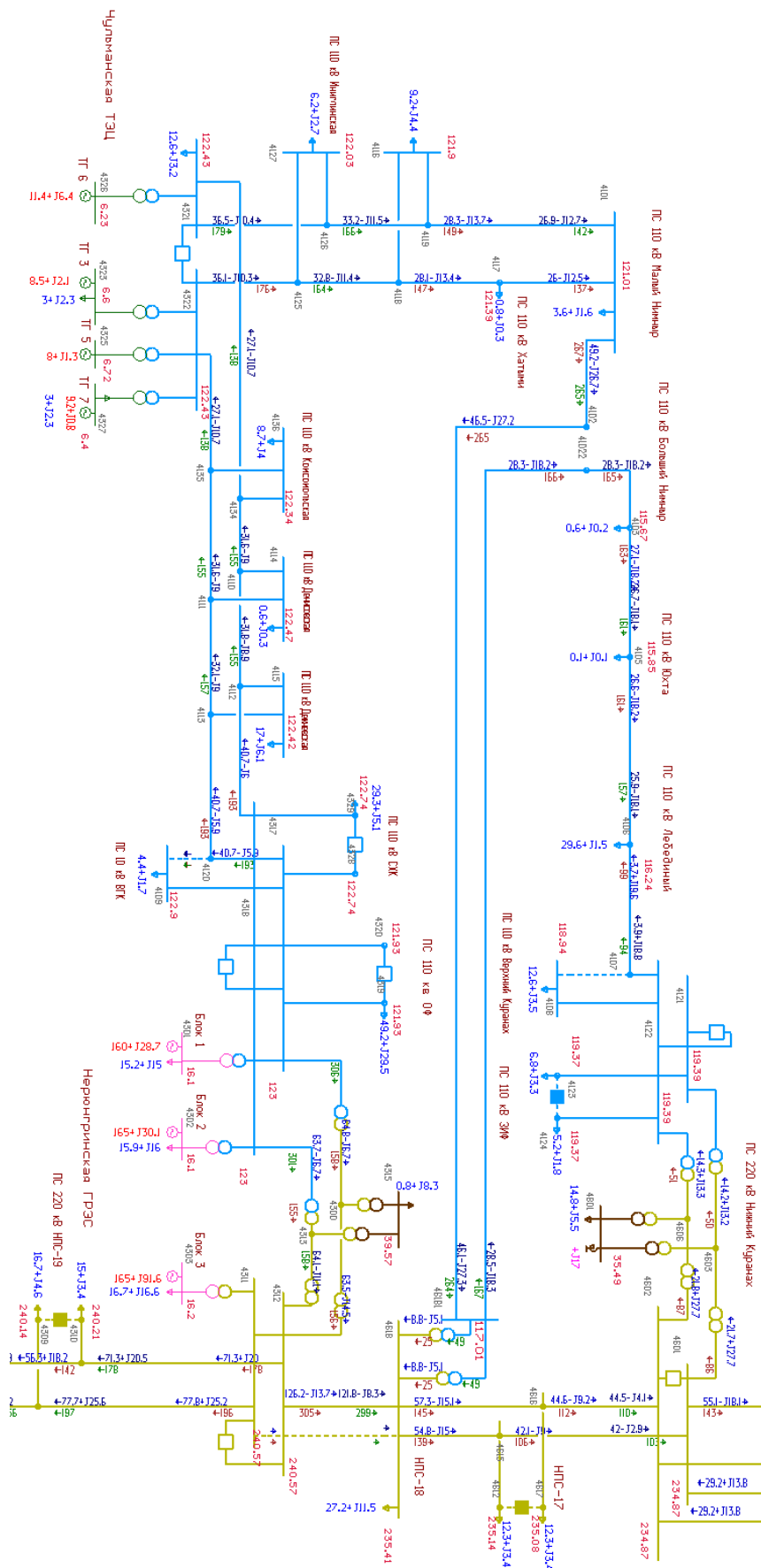
Послеаварийный режим

Продолжение приложения А



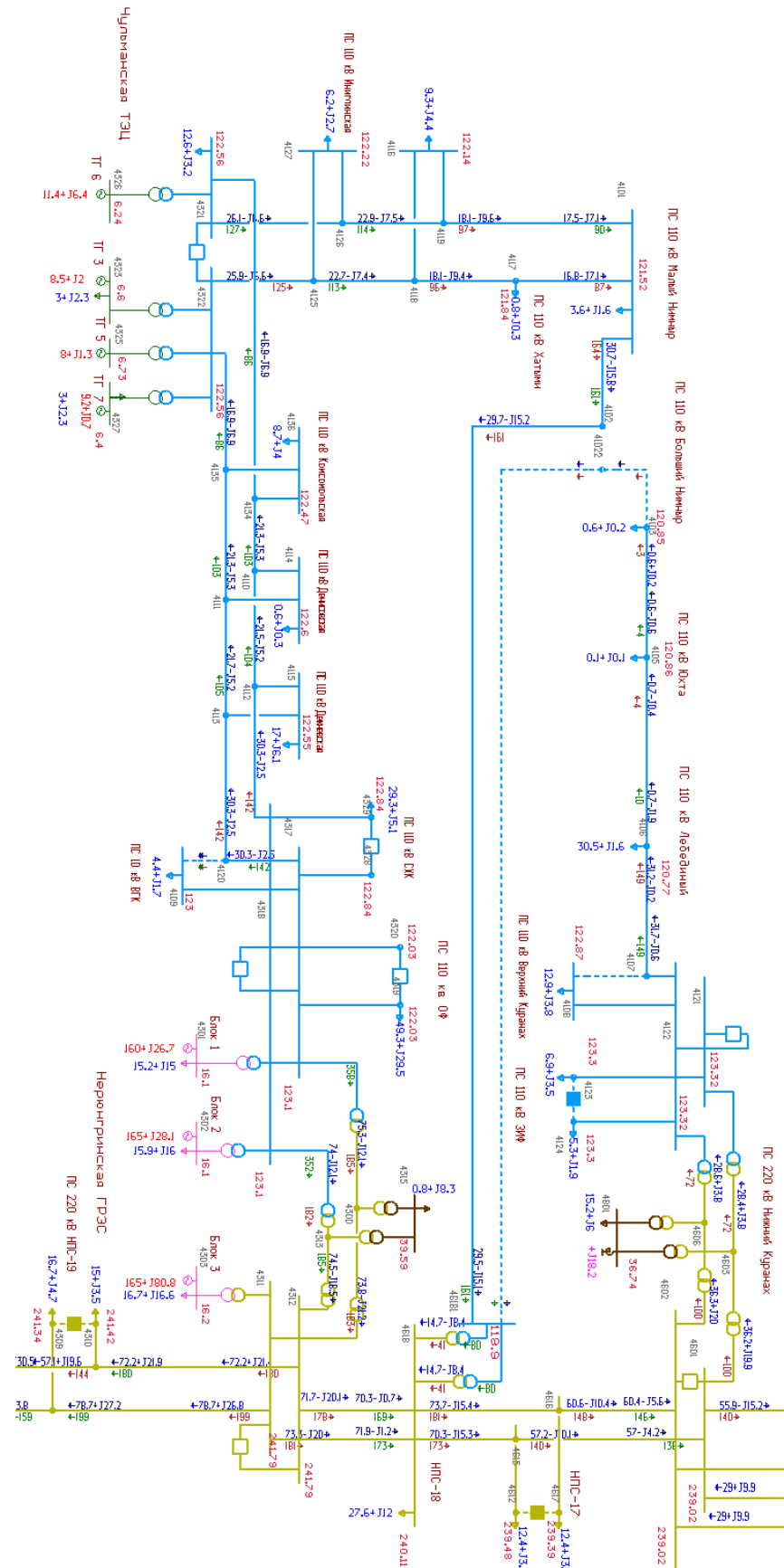
Расчет послеаварийного режима с учётом реализации варианта строительства ЛЭП

