

Министерство образования и науки 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) программы «Электроэнергетические системы и
сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 09 » 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие и повышение управляемости электрических
сетей Южно-Якутского энергорайона, питаемых от Нерюнгринской ГРЭС

Исполнитель
студент группы 6420м

 - 06.06.2018
подпись, дата

А.Р. Коновалова

Руководитель
профессор, д.т.н.

 09.06.2018
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры

 09.06.2018
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, к.т.н.

 08.06.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

 09.06.2018
подпись, дата

С.А. Парубченко

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки 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) программы «Электроэнергетические системы и сети»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 21 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Коноваловой Анны Романовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие и повышение управляемости электрических сетей Южно-Якутского энергорайона, питаемых от Нерюнгринской ГРЭС

(утверждено приказом от 24.10.14 № 2651-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11 июня 2018

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материал, собранный во время прохождения преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):
характеристика объекта исследования, современное состояние проблемы, выбор оптимального варианта развития решения, оценка эффективности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) схема развития ЮЯЭР, расчетная часть расчета режима максимальная нагрузка, расчетная часть расчета режима максимальная нагрузка вращающаяся нагрузка

6. Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним разделов)

нет

7. Дата выдачи задания 21.03.2018

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, проректор по учебной работе, профессор, доктор техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 137 с., 19 рисунков, 39 таблиц, 59 источников, 5 приложений.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, РАСЧЁТ НАГРУЗОК, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, РАСЧЁТ РЕЖИМОВ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

В данной магистерской диссертации представлен вариант инновационного развития Южно-Якутского энергорайона.

В процессе разработки и реализации проекта инновационного развития региона решается ряд инженерных задач. Для понимания современного состояния проблемы производится обзор существующих разработок и материалов, который основывается на изучении и анализе различных научных источников, публикаций, статей и т.д. На начальном этапе решается вопрос в технико-экономическом сравнении предложенных вариантов и выбор наиболее оптимального из них. После выбора одного предложенного варианта производится его разработка.

Основными этапами работы также являются расчёт режимов прилегающей сети, расчёт перспективных нагрузок, расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования.

В завершении работы производится оценка её экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика объекта исследования	9
1.1 Общая характеристика энергорайона	9
1.2 Структурный анализ рассматриваемого района проектирования	11
1.2.1 Выделение и структурный анализ источников питания	11
1.2.2 Структурный анализ электрической сети	12
1.2.3 Структурный анализ ЛЭП	13
1.2.4 Структурный анализ подстанций	14
1.3 Прогнозирование электрических нагрузок	19
1.4 Анализ схемно-режимной ситуации	23
2 Современное состояние проблемы по повышению управляемости и снижению потерь в сети	35
2.1 Современные тенденции развития энергетики	35
2.2 Зарубежный опыт инновационного развития энергетики на базе Smart Grid	36
2.3 Средства управления потоками мощности	38
2.4 Анализ мероприятий, направленных на снижение потерь	43
3 Выбор оптимального варианта развития региона	46
3.1 Варианты развития и повышения управляемости сети	46
3.2 Выбор проводника	53
3.3 Проверка силовых трансформаторов	59
3.4 Техничко-экономическая проработка вариантов	61
3.4.1 Техническая проработка первого варианта	62
3.4.1.1 Установка УШР	63
3.4.1.2 Проверка проводника	67
3.4.1.3 Проверка токов короткого замыкания, выбор электротехнических устройств	68
3.4.2 Техническая проработка второго варианта	71
3.4.2.1 Установка УШР	71

3.4.2.2 Проверка проводника	74
3.4.2.3 Проверка токов короткого замыкания, выбор электротехнических устройств	75
3.4.3 Техническая проработка третьего варианта	76
3.4.3.1 Установка УШР	77
3.4.3.2 Проверка проводника	78
3.4.3.3 Проверка токов короткого замыкания, выбор электротехнических устройств	79
3.5 Технико-экономическое сравнение вариантов	80
3.5.1 Расчёт капиталовложений	81
3.5.2 Расчёт эксплуатационных издержек	82
3.5.3 Расчёт среднегодовых расходов	84
4 Оценка надёжности и экономической эффективности	86
4.1 Расчет надёжности	86
4.2 Оценка экономической эффективности проекта	89
4.2.1 Оценка экономической эффективности	90
4.2.2 Оценка рентабельности вариантов	93
Заключение	95
Библиографический список	96
Приложение А Расчёт параметров элементов схемы замещения	102
Приложение Б Результаты расчета режимов	109
Приложение В Экономический расчёт	127
Приложение Г Расчёт надёжности сети	132
Приложение Д Результаты расчёта ЧДД	140

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОПУ - общеподстанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПС – подстанция

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время электроэнергетика страны претерпевает большие изменения. С этой целью создаются новые проекты, стратегии развития, схемы и программы по энергосбережению и т.д. В России 13 ноября 2019 г. Утверждена энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Она определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период. Исходя из её положений основным направлением развития энергетической политики России является переход к инновационному развитию и формированию инфраструктуры новой экономики. Это заключается в повышении уровня надёжности, управляемости и качества электроэнергии.

Актуальность данной темы заключается в том, что в настоящее время Южно-Якутский энергорайон не обладает требуемым уровнем надёжности электроснабжения. В рамках современного развития техники и развития передовых технологий эту проблему можно эффективно решить при помощи использования инновационного оборудования, которое позволит повысить уровень надёжности сети.

Объект исследования - электрические сети 220 кВ Южно-Якутского энергорайона.

Предмет исследования – повышение управляемости и надёжности сетей 220 кВ Южно-Якутского энергорайона.

Цель магистерской диссертации – повысить эффективность функционирования сетей 220 кВ Южно-Якутского энергорайона, их надёжность и управляемость.

Для реализации поставленной цели решается ряд задачи, а именно:

- 1) Анализ схемно-режимной ситуации;
- 2) Выявление «узких» мест;
- 3) Выявление проблем, присущих энергорайону;
- 4) Исследование современного состояния проблем;

5) Повышение управляемости сетей.

Исходными данными к работе является схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 годы, нормальные схемы подстанций прилегающей сети, данные контрольных замеров за 2017 год.

Ожидается, что магистерская диссертация позволит обеспечить эффективность и надёжность электрических сетей 220 кВ Южно-Якутского энергорайона и управляемость.

В ходе выполнения магистерской диссертации использовался ПК RastrWin3, позволяющий проводить исследования и расчеты режимов, отклонений напряжения, уровень потерь и т.д.

Графическая часть проекта представлена однолинейной схемой электрической сети, иллюстрирующей вариант обеспечения надёжности и управляемости.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Для того чтобы выявить проблемы, характерные для рассматриваемого объекта, необходимо на начальном этапе выполнения магистерской диссертации дать ему характеристику, которая будет заключаться в изучении климатических характеристик, технических показателей состояния установленного оборудования, структурном анализе.

1.1 Общая характеристика энергорайона

Для того чтобы в дальнейшем при постановке вопроса о реконструкции сети, выборе электротехнических аппаратов, способе прокладки линий и т.д. принять правильное решение, отвечающее всем климатическим условиям, целесообразности его применения необходимо дать климатическую характеристику рассматриваемому энергорайону, а также характеристику по техническому состоянию линий и ПС.

Южно-Якутский энергорайон находится в южной части Алданского нагорья в междуречье рек Алдан и Тимптон. Рельеф местности относительно низкогорный, в юго-западной части среднегорный. Характерной особенностью рельефа является близкое залегание коренных скальных грунтов и обширное распространение с поверхности крупнообломочных грунтов [50].

Таблица 1 – Климатические условия района [50]

Абсолютная максимальная температура воздуха	+ 35 °С
Абсолютная минимальная температура воздуха	- 61 °С
Среднегодовая температура воздуха	- 9,5 °С
Район по ветру	III (32 м/с)
Снеговой район	III (180 кг/м ²)
Степень загрязнения	2
Район по гололёду	III
Сейсмичность района	8 баллов

Южно-Якутский энергорайон обеспечивает электроэнергией Южно-якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным

источником электроснабжения потребителей энергорайона Нерюнгринская ГРЭС с установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». В настоящее время Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока: связь осуществляется посредством двух ЛЭП 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС-Тында.

В связи с тем, что рассматриваемый район находится в суровом северном районе страны, а некоторые линии и подстанции построены 50-60 лет назад (например ВЛ 110 кВ Юхта - Лебединый), наблюдается общая тенденция износа электрооборудования. На сегодняшний день проблема износа оборудования не решена и остро стоит перед компаниями, обслуживающими электротехнические объекты.

Таблица 2 – Техническое состояние линий и ПС ПАО «Якутскэнерго» [50]

ПАО «Якутскэнерго»	0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	9490,3	1967,9	1417,2	422,5	13297,9
% износа	56	73	50	61	61
Мощность, МВА	839,17	240,4	754,5	-	1834,07
% износа	40	35	35	-	37

Таблица 3 – Техническое состояние линий и ПС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» [50]

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	906,3	298	570,2	-	1774,5
% износа	70	75,7	79,2	-	75
Мощность, МВА	127,6	118,1	554,4	-	800,1
% износа	38,5	62,8	76,6	-	59,3

Из таблиц 2 и 3 видно, что значительная часть линий и подстанций изношена. Эта тенденция характерна для всех классов напряжения. Так как

сети 220 кВ являются связеобразующими, а их отключение может привести к серьёзным последствиям и экономическим потерям, в первую очередь необходимо уделить внимание именно им.

1.2 Структурный анализ рассматриваемого района проектирования

Для того чтобы в дальнейшем рассчитать режим электрической сети, выявить направления перетоков мощности, необходимо провести исследование этой сети на наличие связей, основных источников питания, способе присоединения подстанций к сети, их составе оборудования.

1.2.1 Выделение и структурный анализ источников питания

Основными источниками питания для Южно-Якутского энергорайона являются Зейская ГЭС, Чульманская ТЭЦ и Нерюнгрнская ГРЭС. Их роль заключается в выработке электроэнергии, регулировании перетоков мощности, соединении крупных энергорайонов. В таблице 4 приведён структурный анализ источников питания в рассматриваемом энергорайоне.

Таблица 4 – Структурный анализ источников питания

Наименование ИП	Уровни $U_{ном}$, кВ	Установленные трансформаторы	Схемы РУ
Зейская ГЭС	500; 220; 35; 15,75; 6; 0,4	РУ 500: АОДЦТН- 167000/500/220; ТДЦ-250000/500 РУ220: ТДЦ- 250000/200; ТДЦ- 265000/200	ОРУ 500 кВ: №16 Трансформаторы – шины с полуторным присоединением линий ОРУ 220 кВ: №12 Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин КРУ 6 кВ: №9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин
Нерюнгрнская ГРЭС	220; 110; 15,75; 10	РУ 220: ТДЦ- 250000/220;	№113Н Две рабочие и обходная система шин

Продолжение таблицы 4

		АТДЦТН- 125000/220/110 РУ 110: ТДЦ- 250000/110	№113Н Две рабочие и обходная система шин
Чульманская ТЭЦ	110; 35; 6	РУ 110: ТДТ- 160000/110; ТДЦ-16000/110	№9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин

1.2.2 Структурный анализ электрической сети

Для того чтобы рассчитать режимы электрической сети Южно-Якутского энергорайона необходимо рассматривать сети не только класса номинального напряжения 220 кВ, но и сети 110 кВ. Для этого необходимо провести краткий структурный анализ сетей 110 кВ.

Сеть 220 кВ ЮЯЭР включает в себя три двухцепные магистрали, а именно:

- НГРЭС - Тында (с отпайками на ПС НПС-19);
- НГРЭС - НПС-18;
- НПС-18 – Нижний Куранах (с отпайками на НПС-17).