Продолжение приложения А



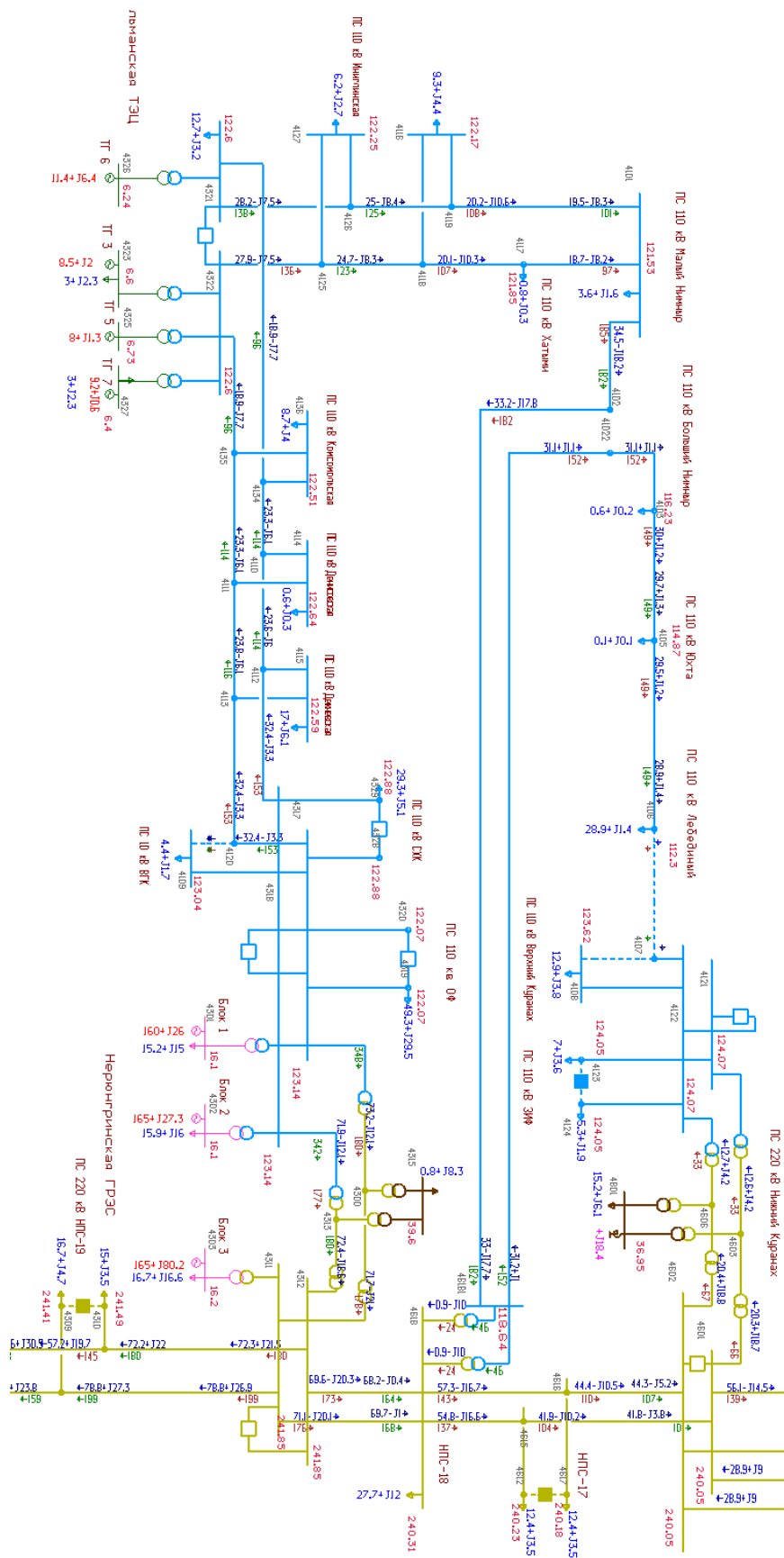
Отключение ВЛ 220 кВ Нерюндинская ГРЭС – НПС-18 № 1

Продолжение приложения А

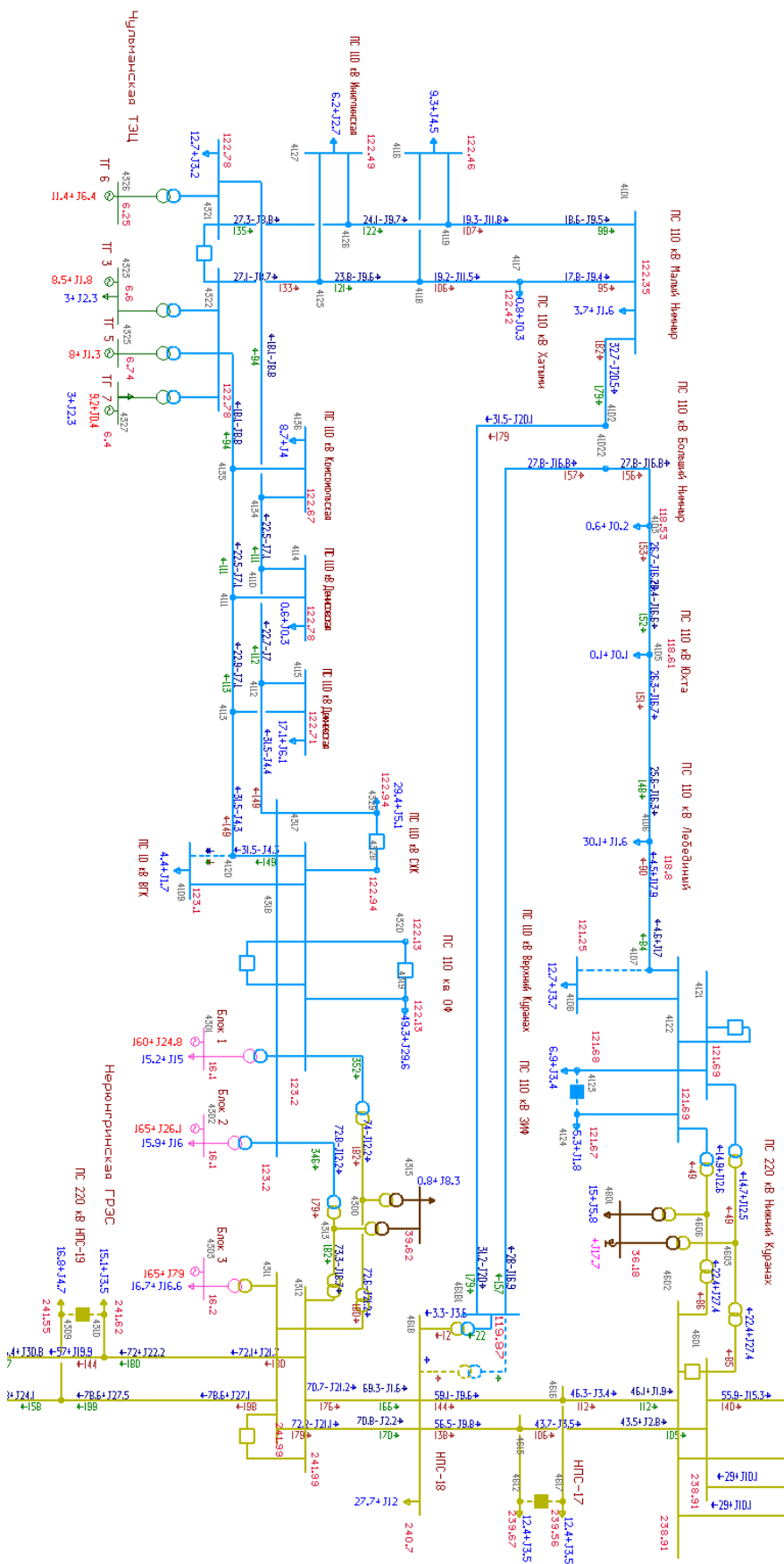


Отключение ВЛ 110 кВ НПС-18 – Большой Нимыр

Продолжение приложения А

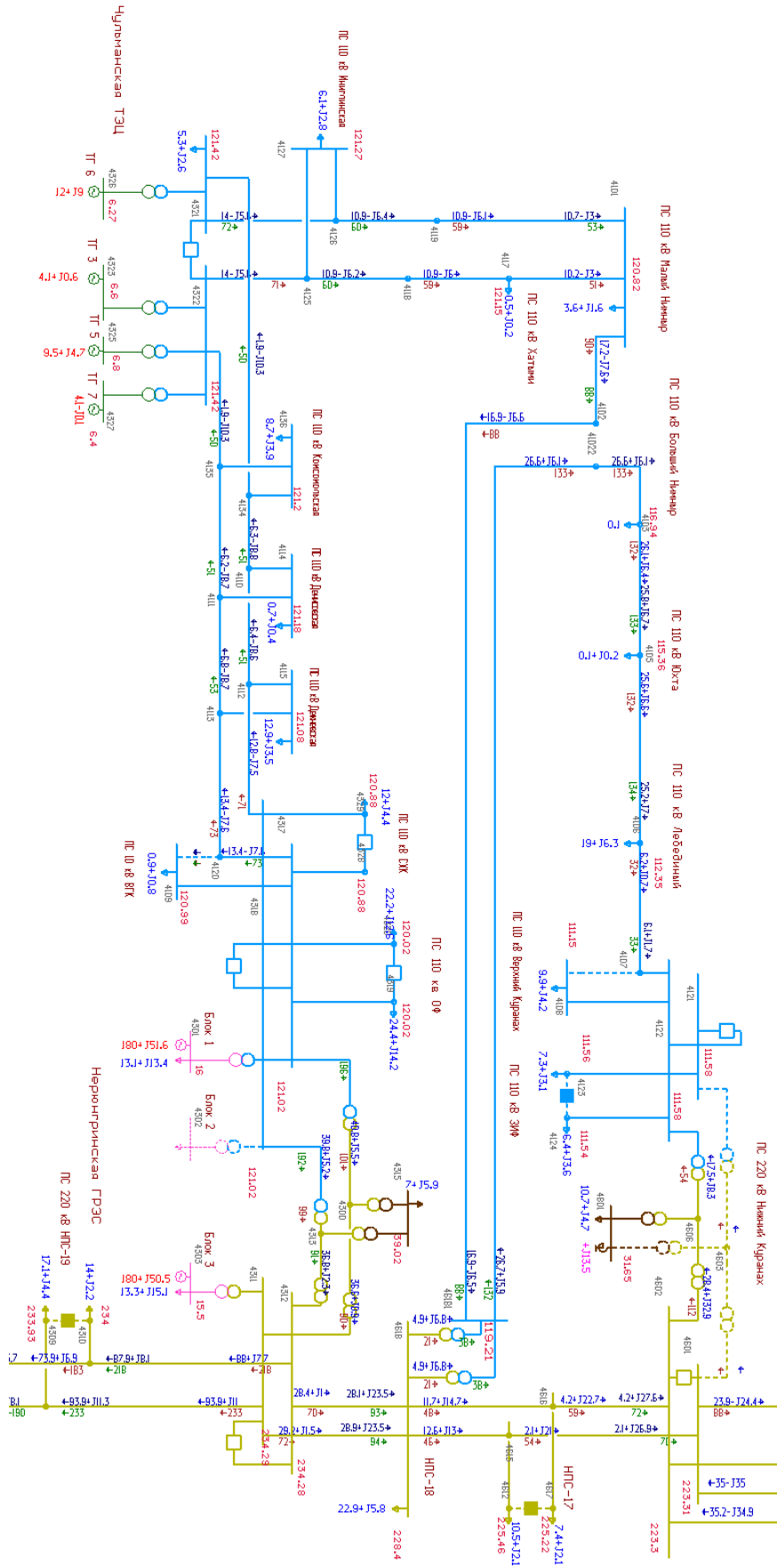


Продолжение приложения А