По конфигурации электрической сети сеть 110 кВ состоит из одноцепных и двухцепных магистралей. Перечень магистралей приведён в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень магистралей сети 110 кВ

Одноцепная магистраль	Двухцепная магистраль
Чульманская ТЭЦ – Хатыми (с отп. на ПС Инаглинская и ПС Угольная)	Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ (с отп. на ПС Дежнёвская и ПС Денисовская)
Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр (с отп. на ПС Инаглинская и ПС Угольная)	
Хатыми - М. Нимныр	
Продолжение таблицы 5	
М. Нимныр – Б. Нимныр	
Б. Нимныр – Юхта	
Юхта – Лебединый	

Н. Куранах – Лебединый (с отп. на ПС Рябиновая и ПС В. Куранах)	
В. Куранах – Н. Куранах	

1.2.3 Структурный анализ ЛЭП

Для составления графа электрической сети и расчёта режимов необходимо знать сечения и длины линий, которыми выполнены сети 220 и 110 кВ.

Тип линий: все линии рассматриваемого района выполнены в воздушном исполнении, кроме двухцепной линии НГРЭС - Тында, выполненной в кабельно-воздушном.

Распределение линий по классам номинального напряжения:

220 кВ: $\Sigma L=918$ км; 110 кВ: $\Sigma L=430$ км.

Интервальная оценка сечений ВЛ:

220 кВ: АС-300, АС-240;

110 кВ: АС-95, АС-120, АС-185.

Интервальная оценка сечений позволят увидеть, какими марками проводов выполнены линии, соответствуют ли они классу номинального напряжения.

Подробная интервальная оценка сечений воздушных линий приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Интервальная оценка сечений ВЛ

Критерии	АС-95	АС-120	АС-185	АС-240	АС-300
Суммарная длина, км	10	375,7	53,8	165	753
Кол-во линий	1	7	1	1	3

Провод АС-95 включает линии:

- В. Куранах-Н. Куранах;

Провод АС-120 включает линии:

- Чульманская ТЭЦ – Хатыми;

- Хатыми- М. Нимныр;

- Чульманская ТЭЦ – М. Нимныр;
- М. Нимныр – Б. Нимныр;
- Б. Нимныр – Юхта;
- Юхта – Лебединый;
- Н. Куранах – Лебединый.

Провод АС-185 включает линии:

- НГРЭС – Чульманская ТЭЦ.

Провод АС-240 включает линии:

- НГРЭС - НПС-18.

Провод АС-300 включает линии:

- НГРЭС - Тында (с отп. на ПС НПС-19);
- НГРЭС - НПС-18;
- НПС-18 – Нижний Куранах (с отп. на ПС НПС-17).

Наиболее распространённым проводом в ЮЯЭР является провод марки АС-120. Этим проводом проложено 7 ЛЭП напряжением 110 кВ. Вторым по популярности идёт провод АС-300. Им проложено 3 линии напряжением 220 кВ.

1.2.4 Структурный анализ подстанций

Для составления графа электрической сети необходимо знать, как присоединена та или иная подстанция к сети, по какой схеме выполнено РУ.

1) Способ присоединения ПС к сети:

Таблица 7 – Способы присоединения подстанций к сети

Узловая	Отпаечная	Проходная	Тупиковая
«Тында»	«НПС-19» отп. от ВЛ 220 кВ НГРЭС-Тында	«НПС-18»	«В. Куранах»

Продолжение таблицы 7

«Нижний Куранах»	«Дежнёвская» отп. от ВЛ 110 кВ НГРЭС-ЧТЭЦ	«Хатыми»	
	«Денисовская» отп. от ВЛ 110 кВ	«М. Нимныр»	

	НГРЭС-ЧТЭЦ		
	«Инаглинская» отп. от ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-Хатыми и ЧТЭЦ- М.Нимныр	«Б. Нимныр»	
	«Угольная» отп. от ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-Хатыми и ЧТЭЦ -М. Нимныр	«Юхта»	
	«Рябиновая» отп. от ВЛ 110 кВ В. Куранах - Лебединый	«Лебединый»	
	«НПС-17» отп. от ВЛ 220 кВ НПС- 18 - Н. Куранах		

2) Распределение подстанций по схемам РУ:

Таблица 8 – Распределение подстанций по типам распределительных устройств

№9 Одна рабочая секционирова нная выключателе м система шин	№4Н Два блока с выключателями и неавтоматическо й перемычкой со стороны линий	№3Н Блок (линия- трансформат ор) с выключателе м	Одна рабочая секциониров анная с обходной система шин	Мостик с выключателям и в цепях линии/в цепях трансформато ров
«НПС-18»	«В. Куранах»	«Рябиновая»	«Н.Куранах»	«Дежневская»
«Н. Куранах»	«Лебединый»	«Юхта»		«НПС-19»
	«Угольная»	«Б. Нимныр»		
	«Инаглинская»	«М.Нимныр»		
	«Денисовская»	«Хатыми»		
	«НПС-17»			

3) Основное электротехническое оборудование подстанций 220 кВ:

Для того чтобы повысить надёжность функционирования электроэнергетической системы необходимо проанализировать установленное

оборудование. В случае его несоответствия сроку службы или моральному износу необходимо рассмотреть возможность его замены.

Основное электротехническое оборудование ПС НПС-19:

На подстанции установлены два трёхфазных трансформатора ТДТН-25000/220.

Сторона 220 кВ выполнена по схеме №220-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

Компоновка РУ 220 кВ выполнена в открытом исполнении. На ОРУ 220 кВ установлены:

- Элегазовые выключатели (баковые) типа ЗАР10Т-245 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока;
- Горизонтально-поворотные разъединители с двигательными приводами типа SGF245пII-100+2E/3MT100;
- Емкостные трансформаторы напряжения DFK-245 ХЛ1;
- Ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПН-П1-220/154/102УХЛ1.

Ошиновка ОРУ 220 кВ выполнена жёсткими шинами.

Сторона 10 кВ выполнена по схеме №10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». ЗРУ 10 кВ представляет собой здание, в котором размещены две секции шин 10 кВ, секционированные выключателем, и два трансформатора собственных нужд мощностью 400 кВА каждый.

Год ввода подстанции в эксплуатацию – 2014.

Основное электротехническое оборудование ПС Нижний Куранах:

Подстанция 220 кВ Нижний Куранах включает в себя распределительные устройства: ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ. На подстанции установлены два автотрансформатора типа АДЦТН-63000/220/110, два трансформатора типа ТМН-10000/35, два трансформатора собственных нужд 6/0,4 кВ мощностью 630 кВА. Компоновка РУ 220 кВ выполнена в открытом

исполнении. Схема ОРУ 220 кВ выполнена по схеме №220-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин».

На ОРУ 220 кВ установлены:

- Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ЗАР1 ДТ-245/ЕК;
- Горизонтально-поворотные разъединители с двигательными приводами типа DBF-245;
- Емкостные трансформаторы напряжения типа VCU-245;
- Нелинейные ограничители перенапряжения типа ОПН-220 ТН 1С.

Сборные шины ОРУ 220 кВ выполнены проводами АС-300/39.

На ОРУ 220 кВ заходят четыре воздушные линии:

- ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1с отпайкой на ПС НПС-16;
- ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16;
- ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17;
- ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17.

По проекту 3753/1-072-020-ЭП ООО «Атомэнергопроект» 2016 г. в настоящее время сооружаются еще две воздушные линии:

- ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот №1;
- ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот №2.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная система шин»

На ОРУ 110 кВ установлены:

- Колонковые элегазовые выключатели типа ЛТВ 145 D1В в количестве 2 шт., установленные на вводах от автотрансформаторов;
- Баковые масляные выключатели типа У-110 (на остальных присоединениях);
- Горизонтально-поворотные разъединители с ручными приводами типа РГ-110 и РНДЗ–110;
- Индуктивные измерительные трансформаторы напряжения НКФ-110-83 ХЛ1;

- Трансформаторы тока типа ТФМ-110-II-I-ХЛ1.

Сборные шины ОРУ 110 кВ выполнены проводами АС-240/39.

На ОРУ 110 кВ заходят пять воздушных линий:

- ВЛ 110 кВ Лебединый – Н. Куранах с отпайкой на ПС В. Куранах;
- ВЛ 110 кВ Н. Куранах – ТДЭС с отпайкой на ПС Нижнеякокитская;
- ВЛ 110 кВ Н. Куранах – В. Куранах;
- ВЛ 110 кВ Н. Куранах – Н. Куранахская ЗИФ №2;
- ВЛ 110 кВ Н. Куранах – Н. Куранахская ЗИФ №1.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин» и осуществляет питание двух трансформаторов Т3 и Т4, и одной ВЛ 35 кВ «Н. Куранах – Карьер».

На ОРУ 35 кВ установлены:

- Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока;
- Горизонтально - поворотные разъединители с ручными приводами;
- Индуктивные измерительные трансформаторы напряжения;
- Нелинейные ограничители перенапряжений.

РУ 6 кВ выполнено по схеме №10-1 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» из комплектных распределительных устройств (КРУ) размещенных в здании.

Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1988.

Основное электротехническое оборудование ОРУ 220 кВ НГРЭС:

ОРУ 220 кВ НГРЭС выполнено по схеме №113Н «Две рабочие и обходная система шин».

На ОРУ 220 кВ установлено:

- Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ЗАР1DT-245/ЕК;
- Горизонтально-поворотные разъединители с двигательными приводами типа SGF-245;

- Ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПН-220/800/158-10-III УХЛ1.

Год ввода в эксплуатацию – 1983.

Выводы и решения по произведённому структурному анализу будут сделаны в комплексе с выводами, которые будут сделаны после расчёта режимов объекта исследования.

1.3 Прогнозирование электрических нагрузок

Для того чтобы проанализировать движение с перспективой на 5 лет вперёд необходимо спрогнозировать электрические нагрузки.

На основании расчётов нагрузок производится выбор и проверка основного оборудования, проверка загрузки трансформаторов в разных режимах работы, проверка сечений проводников электрической сети на термическую и динамическую стойкость.

Проанализировав контрольные замеры за 5 лет была выявлена чёткая тенденция к росту электрических нагрузок, поэтому в качестве базового года был выбран 2017 год.

Зимний контрольный замер – 17 декабря, летний замер – 16 июня.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления [56]

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар}, \quad (2)$$

где P_{cp} , Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (3)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (4)$$

где P_{\max}, Q_{\max} - максимальная мощность;

t_{β} - коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}}, \quad (5)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [56].

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N; \quad (6)$$

где $P_{cp}^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки для Якутии принимаем равный 0,023 [56];

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

В качестве примера определим вероятностные характеристики для подстанции Верхний Куранах:

$$P_{\text{ср.В.Куранах}} = 6 \cdot 0,5 = 3 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ср.В.Куранах}} = 1,7 \cdot 0,5 = 0,85 \text{ Мвар.}$$

Произведём прогноз:

$$P_{\text{ср.В.Куранах}}^{\text{прог}} = 3 \cdot (1 + 0.023)^5 = 3,36 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ср.В.Куранах}}^{\text{прог}} = 0,85 \cdot (1 + 0.023)^5 = 0,95 \text{ Мвар.}$$

Определим также, среднеквадратичную и максимальную мощности.

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot 0,5}{3 \cdot 0,5}} = 1,155 ;$$

$$P_{\text{max.В.Куранах}} = \frac{3,36}{0,5} = 6,72 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{max.В.Куранах}} = \frac{0,95}{0,5} = 1,9 \text{ Мвар};$$

$$P_{\text{эф.В.Куранах}} = 3,36 \cdot 1,155 = 3,88 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{эф.В.Куранах}} = 0,95 \cdot 1,155 = 1,097 \text{ Мвар.}$$

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

Спрогнозированные вероятностные характеристики сведём в таблицу 9.