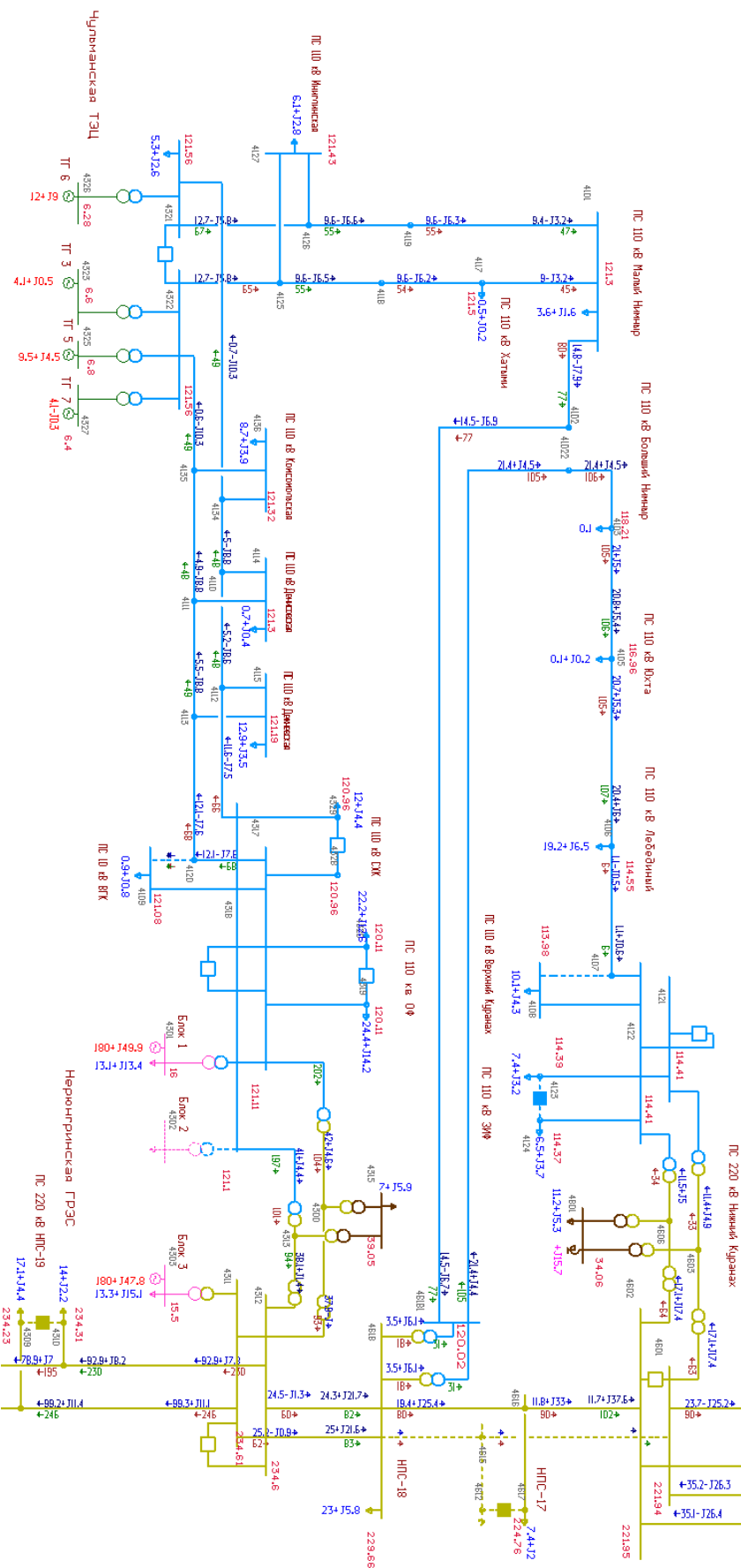
Отключение АТ-1 ПС 220 кВ НПС-18

Продолжение приложения А



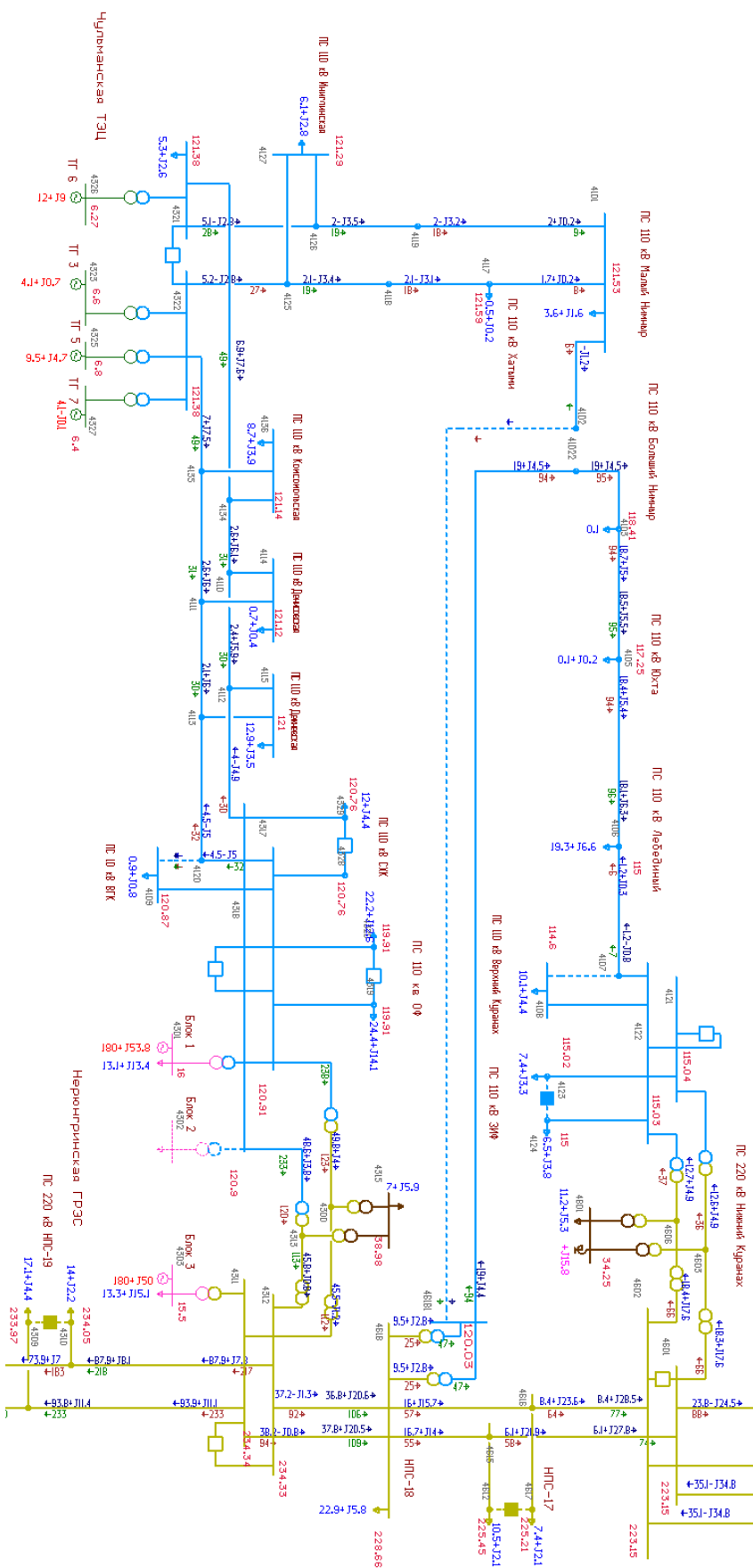
Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Нижний Кураных