Таблица 9 – Спрогнозированные вероятностные характеристики

Название ПС	Нагрузки 2017 год, МВт			Спрогнозированные вероятностные характеристики на 5 летнюю перспективу, МВт		
	P_{max}	$P_{\text{ср}}$	$P_{\text{эф}}$	P_{max}	$P_{\text{ср}}$	$P_{\text{эф}}$

Призейская	2	1	1,2	2,6	1,1	1,3
Тутаул	4,3	2,2	2,5	5	2,4	2,8
Дипкун	5,9	3	3,4	6,4	3,3	3,8
Тында	37,4	18,7	21,6	41,2	21	24,2
НПС-19	6,9	3,5	4	28,5	3,9	4,5
НПС-18	8	4	4,6	30,6	4,5	5,2
НПС-17	12,3	6,2	7,1	24,8	6,9	8
Н. Куранах	28,1	14,1	16,2	33,6	15,7	18,2
В. Куранах	6	3	3,4	6,7	3,4	3,9
Рябиновая	2,1	1,1	1,2	2,6	1,2	1,4
Лебединый	14,8	7,4	8,5	16,2	8,3	9,6
Юхта	4,6	2,3	2,7	5,3	2,6	3
Б. Нимныр	6,7	3,4	3,9	7,4	3,8	4,3
М. Нимныр	7,6	3,8	4,4	8,2	4,3	4,9
Хатыми	3,3	1,7	1,9	3,9	1,8	2,1
Угольная	8,2	4,1	4,7	9	4,6	5,3
Инаглинская	1,1	0,6	0,6	1,3	0,6	0,7
Денисовская	2,9	1,5	1,7	3,1	1,6	1,9
Дежневская	12,6	6,3	7,3	13,1	7,1	8,2

1.4 Анализ схемно-режимной ситуации

Для того чтобы выявить проблемы в режимах и определить «узкие» места в энергосистеме необходимо произвести расчёты режимов электрической сети.

Для расчёта режимов использовался ПК «RastrWin3».

ПК «RastrWin3» предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Узбекистана, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии.

В России основными пользователями являются:

- Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЦДУ ЕЭС) и его филиалы;
- Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения;
- Территориальные АО-Энерго и распределительные сетевые компании (РСК);
- Проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ).

Исходными данными для расчёта режимов в ПВК «RastrWin3» являются значения элементов схемы замещения электрической сети, то есть значения активных и реактивных сопротивлений, активных и индуктивных проводимостей линий и трансформаторов, коэффициенты трансформации, каталожные данные трансформаторов.

Активное сопротивление линии моделирует тепловые потери при протекании тока через проводник. Определяется по формуле, Ом:

$$R_l = R_0 \cdot l, \quad (7)$$

где R_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км;

l – длина линии, км.

Реактивное сопротивление линии моделирует электромагнитное взаимодействие между фазами линии. Определяется по формуле, Ом:

$$X_l = X_0 \cdot l, \quad (8)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км.

Активная проводимость линии моделирует потери на коронирование. Определяется по формуле, мкСм:

$$G_l = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2} \cdot l \cdot 10^3, \quad (9)$$

где $\Delta P_{кор}$ - потери мощности на корону, кВт/км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Ёмкостная проводимость линии моделирует реактивную мощность, возникающую между проводом и землёй. Определяется по формуле, мкСм:

$$B_l = B_0 \cdot l, \quad (10)$$

где B_0 – удельная ёмкостная проводимость провода, мкСм/км;

В процессе эксплуатации в трансформаторах неизбежно возникают потери мощности. Потребляемая трансформатором мощность в режиме короткого замыкания расходуется на нагрев его обмоток. В режиме холостого хода мощность потерь складывается из потерь в магнитопроводе (на вихревые токи) и гистерезис. В общем виде активное и реактивное сопротивление трансформатора моделируют потери в меди (нагрузочные потери), активная и ёмкостная проводимость моделируют потери в стали (потери холостого хода).

Активное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$R_{T(вн,сн,нн)} = \frac{\Delta P_{к(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}^2}, \quad (11)$$

где $\Delta P_{к}$ - потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Реактивное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$X_{T(вн,сн,нн)} = \frac{u_{k(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}}, \quad (12)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активная проводимость трансформатора:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2} \text{ Ом}, \quad (13)$$

где ΔQ_x – реактивные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Ёмкостная проводимость трансформатора, мкСм:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2}, \quad (14)$$

где ΔP_x – активные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Подробный расчёт параметров элементов схемы замещения расчётной сети приведён в приложении А.

Основными вкладками для занесения исходной информации являются вкладки: узлы, ветви, трансформаторы.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Призейская	220		1	2,0	17,8	-51,7	-16,6	220,0				220,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Туттаул	220		1	4,3	2,3							227,95	3,61	2,29
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Дипкун	220		1	5,9	3,5							231,76	5,34	3,65

Рисунок 1 – Вкладка «Узлы» в ПВК «RastrWin3»

В качестве исходной информации необходимо внести номер узла, его название, класс номинального напряжения, значение нагрузки.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС Призейская - ПС Туттаул	9,67	42,30	-260,6				54	34		167	23,6
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			ПС Туттаул - ПС Дипкун	5,32	23,30	-143,4				59	27		164	23,1
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ПС Дипкун - ПС Тында	14,46	63,30	-389,4				65	25		174	24,5

Рисунок 2 – Вкладка «Ветви» в ПВК «RastrWin3»

Исходные данные: номер начала и конца линии, её сопротивления и проводимости, для трансформатора - коэффициент трансформации.

	N	Название	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_0	S_ном	U_B	U_H	U_C	dP_кз(...)	dP_к...	dP_хх	I_хх
1	1	АТДЦТН-125000/220	АТ		8	13	11	9	125	230	38,5	121		305,0	65,0	0,50
2	2	АТДЦТН-125000/220	АТ		8	13	12	10	125	230	38,5	121		305,0	65,0	0,50
3	3	АТДЦТН-63000/220	АТ		17	23	21	19	63	230	38,5	121		215,0	45,0	0,50
4	4	АТДЦТН-63000/220	АТ		18	23	22	20	63	230	38,5	121		215,0	45,0	0,50
5	5	ТДЦ-250000/220	2х-обм		8		43		250	242	15,8		650,0		240,0	0,45

Рисунок 3 – Вкладка «Трансформаторы» в ПВК «RastrWin3»

Исходными данными в этой вкладке являются: номер трансформатора, его марка, тип, номера узлов обмоток, номинальные напряжения обмоток, мощности холостого хода и короткого замыкания, ток холостого хода, номинальная мощность. Все эти характеристики приведены в каталоге трансформаторов.

После занесения всех исходных данных, для хорошего восприятия информации и проверки правильности соединения всех элементов схемы замещения, строится графическая часть с использованием встроенных инструментов. На рисунке 4 изображены инструменты, при помощи которых строится графическая часть в ПВК «RastrWin3».



Рисунок 4 – Инструменты графической части в ПВК «RastrWin3».

В качестве исходных данных использовались:

- Однолинейная схема электрической сети 500/220/110/35 Амурской области и Республики Якутия, 2016 г;
- Схема потокораспределения Амурской области и Республики Якутия за 16.12.2016 и 21.06.2016 г;
- Однолинейные схемы подстанций за 2016 год;
- Контрольные замеры за 2017 год;
- Нормальная схема электрических соединений распределительных сетей ЮЯЭР 220/110/35/10/6;
- Нормальная схема электрических соединений Нерюнгринской ГРЭС на 2015 год.

После изучения исходных данных для наглядного понимания картины и объекта исследования, а также для расчёта серии режимов был составлен граф электроэнергетической сети. Граф ограничивается связями с Амурской энергосистемой, Центральным энергорайоном Южной Якутии. На графе изображены сети 220 и 110 кВ, образуемые так называемое кольцо. На графе также указаны источники питания.

На рисунке 5 изображен граф электрической сети, рассматриваемый в работе.

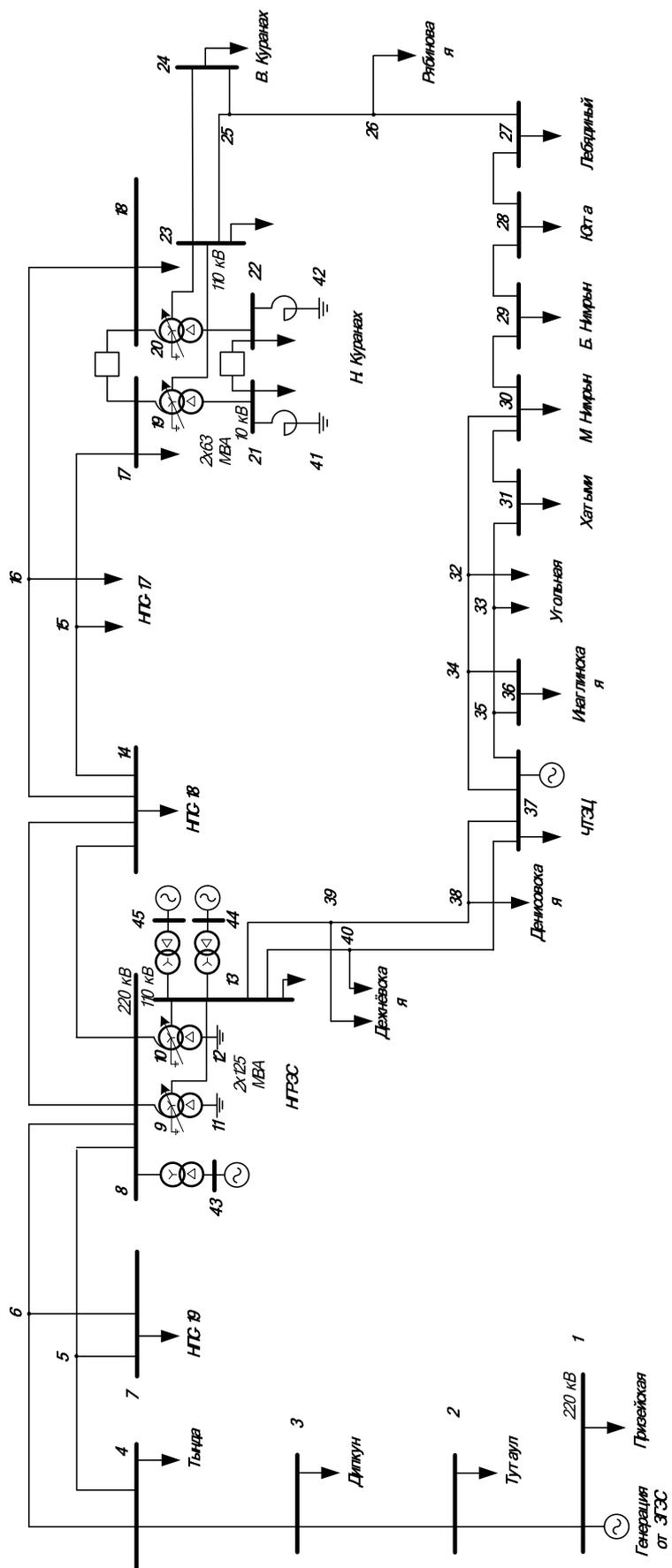


Рисунок 5 – Рассматриваемая сеть

В нормальном режиме для зимних нагрузок наблюдается следующая картина:

1. Отклонение напряжения в сети 220 кВ достигает +10,99 %. Данный факт обусловлен высокой протяженностью и загруженностью линий 220 кВ, увеличением в проводниках реактивной составляющей тока, связанной с выработкой реактивной мощности самой линией, работающей по принципу «длинного конденсатора».

Таблица 10 – Наибольшее значение напряжения в узлах нагрузки, его отклонение в режиме максимума нагрузки

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU, кВ
4	ПС Тында	220	240,31	9,23
5	Отп. на ПС НПС-19№1	220	244,14	10,97
6	Отп. на ПС НПС-19№2	220	244,14	10,97
7	ПС НПС-19	220	244,14	10,97
8	ВН НГРЭС	220	244,18	10,99
9	Нейт. АТ1 НГРЭС	220	234,85	6,75
10	Нейт. АТ2 НГРЭС	220	234,85	6,75
13	СН НГРЭС	110	121,23	10,21
14	ПС НПС-18	220	234,75	6,70
32	Отп. на ПС Угольная №1	110	117,33	6,67
33	Отп. на ПС Угольная №2	110	117,28	6,62
34	Отп. на ПС Инаглинская №1	110	117,92	7,20
35	Отп. на ПС Инаглинская №2	110	117,92	7,20
36	ПС Инаглинская	110	117,92	7,20
37	ЧТЭЦ	110	118,62	7,84
38	Отп. на ПС Денисовская	110	119,35	8,50
39	Отп. на ПС Дежнёвская №1	110	119,56	8,69
40	Отп. на ПС Дежнёвская №2	110	119,54	8,68

2. Потери в сети составляют 15,2 МВт. Наибольшую часть этих потерь составляют нагрузочные потери, т.е. потери в линии.