Продолжение приложения А

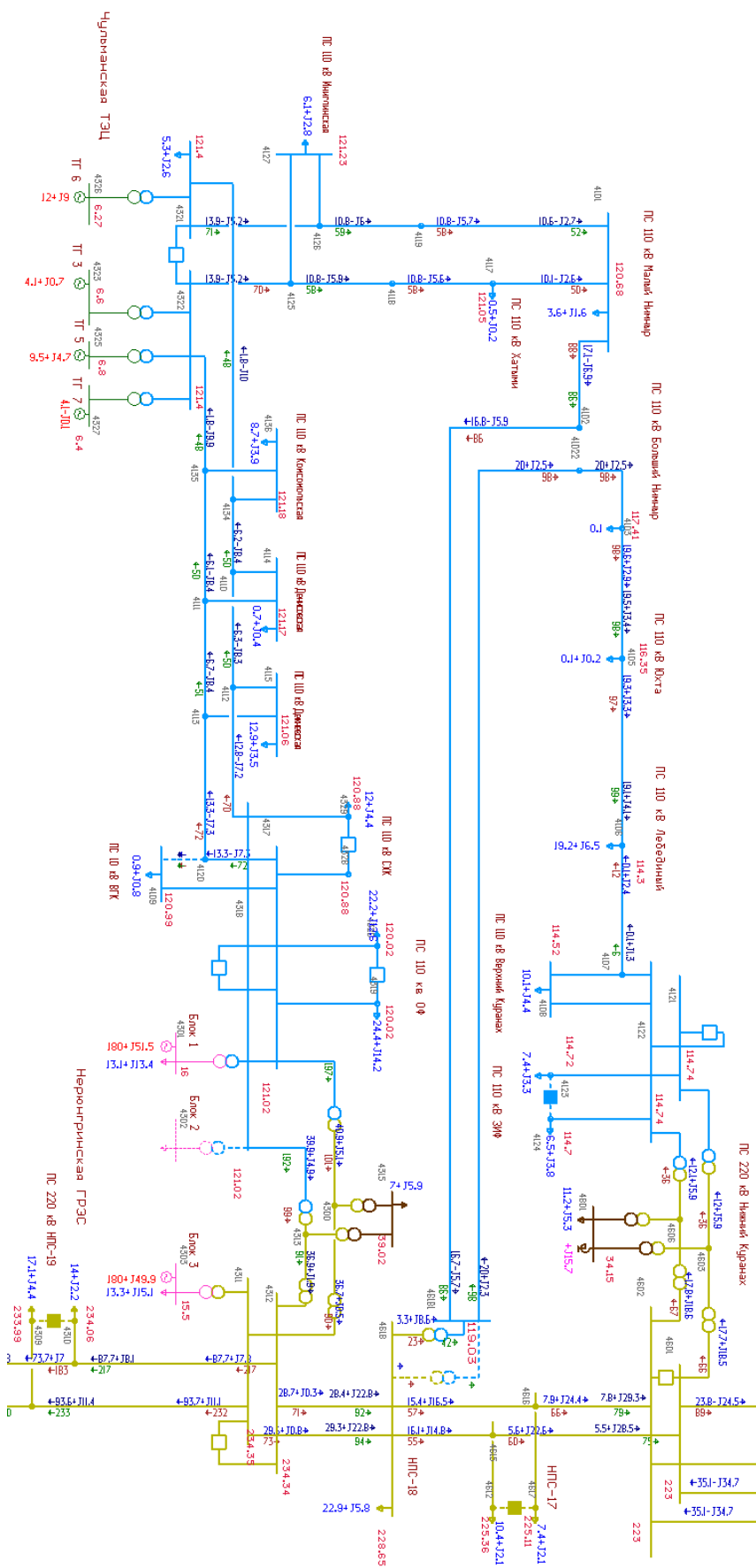


Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Кураных № 1

Продолжение приложения А

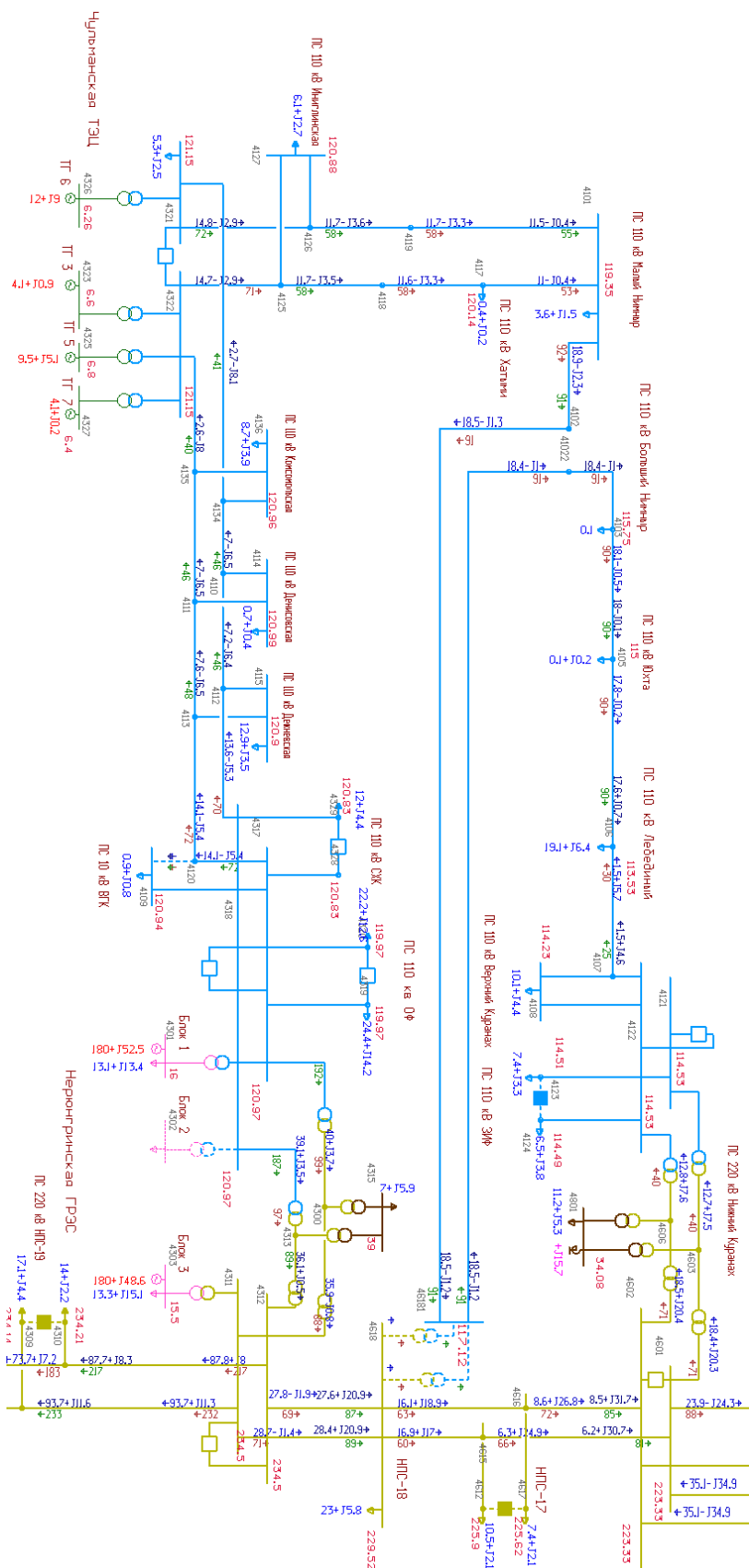


Продолжение приложения А



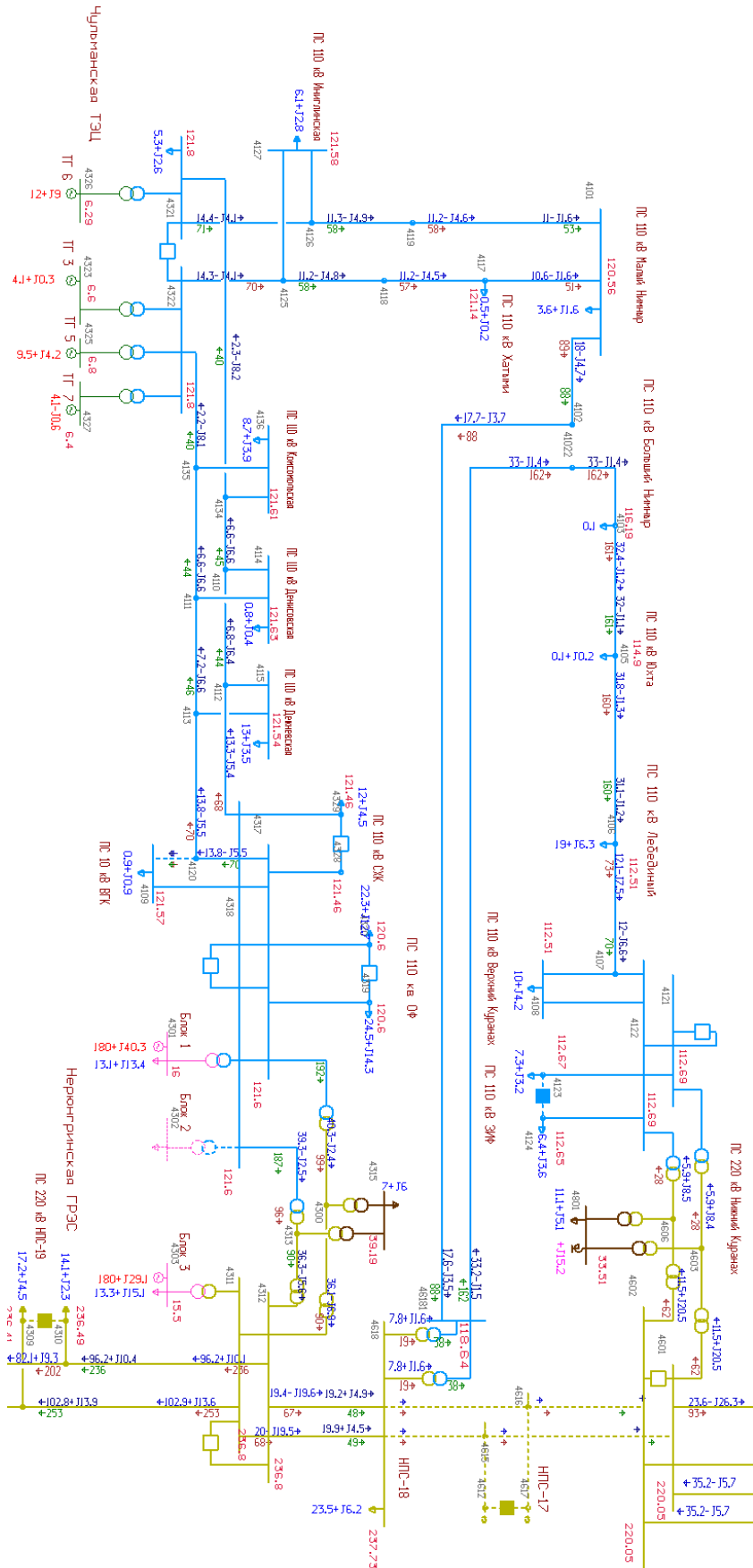
Отключение АТ-1 ПС 220 кВ НПС-18

Продолжение приложения А



Отключение АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ НПС-18

Продолжение приложения А



Отключение ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Курамах № 1 и № 2

Приложение Б

Расчет в программе Mathcad

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{\text{эл}} + K_{\text{ПС}}) \cdot \kappa_{\text{инф}}$$

$$K_{\text{эл}} := C_0 \cdot l$$

$$C_{120} := 987 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{эл2}} := C_{120} \cdot l_0 = 9.87 \times 10^3$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{эл2}} := K_{\text{эл2}} + K_{\text{эл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.13 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

Вариант №1.

$$K_{\text{ку}} := 6392 = 6.392 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{пост}} := 24440 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}} := 10340 \cdot 2 = 2.068 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} = 4.512 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{ПС}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ПС}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 5.165 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$\kappa_{\text{инф}} := 1.59$$

Вариант №1.

$$K_1 := K_{\text{ку}} \cdot \kappa_{\text{инф}} = 1.016 \times 10^4$$

Вариант №2.

Продолжение приложения Б

$$K_2 := (K_{\Sigma_{\text{эл}2}} + K_{\Sigma_{\text{тс}}}) \cdot k_{\text{эф}} = 1.0009456 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_0 + И_{\text{эл}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{эл}} := 0.007 \quad \alpha_{\text{тс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_{\text{эл}} := \alpha_{\text{тс}} \cdot K_1 = 508.164 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{эл}} := \alpha_{\text{эл}} \cdot K_{\Sigma_{\text{эл}2}} + \alpha_{\text{тс}} \cdot K_{\Sigma_{\text{тс}}} = 2.662 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{свал}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{спис}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам}} := \frac{K_1}{T_{\text{спис}}} = 508.164 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{ам}} := \frac{K_{\Sigma_{\text{эл}2}}}{T_{\text{свал}}} + \frac{K_{\Sigma_{\text{тс}}}}{T_{\text{спис}}} = 3.336 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{эл}} + \Sigma W_{\text{тп}}$$

Потери в КУ:

Вариант №1.

$$\Sigma W_{\text{ку}} := 25 \cdot 20 \cdot 0.003 = 1.5$$

Потери в ВЛ:

Вариант №2.