Таблица 11 – Потери в нормальном режиме максимума нагрузок

№	U _{ном} , кВ	ΔP _Σ , МВт	ΔP _{нагр}	ΔP _{ЛЭП}	ΔP _{Тр}	ΔP _{пост}	ΔP _{кор}	ΔP _{хх}
1	220	11,04	6,99	6,60	0,39	4,04	3,56	0,48
2	110	4,16	3,72	3,39	0,33	0,44	0,00	0,44

В нормальном режиме летних нагрузок наблюдается:

1. Отклонение напряжения в сети 220 кВ достигает +10,52 %, в сети 110 кВ 9,37 %.

Таблица 12 – Наибольшее значение напряжения в узлах нагрузки, его отклонение в режиме минимума нагрузки

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU, кВ
3	ПС Дипкун	220	232,17	5,53
4	ПС Тында	220	239,79	9,00
5	Отп. на ПС НПС-19№1	220	243,14	10,52
6	Отп. на ПС НПС-19№2	220	243,14	10,52
7	ПС НПС-19	220	243,14	10,52
8	ВН НГРЭС	220	243,15	10,52
9	Нейт. АТ1 НГРЭС	220	233,11	5,96
10	Нейт. АТ2 НГРЭС	220	233,11	5,96
13	СН НГРЭС	110	120,31	9,37
14	ПС НПС-18	220	233,47	6,12
32	Отп. на ПС Угольная №1	110	117,85	7,14
33	Отп. на ПС Угольная №2	110	117,79	7,08
34	Отп. на ПС Инаглинская №1	110	118,30	7,54
35	Отп. на ПС Инаглинская №2	110	118,30	7,54
36	ПС Инаглинская	110	118,30	7,54
37	ЧТЭЦ	110	118,85	8,05

Продолжение таблицы 12

38	Отп. на ПС Денисовская	110	119,27	8,43
39	Отп. на ПС Дежнёвская №1	110	119,39	8,53
40	Отп. на ПС Дежнёвская №2	110	119,42	8,56

2. Потери в сети составляют 12,91 МВт. Наибольшую часть этих потерь составляют нагрузочные потери, т.е. потери в линии.

Таблица 13 – Потери в нормальном режиме минимума нагрузок

	$U_{ном}, кВ$	$\Delta P, МВт$	$\Delta P_{нагр}$	$\Delta P_{лэп}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta P_{пост}$	$\Delta P_{кор}$	$\Delta P_{хх}$
1	220	10,55	6,54	6,15	0,38	4,01	3,54	0,47
2	110	2,36	2,16	1,92	0,24	0,20	0,00	0,20

При отключении наиболее загруженной линии 220 кВ НГРЭС - Нижний Куранах возникает как резкое снижение напряжения в сети 110 кВ (до -9,19 %, что соответствует 99,89 кВ), так и повышение напряжения до +9,88 %, в сети 220 кВ уровень напряжения остается в районе +10,15 % (242,33 кВ). Потери в сети резко возрастают до 17,44 МВт, из которых также наибольшую часть составляют нагрузочные потери.

Таблица 14 – Наибольшее значение напряжения в узлах нагрузки, его отклонение в послеаварийном режиме

Номер узла	Название	$U_{ном}, кВ$	$U, кВ$	$\Delta U, кВ$
4	ПС Тында	220	238,90	8,59
5	Отп. на ПС НПС-19№1	220	242,33	10,15
6	Отп. на ПС НПС-19№2	220	242,33	10,15
7	ПС НПС-19	220	242,33	10,15
8	ВН НГРЭС	220	242,35	10,16
9	Нейт. АТ1 НГРЭС	220	234,15	6,43
10	Нейт. АТ2 НГРЭС	220	234,15	6,43
13	СН НГРЭС	110	120,87	9,88
19	Нейт. АТ1 ПС Н. Куранах	220	203,20	-7,64

Продолжение таблицы 14

20	Нейт. АТ2 ПС Н. Куранах	220	203,20	-7,64
23	СН Н. Куранах	110	100,06	-9,03
24	ПС В. Куранах	110	99,95	-9,13
25	Отп. на ПС В. Куранах	110	99,96	-9,13
26	Отп. на ПС Рябиновая	110	99,89	-9,19
27	ПС Лебединый	110	100,02	-9,07
28	ПС Юхта	110	102,46	-6,85
32	Отп. на ПС Угольная №1	110	116,24	5,68
33	Отп. на ПС Угольная №2	110	116,19	5,63
34	Отп. на ПС Инаглинская №1	110	116,99	6,36
35	Отп. на ПС Инаглинская №2	110	116,99	6,36
36	ПС Инаглинская	110	116,99	6,36
37	ЧТЭЦ	110	117,88	7,16
38	Отп. на ПС Денисовская	110	118,73	7,94
39	Отп. на ПС Дежнёвская №1	110	118,97	8,15
40	Отп. на ПС Дежнёвская №2	110	118,96	8,14

Таблица 15 – Потери в послеаварийном режиме

	U _{ном}	ΔP , МВт	$\Delta P_{нагр}$	$\Delta P_{ЛЭП}$	$\Delta P_{Тр}$	$\Delta P_{пост}$	$\Delta P_{кор}$	$\Delta P_{хх}$
1	220	11,46	8,09	7,72	0,37	3,37	2,91	0,46
2	110	5,98	5,54	5,20	0,34	0,44	0,00	0,44

Наблюдаемая ситуация возникает из-за того, что часть перетока, которая в нормальном режиме осуществлялась по сети 220 кВ переходит в сеть 110 кВ, тем самым нагружая сеть 110 кВ до недопустимых пределов.

В режиме наложения аварийного отключения ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1(2) на ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18 №1(2) (расчёт для летних нагрузок) наблюдается повышение уровня напряжения в сети 220 кВ до +8,6 % (238,93 кВ) и резкое снижение уровня напряжения в сети 110 кВ до -51,91 % (52,9 кВ). Уровень потерь составляет 28,07 МВт, преимущественно в сети 110 кВ (22,26 мВт), обусловленные

перегрузкой сети 110 кВ. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ М. Нимныр - Б. Нимныр составляет 107,4 %, ВЛ 110 кВ Б. Нимныр - Юхта 99,4 %, ВЛ 110 кВ Юхта - Лебединый 97,6 %. Рассматриваемый режим наложения недопустим, в связи с превышением в несколько раз допустимых пределов параметров режима. Пропускная способность линий 110 кВ недостаточна для энергоснабжения всех потребителей.

Подробный расчёт приведён в приложении Б.

Основные проблемы, характерные для энергорайона [50]:

1. Технологическая изолированность;
2. Значительная часть оборудования введена в строй более 30-40 лет назад;
3. Эксплуатация энергооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведёт к ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление;
4. Наблюдаются значительные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях;
5. Существуют ограничения в возможности осуществления технологического присоединения новых потребителей;
6. Незрелость сетевой инфраструктуры, низкий территориальный охват, несоответствие пропускной способности сетей потребностям в электрической мощности вновь подключаемых объектов и потенциальных, перспективных потребителей.

Произведя структурный анализ и изучив режимную ситуацию можно сделать вывод о том, что в данном регионе есть проблема по подключению новых потребителей. Это подтверждается результатами расчёта режимов. Также на рассматриваемом объекте есть проблема с обеспечением степени надёжности, что подтверждается при расчёте послеаварийных режимов.

Для рассматриваемого объекта характерно проявление зарядной мощности линии, что отрицательно сказывается на уровне напряжения и потерях.

Основным направлением развития этого региона является:

- 1) Замена старого оборудования на новое;
- 2) Реконструкция сети с увеличением степени резервирования некоторых подстанций, с целью повышения уровня надёжности;
- 3) Установка нового дополнительного оборудования, позволяющего уменьшать технические потери.

В рассматриваемой схеме уже имеются установки, позволяющие решать проблему компенсации зарядной мощности линии и стабилизации напряжения. Такой установкой является УШР 220 кВ мощность 100 МВар, установленного на ПС Тында. Однако мощности этого УШР не хватает и в дальнейшем необходимо рассмотреть вопрос в компенсации реактивной мощности в сети.

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ УПРАВЛЯЕМОСТИ И СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ В СЕТИ

Для того чтобы решать проблемы, выявленные в разделе 1 необходимо применение современных устройств. Чтобы определиться с выбором того или иного устройства нужно провести исследование современного состояния энергетики в этой сфере.

2.1 Современные тенденции развития энергетики

В соответствии с главой VIII энергетической стратегии России до 2030 года основным результатом внедрения мероприятий по развитию энергетики должен быть переход на инновационную платформу [34, 35, 59].

На сегодняшний день одной из основных целей развития российской энергетики выступает энергетическая безопасность. Развитие электроэнергетики должно идти по пути интеллектуализации системы, её инновационного развития, внедрения новых технологий и принципов её управления. Все приведённые пути позволят обеспечить требуемый уровень надёжности, устойчивую работу всех компонентов, бесперебойное электроснабжение.

Немаловажной целью является сохранение целостности Единой энергосистемы, её развитие и дальнейшее объединение. Включение в единый производственный процесс обособленных альтернативных источников электроэнергетики, таких как микрогэс, ветростанции и солнечные станции.

Особое внимание необходимо уделить электрическим сетям. Основные проблемы заключаются в недостаточной пропускной способности сетей, их протяжённостью, слабыми межсистемными связями и их технологических ограничениях.

Увеличение пропускной способности сетей можно реализовать как увеличением сечений проводников, так и оптимизацией распределения потоков мощности по сетям.

Управление потоками мощности в сети должно осуществляться с использованием нового информационно-вычислительного оборудования, способного показать всю картину о состоянии режима, его параметров. Также

для управления потоками мощности необходимо внедрение в сеть нового оборудования, способного регулировать, менять параметры.

С каждым годом вопрос надёжности всё более остро встаёт перед энергетическими компаниями всей страны, экологические и экономические условия становятся всё жёстче, необходимость в непрерывном электроснабжении возрастает.

Вопросы повышения надёжности во многих зарубежных странах уже успешно решаются за счёт создания, так называемой, «умной энергетики» с применением концепции Smart Grid. В нашей стране эта система работает слабо, вопрос в моральном и физическом износе основного оборудования, децентрализации некоторых функций управления электроэнергетикой, которая вызвана всё большим количеством новых малых объектов возобновляемой энергетики, приближении генерации к потребителю остаётся нерешённым [1, 2, 5, 14, 16].

Все вышеприведённые факты говорят о том, что сегодняшнее время для электроэнергетики России самое подходящее для внедрения и реализации новых технологий.

2.2 Зарубежный опыт инновационного развития электроэнергетики на базе Smart Grid

В последнее время во всём мире интенсивно развивается инновационное научно-технологическое направление преобразования электроэнергетики на базе новой концепции, которое получило название Smart Grid (интеллектуальная сеть). США и страны Европейского Союза являются основными идеологами разработки этой концепции. Эта концепция является основой их национальной политики в сфере энергетики.

В основу этой концепции положена система взглядов на роль и место электроэнергетики, требования и цели её развития, принципы и способы создания и реализации необходимого технологического базиса.

Причинами, по которым возникла данная концепция являются:

- рост требований потребителя к надёжности качеству электроснабжения;

- постоянной повышение стоимости электроэнергии;
- снижение надёжности энергоснабжения;
- необходимость повышения энергетической и экологической эффективности электроэнергетики.

Причины, перечисленные выше, характерны и для электроэнергетики России, а это значит, что эта концепция может оказаться полезной для страны.