Продолжение приложения Б

$$K_2 := (K_{\Sigma_{\text{эл2}}} + K_{\Sigma_{\text{ос}}}) \cdot \kappa_{\text{шф}} = 1.0009456 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_1 + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{эл}} := 0.007 \quad \alpha_{\text{ос}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_1 := \alpha_{\text{ос}} \cdot K_1 = 508.164 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_2 := \alpha_{\text{эл}} \cdot K_{\Sigma_{\text{эл2}}} + \alpha_{\text{ос}} \cdot K_{\Sigma_{\text{ос}}} = 2.662 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сэл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сос}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам1}} := \frac{K_1}{T_{\text{сос}}} = 508.164 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{ам2}} := \frac{K_{\Sigma_{\text{эл2}}}}{T_{\text{сэл}}} + \frac{K_{\Sigma_{\text{ос}}}}{T_{\text{сос}}} = 3.336 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{эл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в КУ:

Вариант №1.

$$\Sigma W_{\text{ку}} := 25 \cdot 20 \cdot 0.003 = 1.5$$

Потери в ВЛ:

Вариант №2.

Продолжение приложения Б

$$R_2 := 10 \cdot \frac{24.9}{100} = 2.49 \text{ Ом}$$

$$k_{\text{ф}} := 1.05 \quad k_{\text{max}} := 1.2$$

$$P_{\text{эф}2} := k_{\text{ф}} \cdot \frac{R_2}{k_{\text{max}}} = 2.179$$

$$\Delta W_2 := \frac{P_{\text{эф}2}^2 + (P_{\text{эф}2} \cdot 0.4)^2}{110^2} \cdot R_2 \cdot 5500 = 6.232$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл}2} := \Delta W_2 = 6.232$$

Время максимальных потерь:

$$T_{\text{н}} := \left(0.124 + \frac{5500}{10000} \right) \cdot 8760 = 5904.24$$

Суммарные потери в сети:

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вн}}) \cdot 1000 = 1.5 \times 10^3$$

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл}2}) \cdot 1000 = 6.232 \times 10^3$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$c_0 := 1.6 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W_1} := (\Sigma W_1 \cdot c_0) \cdot 10^{-3} = 2.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W_2} := (\Sigma W_2 \cdot c_0) \cdot 10^{-3} = 9.972 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{инт}} = 508.164 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\text{э}2} = 2.662 \times 10^3$$

$$I_{\text{инт}2} = 3.3359 \times 10^3$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{э}2} + I_{\text{инт}2} = 5.9977 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

Продолжение приложения Б

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 1524.492 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 16007.166 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{разница} := Z_2 - Z_1 = 1.44827 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 14482 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

Часть 3.

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_1 \quad T_1 := 433 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 24 \quad \text{ч}$$

$$\cos \phi_1 := 0.83$$

$$P_p := 22000 = 2.2 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 5.28 \times 10^5 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_1) \cdot 10^{-3} = 2.286 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_1 - I_{\text{инв}} = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$P_{\text{год}} := O - I = 2.286 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$H := P_{\text{год}} \cdot 0.24 = 548.698 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения Б

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{чдд} := \sum \left[\frac{\text{Э}_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 4.065 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 6.098 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\text{Э}_1 := -И - K_{t1} = -4.065 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_n)^1} = -3.764 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \text{чдд}_1 = -3.764 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{t2} = -6.098 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_n)^2} = -5.228 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_2 := \text{чдд}_1 + \text{чдд}_2 = -8.992 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := О - И - Н = 1.738 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_n)^3} = 1.379 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_3 := \text{чдд}_2 + \text{чдд}_3 = -7.613 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.738 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

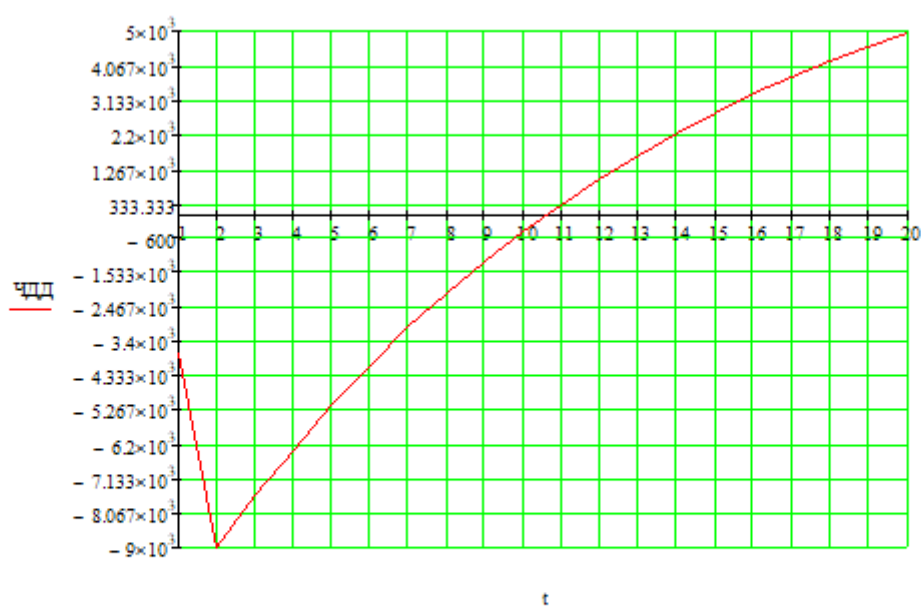
$$\text{чдд}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^4} = 1.277 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_4 := \text{чдд}_3 + \text{чдд}_4 = -6.336 \times 10^3$$

Продолжение приложения Б

$\text{чдд}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 1.183 \times 10^3$	тыс.руб $\text{чдд}_5 := \text{чдд}_4 + \text{чдд}_5 = -5.153 \times 10^3$
$\text{чдд}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 1.095 \times 10^3$	тыс.руб $\text{чдд}_6 := \text{чдд}_5 + \text{чдд}_6 = -4.058 \times 10^3$
$\text{чдд}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 1.014 \times 10^3$	тыс.руб $\text{чдд}_7 := \text{чдд}_6 + \text{чдд}_7 = -3.044 \times 10^3$
$\text{чдд}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 938.74$	тыс.руб $\text{чдд}_8 := \text{чдд}_7 + \text{чдд}_8 = -2.106 \times 10^3$
$\text{чдд}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 869.204$	тыс.руб $\text{чдд}_9 := \text{чдд}_8 + \text{чдд}_9 = -1.236 \times 10^3$
$\text{чдд}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 804.818$	тыс.руб $\text{чдд}_{10} := \text{чдд}_9 + \text{чдд}_{10} = -431.65$
$\text{чдд}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 745.202$	тыс.руб $\text{чдд}_{11} := \text{чдд}_{10} + \text{чдд}_{11} = 313.553$
$\text{чдд}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 690.002$	тыс.руб $\text{чдд}_{12} := \text{чдд}_{11} + \text{чдд}_{12} = 1.004 \times 10^3$
$\text{чдд}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 638.891$	тыс.руб $\text{чдд}_{13} := \text{чдд}_{12} + \text{чдд}_{13} = 1.642 \times 10^3$
$\text{чдд}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 591.565$	тыс.руб $\text{чдд}_{14} := \text{чдд}_{13} + \text{чдд}_{14} = 2.234 \times 10^3$
$\text{чдд}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 547.746$	тыс.руб $\text{чдд}_{15} := \text{чдд}_{14} + \text{чдд}_{15} = 2.782 \times 10^3$
$\text{чдд}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 507.172$	тыс.руб $\text{чдд}_{16} := \text{чдд}_{15} + \text{чдд}_{16} = 3.289 \times 10^3$