Необходимо также отметить тот факт, что разработанные на сегодняшний день подходы и варианты концепции воспринимаются положительно. Развитие этих подходов становится за рубежом как одна из основных задач.

Исходные положения концепции, которые приняты при её разработке и развитии за рубежом:

1) Электрическая сеть рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, который даёт возможность улучшить достигнутые свойства энергосистемы и создать новые функциональные свойства;

2) В будущем энергетическая система рассматривается подобно сети Интернет, которая будет поддерживать информационные, энергетические, финансовые и экономические стороны взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка;

3) Разработка концепции должна вестись на различных уровнях: нормативно-правовом, научном, технологическом, управленческом, техническом, информационном;

4) Концепция затрагивает все основные элементы электроэнергетики: генерацию, передачу, распределение, сбыт и диспетчеризацию;

5) Концепция предусматривает развитие новых функциональных свойств энергосистемы, которые в наибольшей степени обеспечивают достижение ценностей новой электроэнергетики.

6) Концепция даёт толчок к переходу к новому технологическому укладу в электроэнергетике, так как носит инновационный характер.

Наиболее масштабные программы и проекты разработаны и реализуются в США, странах Евросоюза, Канаде, Австралии, Китае и Корее. В странах Евросоюза в 2004 году создана технологическая платформа Smart Grid – «Европейская энергетическая система будущего», конечной целью которой является разработка и реализация программы развития Европейской энергетической системы до 2020 года и далее.

2.3 Средства управления потоками мощности

Наиболее эффективным и радикальным средством повышения дальности и мощности передачи электроэнергии является изменение параметров системы электропередачи. Регулирование параметров электропередачи это, в первую очередь, регулирование режимных параметров, таких как напряжения и перетоки мощности, а во-вторых, схемных параметров – ёмкостной проводимости и индуктивного сопротивления [17, 18, 19, 28].

В настоящее время можно выделить два принципиально разных способа регулирования параметров линии электропередачи:

- С помощью сосредоточенных устройств компенсации или настройки (синхронных компенсаторов, реакторов - управляемых и неуправляемых, статических источников реактивной мощности и др.);
- За счёт равномерно распределённой собственной ёмкостной проводимости линии электропередачи [37].

Начальным этапом в развитии электропередачи переменного тока с возможностью управления стало создание тиристора. На базе этого тиристора были созданы быстродействующие регулирующие устройства и коммутационные аппараты. На основе этого изобретения учёными был создан реактор со встречно включенными тиристорами, который позволяет регулировать поток мощности индуктивного характера. Различные модификации и варианты этого реактора с большим успехом используются в электроэнергетики многих стран и носят название статических тиристорных компенсаторов (СТК). Аналогом, или альтернативой, реактора с последовательным соединением тиристоров является реактор с

подмагничиванием, положительным свойством которого является маломощное устройство управления током подмагничивания [29].

С возрастающим развитием электроники и техники создаются всё более новые усовершенствованные модели устройств, позволяющих управлять потоками мощности. Так, например, создание мощных, полностью управляемых приборов – запираемых тиристоров, силовых транзисторов и т.д. привело к созданию высоковольтных преобразователей с широтно-импульсной модуляцией. Таким образом, на платформе схемы инвертора напряжения было создано новое устройство - статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ).

СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности, выполненный на основе полностью управляемых полупроводниковых приборах, так называемых биполярных транзисторах с изолированным затвором по схеме преобразователя напряжения. Он позволяет поддерживать требуемый уровень и качество напряжения, повысить пропускную способность линий электропередачи.

Необходимо также отметить тот факт, что в электроэнергетики многих зарубежных стран лидирующую позицию по установленному количеству и мощности занимают СТК и установки продольной компенсации (УПК) [30, 31, 55]. Продольная компенсация реактивной мощности предполагает дополнительное включение конденсаторов последовательно с нагрузкой через вольтодобавочный или разделительный трансформаторы, что позволяет достичь автоматического регулирования напряжения в зависимости от текущей величины тока нагрузки [15, 20, 39, 52, 53].

Эффективным способом регулирования параметров сети является применение управляемых устройств продольной ёмкостной компенсации, которые позволяют увеличить предел передаваемой мощности по сети [20,52,53]. Одним из устройств повышения пропускной способности линий электропередачи является тиристорно-управляемый последовательный конденсатор (ТУПК). Его основное назначение заключается в ликвидации

субсинхронного резонанса посредством плавного регулирования сопротивления электропередачи. ТУПК - последний из первого поколения устройств FACTS, у которого изменение степени компенсации осуществляется посредством действия тиристоры [48, 55, 58].

Наряду с традиционным оборудованием – синхронными компенсаторами (СК) и статическими тиристорными компенсаторами (СТК) – появляются новые виды плавнорегулируемых устройств, главным образом управляемых шунтирующих реакторов (УШР) различного схмотехнического исполнения, в том числе трансформаторного типа.

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – электромагнитные реакторы, индуктивность которых может плавно регулироваться с помощью системы автоматического управления, что позволяет осуществлять стабилизацию напряжения на воздушных линиях с большой зарядовой мощностью. В комбинации с батареями конденсаторов, включаемых параллельно, УШР являются аналогами статических тиристорных компенсаторов (СТК), позволяя поддерживать напряжение на линиях как в режиме малых, так и больших нагрузок [47, 54].

В отечественной электроэнергетике и электроэнергетики зарубежных стран нашли широкое применение три вида управляемых шунтирующих реакторов:

- УШР, управляемые подмагничиванием постоянным током с помощью специальной обмотки управления;
- УШР, управляемые подмагничиванием постоянным током через расщеплённую нейтраль сетевой обмотки;
- УШР, трансформаторного типа, состоящие из двухобмоточного трансформатора, с напряжением короткого замыкания равным 100 %, и тиристорной группы, включенной во вторичную обмотку.

Стоит отметить, что УШР особенно эффективен при установке на длинных линиях электропередачи, режимы работы которых обусловлены реверсивными перетоками активной мощности и резко переменным графиком

нагрузки. Кроме того, весьма существенно, что оптимальное регулирование уровней напряжения с помощью УШР значительно снижает потери при передаче электрической энергии [4, 26, 42, 57].

Управление сетью может выполняться не только устройствами, способными регулировать потоки мощности, но и устройствами способными регулировать модуль напряжения и фазу (угол поворота). К таким устройствам относятся фазоповоротные трансформаторы (ФПТ), объединённый регулятор перетоков мощности (ОРПМ), вставка постоянного тока (ВПТ) [39, 58].

Фазоповоротный трансформатор (ФПТ) – электротехническое устройство, включающее в себя два отдельных трансформатора: последовательный и параллельный трансформатор. Эти трансформаторы включаются в начале линии (у источника). Регулирование напряжения происходит за счёт поворота вектора суммарного напряжения в начале сети на обмотке последовательного трансформатора. Управляя углом между напряжениями в начале и конце линии, можно менять поток мощности, передаваемой по ней.

Объединённый регулятор перетоков мощности (ОРПМ) – электротехническое устройство, образуемое каскадным включением двух преобразователей напряжения, один из которых включается параллельно линии, а другой последовательно. Возможность более гибкого регулирования потока мощности по линии реализуется при помощи преобразователя, который и обеспечивает возможность произвольного формирования величины и угла напряжения. Кроме того, включением преобразователя в режим потребления реактивной мощности можно добиться ограничения перенапряжения линии в режиме малых нагрузок или холостого хода [58].

Вставка постоянного тока (ВПТ) – преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты [6, 42]. ВПТ позволяет производить соединение двух электрических сетей с одной частотой, но с разными нефиксированными

сдвигами фаз, соединять сети с разной номинальной частотой, а также повышать пропускную способность элементов сети, содержащих «слабые» связи.

Таблица 16 – Способы разрешения проблем за счёт устройств FACTS [58]

Объект воздействия	Проблема	Способ воздействия	ТИП устройства FACTS
Напряжение	Низкие уровни напряжения при высокой загрузке линий	Генерация реактивной мощности	СТК, СТАТКОМ
		Снижение реактивного сопротивления линии	ТУПК
	Высокие уровни напряжения при низкой загрузке линий	Потребление реактивной мощности	СТК, УШР, СТАТКОМ
	Низкие уровни напряжения, приводящие к отключениям потребителей	Генерация реактивной мощности	СТК, СТАТКОМ
Поток мощности	Потокораспределение между параллельными линиями электропередачи	Регулирование реактивного сопротивления	ТУПК, РФУ, ОРПМ
		Регулирование фазового угла	РФУ, ОРПМ
	Реверс потока мощности	Регулирование фазового угла	РФУ, ОРПМ
Продолжение таблицы 16			
Уровни токов короткого замыкания	Высокие уровни токов короткого замыкания	Ограничение уровней токов короткого замыкания	ТУПК, ТПР

Исходя из таблицы 16 можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день существует множество устройств, при помощи которых можно решать вопросы, касающиеся управляемости электроэнергетических систем. Эффективным средством потребления реактивной мощности является УШР,

который используют на длинных линиях электропередачи. Это устройство не только компенсирует реактивную мощность, но и стабилизирует напряжение в узлах нагрузки.

2.4 Анализ мероприятий, направленных на снижение потерь

Рассмотрев основные тенденции развития электроэнергетики России можно сделать вывод о том, что уже сейчас необходимо активно прибегать к использованию новых технологий, позволяющих уменьшать потери электроэнергии в электроэнергетических системах. На сегодняшний день нет единой классификации мероприятий по снижению потерь, однако все мероприятия можно разделить на две большие группы:

1) По снижению технических потерь, в которой также можно выделить два направления:

а) организационные, практически не требующие дополнительных денежных средств для внедрения;

б) технические, которые требуют дополнительных капитальных вложений и которые, в свою очередь, можно разделить на две подгруппы:

- с целевым эффектом снижения потерь – внедряются специально для снижения потерь;

- с сопутствующим эффектом снижения потерь – внедряются, как правило, с целью развития электрических сетей.

2) По совершенствованию системы учета электроэнергии. В этой группе можно также выделить две подгруппы:

а) совершенствование учёта электроэнергии и метрологического обеспечения измерений;

б) совершенствование организации работ по повышению достоверности определения потребленной электроэнергии [8, 9, 10]

Описанную классификацию наиболее подробно можно представить в виде схемы, представленной на рисунке 2.



Рисунок 6 – Структура мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Рассмотрим мероприятия по снижению технических потерь, которые делятся на организационные и технические [11, 21, 33, 43, 44].

К организационным мероприятиям можно отнести такие мероприятия как:

- снижение потребления электроэнергии на собственные нужды станций и подстанций;
- симметрирование (выравнивание) нагрузок фаз линий;
- оптимизация схем электрических сетей (состав рабочего оборудования, выбор оптимальных мест размыканий сетей, оптимальное распределение нагрузок между подстанциями и т.д.);
- оптимизация режимов работы электрических сетей по реактивной мощности и напряжению.

К техническим мероприятиям с сопутствующим эффектом относят такие мероприятия как:

- замена старого оборудования на новое (реконструкция электросетевых объектов);
- повышение номинального напряжения сети.

К техническим мероприятиям с целевым эффектом относят такие мероприятия как:

- установка устройств продольной и поперечной компенсации и регулировочных трансформаторов;
- использование современного оборудования с улучшенными характеристиками;
- установка устройств РПН [8].

В целях снижения потерь электроэнергии многие электросетевые компании идут по пути реализации технических мероприятий с целевым эффектом. Это мероприятие на практике выражается, например, в установке управляемого шунтирующего реактора или СТК.

Примером технических мероприятий с сопутствующим эффектом может послужить строительство новой линии, которая позволяет разгрузить транзит электроэнергии по уже имеющимся линиям, тем самым уменьшив потери электроэнергии. Замена старого проводника на новый, с улучшенными свойствами тоже может быть примером реализации этой группы мероприятий.

Примеров реализации приведённым мероприятий может быть много, объединяет их одно - снижение потерь электроэнергии, что на сегодняшний день является актуальным.