Продолжение приложения Б



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{t_0}}{K_2} + 1 = 1.05$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

Чистый доход:

$\text{чд}_1 := \text{Э}_1 = -4.065 \times 10^3$	тыс.руб		
		$\text{чд}_1 := \text{чд}_1 = -4.065 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{чд}_2 := \text{Э}_2 = -6.098 \times 10^3$	тыс.руб		
		$\text{чд}_2 := \text{чд}_1 + \text{чд}_2 = -1.016 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{чд}_3 := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб		
		$\text{чд}_3 := \text{чд}_2 + \text{чд}_3 = -8.426 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{чд}_4 := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб		
		$\text{чд}_4 := \text{чд}_3 + \text{чд}_4 = -6.688 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{чд}_5 := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб		
		$\text{чд}_5 := \text{чд}_4 + \text{чд}_5 = -4.951 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{чд}_6 := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб		
		$\text{чд}_6 := \text{чд}_5 + \text{чд}_6 = -3.213 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{чд}_7 := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб		

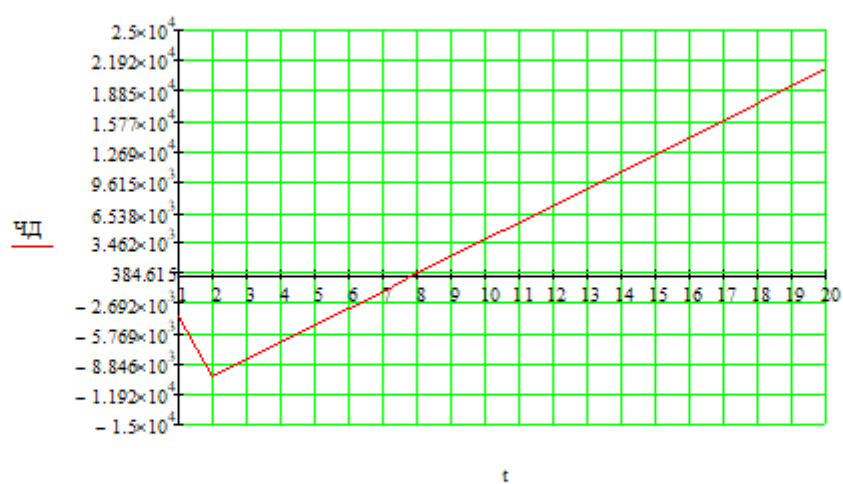
Продолжение приложения Б

$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = -1.476 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 261.974$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 2 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 3.737 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 5.475 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 7.212 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 8.95 \times 10^3$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.069 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.242 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 1.416 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 1.59 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 1.764 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 1.738 \times 10^3$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 1.937 \times 10^4$	тыс.руб
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 2.111 \times 10^4$	тыс.руб

Продолжение приложения Б

$\varphi_d :=$

φ_{d1}
φ_{d2}
φ_{d3}
φ_{d4}
φ_{d5}
φ_{d6}
φ_{d7}
φ_{d8}
φ_{d9}
φ_{d10}
φ_{d11}
φ_{d12}
φ_{d13}
φ_{d14}
φ_{d15}
φ_{d16}
φ_{d17}
φ_{d18}
φ_{d19}
φ_{d20}



Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования.

Продолжение приложения Б

после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 8 лет

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -40 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -60 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 17.096 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта составит 7 лет месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $IDД > 1$. Рентабельность проекта составит 17,096 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение Приложения В

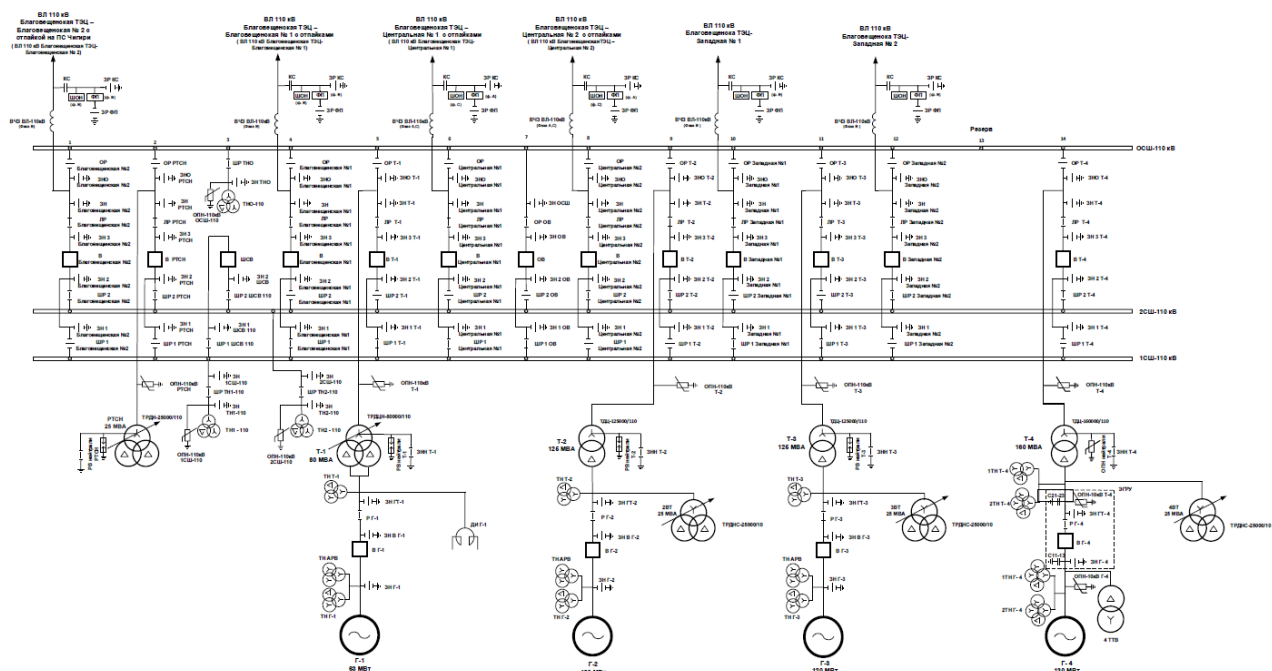


Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС