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ РЕГИОНА

Для того чтобы решить проблемы, которые были выявлены в 1 разделе необходимо разработать несколько вариантов развития энергорайона, а затем провести их сравнительный анализ.

3.1 Варианты развития и повышения управляемости сети

Так как на рассматриваемом объекте в будущем прогнозируется большой прирост электрических нагрузок, а расчёт режимов показал, что с увеличением

нагрузки возникнут проблемы в сети, то необходимо рассмотреть варианты строительства линии, которая позволит решить выявленные проблемы.

Одним из основных направлений развития региона является реконструкция сети с увеличением степени резервирования некоторых подстанций, с целью повышения уровня надёжности.

При разработке строительства новой линии 220 кВ необходимо ориентироваться на следующие эффекты от её строительства:

- уменьшение потерь электроэнергии в сетях;
- обеспечение возможности технологического присоединения объектов электроэнергетики;
- повышение степени надёжности сети.

Исходя из схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) можно сказать, что одним из крупных потребителей электроэнергии на территории Республики является ПАО «Транснефть» [50]. В соответствии с распоряжением Правительства РФ от 31.12.2004 «1737-р ПАО «Транснефть» осуществляет реализацию проекта «Увеличение пропускной способности ВСТО до 80 млн. тонн в год», включая строительство объектов внешнего электроснабжения трубопровода – нефтеперекачивающих станций. В связи с увеличением объёмов транспортировки нефти в период до 2025 года прогнозируется значительное увеличение потребления электроэнергии и мощности объектами ВСТО на территории Южно-Якутского энергорайона.

На территории Южно-Якутского энергорайона находятся 3 НПС: НПС-17, НПС-18 и НПС-19. Эти нефтеперекачивающие станции имеют немаловажное значение для энергетики рассматриваемого энергорайона, так как вносят большой вклад в развитие региона. Прогноз потребности в электрической мощности НПС приведён в таблице 9.

Из приведённой таблицы видно, что электропотребление на НПС Южно-Якутского энергорайона вырастет в 2-3 раза, в связи с чем необходимо обеспечить дополнительное питание этим подстанциям [50]. Такая же тенденция наблюдается в общем по энергорайону, а это значит, что в

ближайшие 5 лет нагрузка на электрические сети повысится. Эту тенденцию можно увидеть в таблице.

Исходя из графа электрической сети, выбранного участка проектирования, приведённого на рисунке 5 рассмотрим 3 варианта строительства линии:

1. Строительство двух ВЛ 220 кВ: НГРЭС - НПС №19 и НГРЭС - Нижний Куранах;
2. Строительство ВЛ 220 кВ НГРЭС - НПС №19 - Нижний Куранах;
3. Строительство ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС №19 - Томмот.

Все три варианта строительства позволят обеспечить электроэнергией нефтеперекачивающие станции с учётом их пророста нагрузок, разгрузить транзит мощности по сети 110 кВ, повысить степень надёжности объекта исследования.

На рисунке 7 изображена карта-схема расположения объектов всех вариантов, в том числе исходного. Благодаря этой карте-схеме можно визуально определить отличие вариантов, целесообразность их рассмотрения, географические характеристики и т.д.

На рисунке 8 изображена детализация заходов линии при 1, 2 и 3 варианте строительства линии. Это сделано для того, чтобы чётко можно было понять принцип заходов линии на подстанцию, тип присоединения подстанции к сети, необходимые меры, для реализации того или иного проекта.

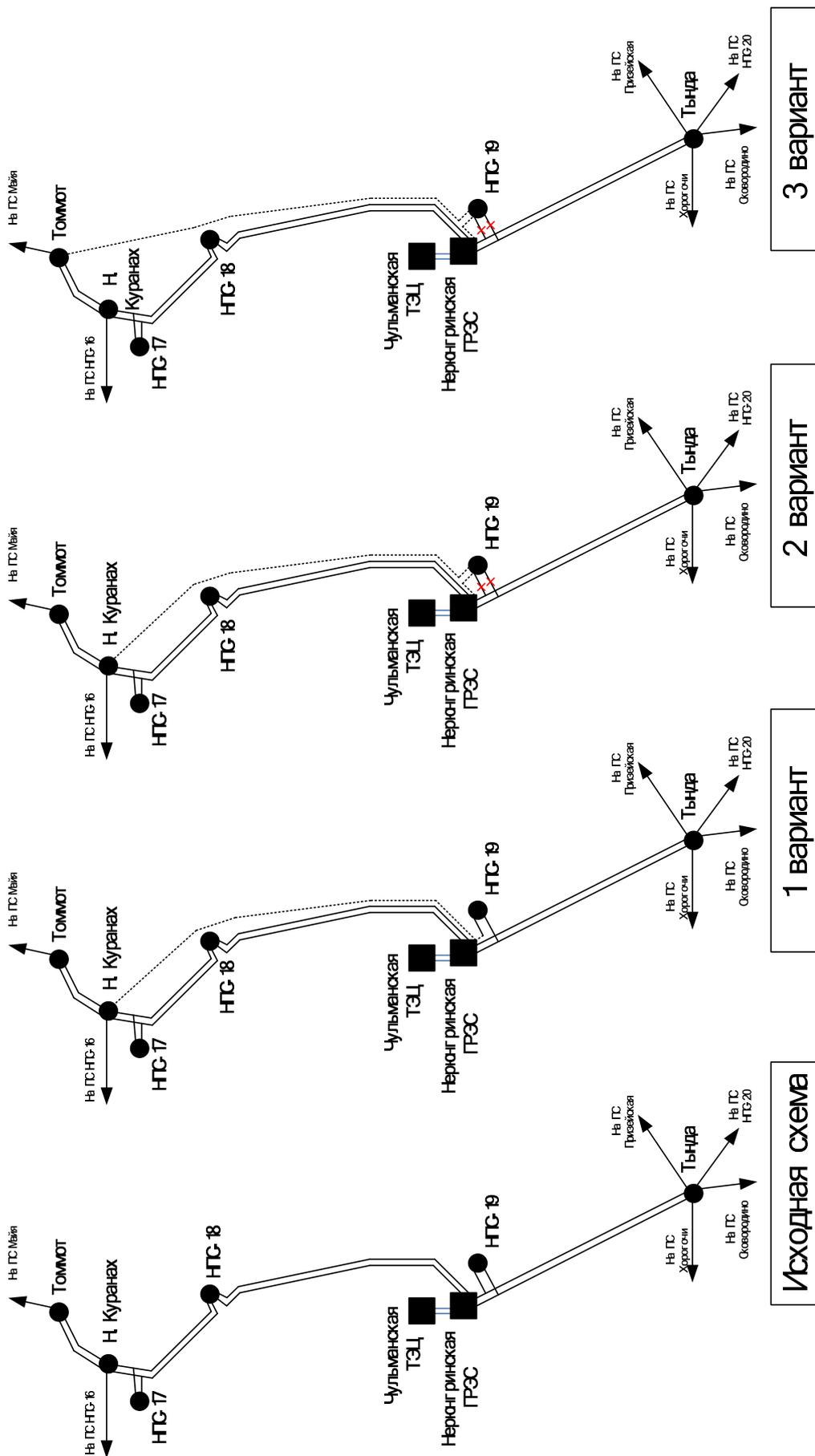


Рисунок 7 – Карта-схема расположения объектов

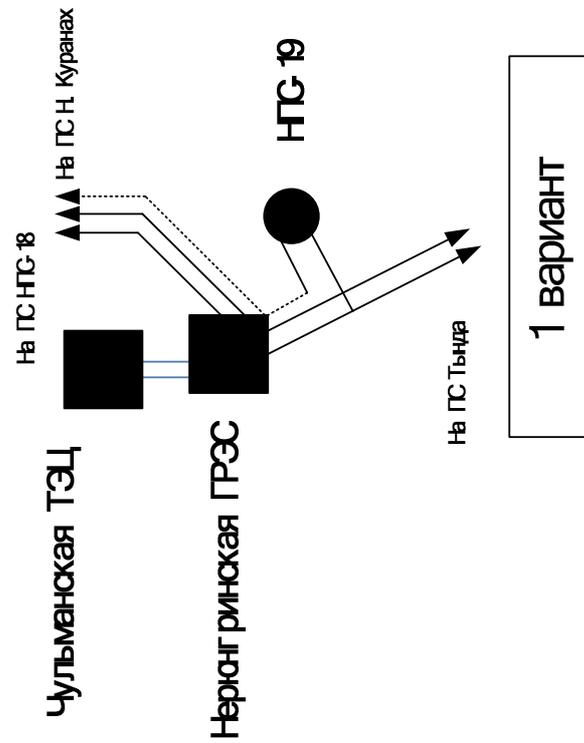
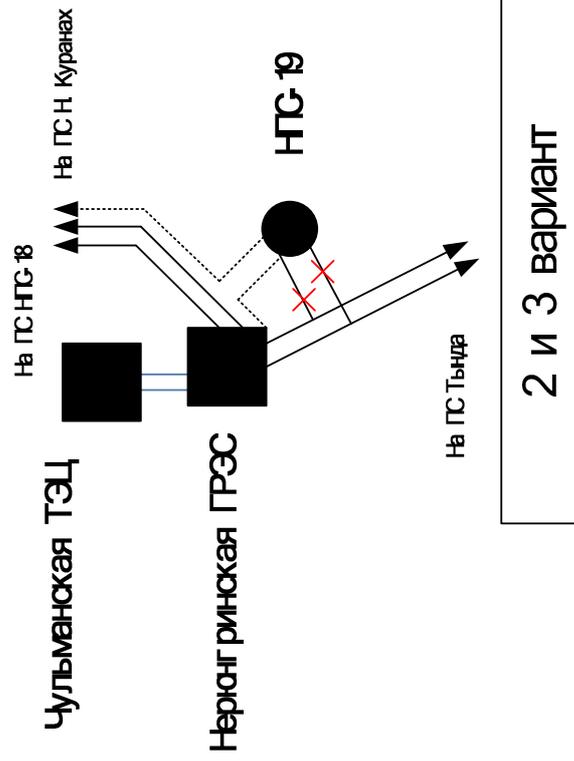


Рисунок 8 – Детализация заходов на НПС-19

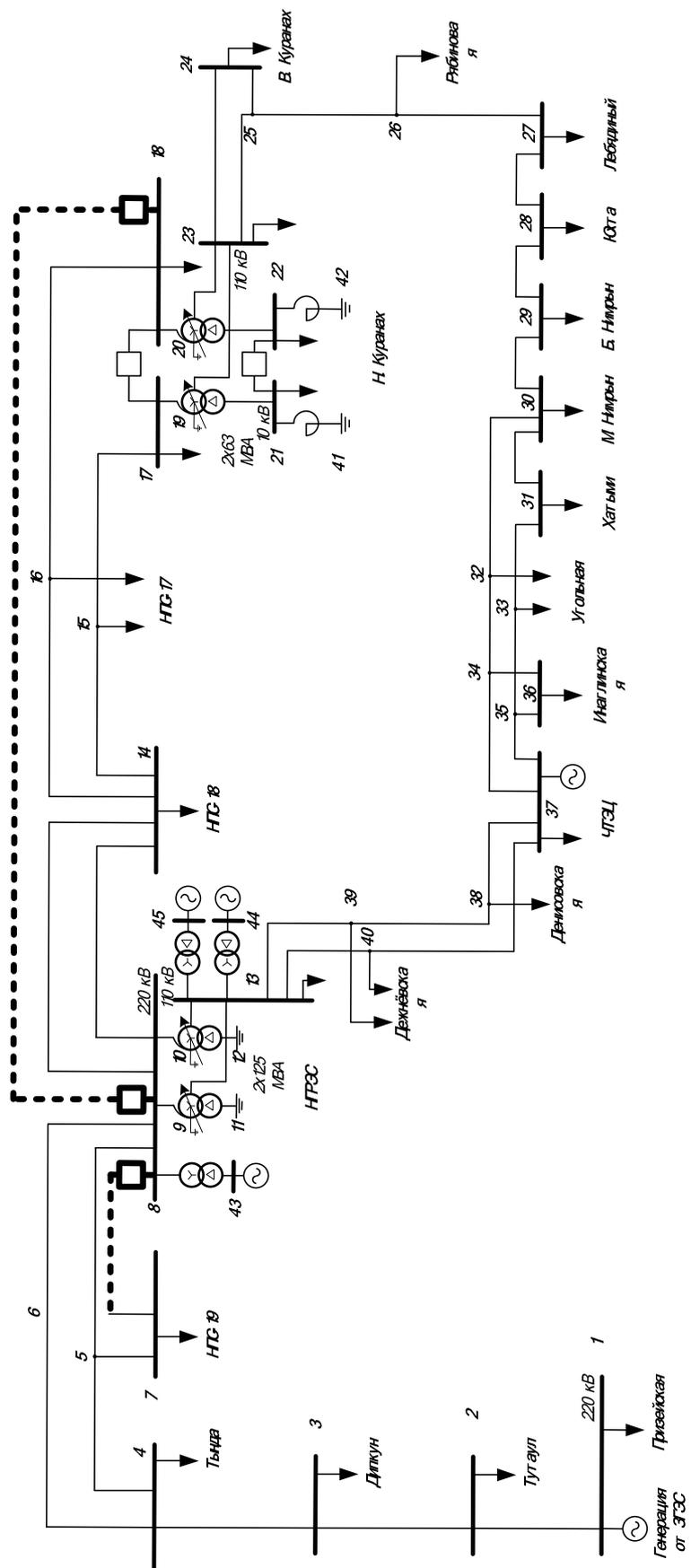


Рисунок 9 – Первый вариант строительства

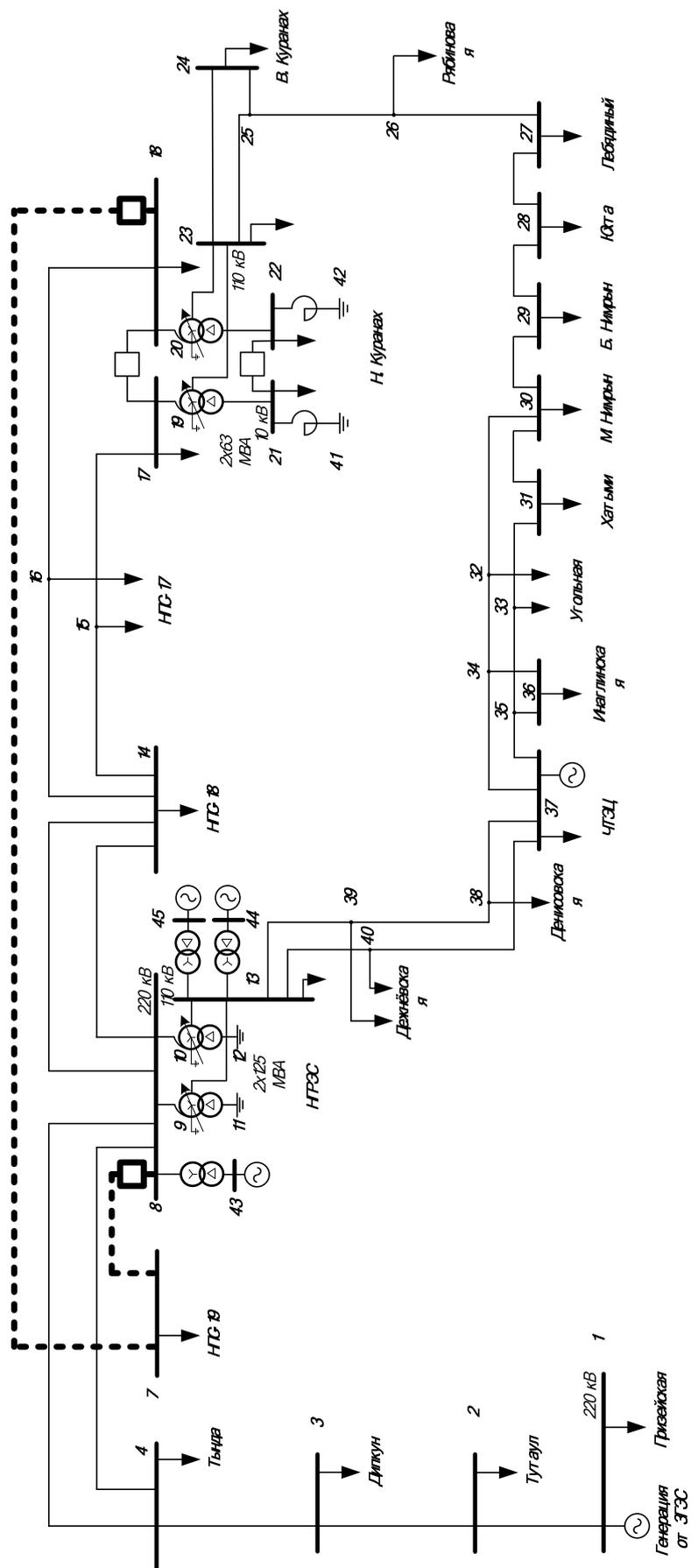


Рисунок 10 – Второй вариант строительства

Первый вариант строительства позволит обеспечить питанием ПС НПС-19, с учётом роста её нагрузки, увеличить степень надёжности сети, а также разгрузить транзит мощности по сети 110 кВ. При реализации этого варианта строится две отдельные линии. Первая линия строится для присоединения ПС НПС-19 к сети. Вторая линия осуществляет связь с ПС Н. Куранах.

Второй вариант позволит также обеспечить питанием ПС НПС-19, с учётом роста её нагрузки, увеличить степень надёжности сети, а также разгрузить транзит мощности по сети 110 кВ. При реализации этого варианта строится линия до ПС Н. Куранах с заходом на ПС НПС-19, при этом происходит демонтаж отпаек от ВЛ 220 кВ Тында - НГРЭС.

Третий вариант несёт такую же смысловую нагрузку, что и второй, однако в дополнении ко всему осуществляет дополнительную связь с центральным энергорайоном. Реализация этого варианта осуществляется таким же образом, как и во втором варианте, но линия доходит до ПС Томмот.

3.2 Выбор проводника

Для того чтобы произвести технико-экономическую оценку вариантов необходимо определиться с типом проводника, который будет рассматриваться в дальнейшем в каждом варианте. Во втором разделе было сказано, что одним из способов уменьшения потерь является применение новых проводников с улучшенными характеристиками. В настоящее время в условиях рыночной экономики производители проводников предлагают разный ассортимент своей продукции, отличающийся по многим характеристикам и ценовой категории.

При разработке технических решений проектируемой воздушной линии рассматриваются провода следующих марок [23, 32]:

1) АС – сталеалюминевый провод со стальным сердечником и алюминиевой токопроводящей жилой.

Это классический проводник, применяемый почти на всех линиях электропередачи России и изготавливаемый на разные классы номинального напряжения.

2) АСТ – сталеалюминевый провод со стальным сердечником и проволока из алюминиевого термостойкого сплава, скрученных концентрическими витками поверх стального сердечника.

Провод АСТ имеет следующие преимущества в сравнении с АС:

- Повышенная механическая и термическая стойкость;
- Провода марки АСТ способны передавать большие токи;
- Одинаковая конструкция с традиционными проводами АС;
- Высокая термическая стойкость;
- В области высоких температур способны противостоять обледенению

без применения средств борьбы с гололедом.

3) АСк2у – облегченный компактный провод с сердечником из высокопрочных стальных проволок и алюминиевой токопроводящей жилой из профилированных проволок трапециевидной формы.

Провод АСк2у имеет следующие преимущества в сравнении с АС:

- Большая механическая прочность;
- Возможность увеличения пролётов между опорами;
- Уменьшение массы гололёда за счёт уменьшения диаметра провода;
- Снижение ветровых нагрузок;
- Меньшее электрическое сопротивление.

4) АААС-Z – компактный провод из скрученных Z-образных проволок.

Провод АААС-Z имеет следующие преимущества в сравнении с АС:

- Большая механическая прочность;
- Возможность увеличения пролётов между опорами;
- Меньшее электрическое сопротивление;
- Уменьшение массы гололёда за счёт меньшего диаметра;
- Уменьшение внутренней коррозии, тем самым увеличение степени

надёжности и срока службы.

Каждый провод обладает своими уникальными свойствами, зависящими от конструкции и применяемых в их изготовлении материалов.

В таблице 17 представлены характеристики проводников, по которым можно судить о преимуществах каждого рассматриваемого проводника.

Таблица 17 – Характеристики проводов АС 300/39, АСк2у-300/39 и АААС-Z-346

Характеристика	АС-300/39	АСТ-300/39	АСк2у-300/39	АААС-Z 346-2Z
Сечение провода общее, мм ²	339,6	339,6	336,1	351,0
Сечение провода по алюминию, мм ²	301,0	301,0	297,5	351,0
Внешний диаметр, мм	24,0	24,0	21,5	22,4
Масса провода, кг/м	1,132	1,132	1,116	0,982
Прочность на разрыв, Н	90574	97322	106350	111270
Допустимое напряжение в режиме максимальной нагрузки, кг/мм ²	12,15	13,1	14,51	14,54
Допустимое напряжение в режиме среднеэксплуатационной нагрузки, кг/мм ²	8,1	8,8	9,68	9,7
Максимальная допустимая рабочая температура, °С	70	210	90	90
Максимальный ток при нагреве провода до 25 °С, А	710	998	714	727

Таблица 18 – Стоимость проводов

Марка	Стоимость на 01.01.2000 г., тыс. руб.	Стоимость на 01.01.2018 г., тыс. руб.
АС-300/39	66,24	337,32
АСТ-300/39	92,53	471,19
АСк2у	84,11	428,32
АААС-Z 346-2Z	101,15	515,10

Анализ стоимости проводов представим в виде диаграммы на рисунке 12.

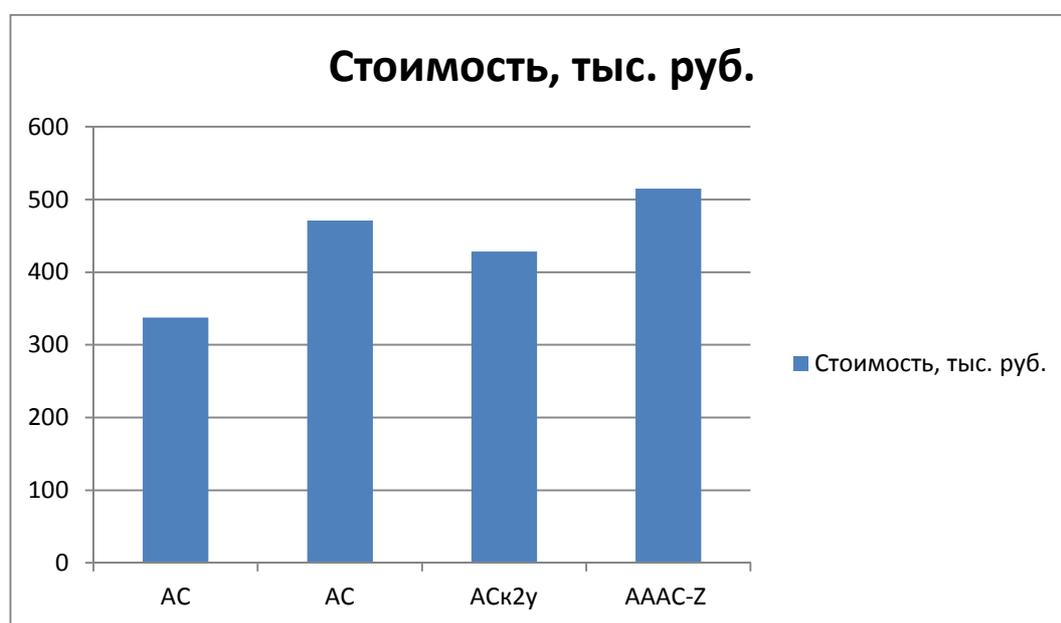


Рисунок 12 – Стоимость проводов на 01.01.2018 г.

Из приведённых характеристик проводов видно, что наиболее дешевым проводом является классический сталеалюминевый марки АС, но из таблицы 18 следует, что он больше в диаметре и тяжелее, а значит, это приведёт к затратам на опоры.

Провод АСТ схож с проводом АС, но у него высокая термическая стойкость, он прочнее и на порядок дороже классического. В нашем случае высоких требований к нагреву провода нет, поэтому этот провод также исключаем из рассмотрения.

Провод АСк2у-300/39 дешевле провода АААС-Z-346, но он проигрывает по сечению и не во многом выигрывает в диаметре, при этом он тяжелее. Также

у этого провода меньшая прочность и максимальный ток. Исключаем этот провод из дальнейшего рассмотрения.

Для дальнейшего рассмотрения примем провод марки АААС-Z-346.

Исходя из приведённых характеристик рассматриваемых проводов наиболее эффективным для развития Южно-Якутского энергорайона является провод марки АААС-Z 346-2Z. Соотношение «Потери - стоимость» у этого провода наиболее оптимальное. Также необходимо учесть тот факт, что срок службы этого провода составляет 50 лет, что положительно влияет на амортизационные издержки.

В настоящее время всё большее применение находит компактный провод АААС Aero-Z, выполненный по такому же принципу, что и отечественный провод типа АС, но с иной конструкцией и с улучшенными характеристиками. У провода АААС Aero-Z удельное электрическое сопротивление на 3 %, соответственно настолько же меньше тепловые потери в проводе. Удельная масса АААС Aero-Z меньше, чем у провода АС примерно на 13 %, внешний диаметр у АААС Aero-Z меньше АС на 7 %.

Южная Якутия "тяжёлый" район для строительства ЛЭП, так как он характеризуется скальными грунтами, вечной мерзлотой и гористой местностью. Данные характеристики условий строительства приводят к тому, что стоимость строительства (капиталовложения) в этом районе велика. Приведённые характеристики провода АААС Aero-Z позволяют увеличивать длину пролёта между опорами при строительстве линии, тем самым уменьшая количество устанавливаемых опор. Это же свойство является большим преимуществом при строительстве переходов через реки.

Немаловажное значение играет сама конструкция провода, так как провод АААС Aero-Z выполнен из Z-образных проволок, которые сопротивляются скручиванию провода. Это свойство провода особенно важно в северных районах страны с высокой степенью гололёдообразования, так как при эксплуатации обычных проводов по мере налипания снега провод в пролёте проворачивается, в зависимости от направления ветра дополнительно

скручивается или расплетается. Провод АААС Aero-Z практически не скручивается и не проворачивается, что приводит к сбрасыванию снега. Это свойство также позволяет экономить на устройствах для плавки гололёда, не перегружать линию реактивной мощностью, направленной на плавку гололёда.

Южная Якутия также характеризуется ветровыми нагрузками, которые негативно влияют на провода в процессе их эксплуатации, а именно приводят к пляске и вибрации проводов. Для борьбы с этим явлением применяют специальные электротехнические устройства-виброгасители. Провод АААС Aero-Z характеризуется гладкой внешней поверхностью, тем самым у этого провода меньше аэродинамическое сопротивление, а значит, меньше ветровые нагрузки, что позволяет экономить на устройствах для гашения вибраций.

Применение этого провода в Южно-Якутском энергорайоне позволит повысить уровень надёжности сети за счёт улучшенных технических качеств, которые уменьшают частоту отказов линии. Этот провод, как уже было сказано выше, обладает хорошими свойствами для эксплуатации в северных районах, что является немаловажным.

Технико-экономическое сравнение вариантов предполагает выбор оптимального сечения проводника, для этого необходимо посмотреть методику расчёта сечения провода методом экономических токовых интервалов и его алгоритм.

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов [12]. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима, в котором смотрится значение послеаварийного тока, протекающего по ветви, и сравнивается с длительно допустимым током.

Расчетное значение тока, текущего по линии [12]:

$$I_{pij} = I_{maxij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (15)$$

где I_{pij} – расчётный ток, А;

I_{maxij} – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки на 5 год эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_M).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05.

Принимаем α_t равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{maxij} = \frac{\sqrt{P_{maxij}^2 + Q_{нескij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (16)$$

где I_{maxij} – максимальный ток, кА;

P_{maxij} , $Q_{нескij}$ – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

При дальнейшей разработке вариантов необходимо производить выбор проводника для каждого из них.

Исходными данными служат токи, которые протекают по ветвям, результаты расчёта будут приведены после расчёта режимов в ПВК RastrWin3.

3.3 Проверка силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия

допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

В качестве примера произведём проверку трансформаторов на ПС НПС-19.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 17:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{N \cdot K_3}, \quad (17)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3 = 0,7$;

$S_{сн}, S_{нн}$ - мощность средней и низкой стороны СТ соответственно.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 17.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{28,5^2 + 15,5^2}}{2 \cdot 0,7} = 23,17.$$

В результате расчета получили значение $S_{тр} = 23,17$ МВА, следовательно, установленный трансформатор может эксплуатироваться в дальнейшем [1].

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки (формула 18):

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{N \cdot S_{AT}} \quad (18)$$

По формуле 18 рассчитываем коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(28,5^2 + 15,5^2)}}{2 \cdot 25} = 0,65.$$

Из расчётов видно, что трансформаторы, установленный на подстанции 220 кВ проходят по коэффициенту загрузки (65 %), а, значит, замене не подлежат.

Аналогичным образом произведём проверку трансформаторов на подстанциях 220 кВ НПС-18 и НПС-17. Результаты расчётов сведём в таблицу 19.

Таблица 19 – Проверка трансформаторов с учётом перспективных нагрузок

Подстанция, трансформатор	Расчётная мощность, МВА	Коэффициент загрузки, %
НПС-18 АТДТН - 63000/220/110	23,5	0,66
НПС-17 ТРДН - 25000/220	19,77	0,55

3.4 Технико-экономическая проработка вариантов

Для того чтобы определиться с вариантом строительства линии необходимо в каждом варианте провести мероприятия, нацеленные на достижение поставленных целей, а именно на повышение управляемости сети, надёжности и снижению потерь.

Каждый из предложенных вариантов строительства обладает рядом преимуществ и недостатков. Для выбора оптимального варианта необходимо взвесить все плюсы и минусы каждого из них.

В первом варианте на ОРУ 220 кВ НГРЭС необходимо выполнить расширение на две ячейки для присоединения отходящих линий, а на ПС Нижний Куранах на одну ячейку. При таком варианте ПС НПС-19 будет присоединяться к сети при помощи отпайки от ВЛ 220 кВ НГРЭС - Тында и одноцепной линии 220 кВ НГРЭС - НПС-19. Суммарная длина линии будет примерно 291 км (8+283) км.

Во втором варианте для строительства линии необходимо расширение на одну ячейку ОРУ 220 кВ НГРЭС и ПС Нижний Куранах для присоединения

ВЛ, при этом суммарная длина линии составит 299 км.

В третьем варианте для строительства линии потребуется расширение на одну ячейку ОРУ 220 кВ НГРЭС и ПС Томмот, при этом суммарная длина линии составит 310 км.

Все предложенные варианты не имеют большого отличия друг от друга, по предварительной экономической оценке разница в затратах будет менее 5 %, так как отличие вариантов состоит либо в длине линии, которая не превышает и 10 км, либо в стоимости одного выключателя. Поэтому для выбора наиболее эффективного варианта необходимо разработать все три.

3.4.1 Техническая проработка первого варианта

В первом варианте будет осуществляться строительство двух новых линий. Первая линия будет осуществлять питание ПС НПС-19 со стороны НГРЭС, при этом эта подстанция также будет получать питание по отпайке от ВЛ 220 кВ Тында - НГРЭС. Это говорит о том, что вся нагрузка подстанции будет распределяться по этим двум линиям. На начальном этапе предположим, что строительство нашей линии будет осуществляться проводом АС-240, то есть его аналогом марки АААС-Z-261. Вторая линия будет осуществлять связь НГРЭС с ПС Н. Куранах. Для её строительства на начальном этапе будем использовать провод АААС-Z-346 (аналог отечественного АС-300/39).

По результатам расчёта нормального режима работы первого варианта:

- ΔU (220 кВ) = 11,08 % (ВН НГРЭС);
- ΔU (110 кВ) = 9,84 % (СН НГРЭС);
- ΔP = 14,28 %.

Повышение отклонения напряжения связано, в первую очередь, с дополнением в схему новой протяженной линии 220 кВ, которая генерирует реактивную мощность.

Южно-Якутский энергорайон характеризуется протяженными линиями электропередачи, рассредоточенной нагрузкой, сложными климатическими условиями, высокой степенью износа основного оборудования. Все

перечисленные характеристики негативно влияют на качество электроэнергии, в первую очередь на уровень напряжения, а также на потери электроэнергии.

В настоящее время есть множество новейших изобретений, позволяющих решать эти проблемы, которые были рассмотрены во второй главе. В качестве устройства, позволяющего регулировать уровень напряжения на шинах подстанций и управлять потоками реактивной мощности, рассмотрим применение управляемого шунтирующего реактора.

3.4.1.1 Установка УШР

Для того чтобы решить вопрос управляемости предварительно необходимо просчитать режимы работы сети. В нормальном режиме работы все трансформаторы рассматриваемых подстанций находятся во включенном состоянии, все линии электропередачи находятся в работе, кроме ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот №1, 2. Связь Южно-Якутского энергорайона осуществляется по двухцепной линии 220 кВ КВЛ Тында – НГРЭС. Противоаварийные режимы рассматривались с отключением наиболее загруженной линии 220 кВ НГРЭС – НПС-18 №1, 2.

Из графа электрической сети, приведённого на рисунке 6 видно, что установка УШР возможна на ПС НПС-19, НГРЭС, ПС НПС-18 и ПС Н. Куранах.

Из номенклатурного ряда выпускаемых УШР следует, что на напряжение 220 кВ выпускаются реакторы мощностью 25, 60, 63 и 100 МВАр.

Для выбора наиболее рационального места установки необходимо на каждой подстанции устанавливать УШР разной мощностью и анализировать показатели режима. Это даст нам возможность понять логику процесса компенсации и выбрать то место, где компенсация даёт эффективный результат.

Для выбора наиболее рационального места установки УШР проведём серию расчётов с использованием ПК RastrWin3.

Результаты расчётов сведём в таблицу 20.

Таблица 20 – Результаты расчёта режимов с установкой УШР

Место установки КУ	Номинальная мощность, МВАр	Потери в сети, МВт	Наибольшее отклонение напряжения, кВ
ВН ПС НПС-19	25	14,22 (9,86 МВт - 220 кВ, 4,36 МВт - 110 кВ)	+10,36 (242,8 кВ – отп. на НПС-19)
	60	14,18 (9,69 МВт – 220 кВ, 4,49 МВт – 110 кВ)	+9,4 (240,68 кВ – отп. на НПС-19)
	100	14,22 (9,57 МВт – 220 кВ, 4,65 МВт – 110 кВ)	+8,98 (119,88 кВ – СН НГРЭС)
ВН НГРЭС	25	14,23 (9,86 МВт - 220 кВ, 4,37 МВт - 110 кВ)	+10,36 (242,79 кВ - отп. на НПС-19)
	60	14,17 (9,68 МВт – 220 кВ, 4,49 МВт – 110 кВ)	+9,39 (240,66 кВ – отп. на НПС-19)
	100	14,18 (9,52 МВт – 220 кВ, 4,66 МВт – 110 кВ)	+8,98 (119,87 кВ – СН НГРЭС)
ВН НПС-18	25	14,55 (5,33 МВт - 220 кВ, 4,46 МВт - 110 кВ)	+10,39 (242,86 кВ - отп. на НПС-19)
	60	15,26 (10,49 МВт – 220 кВ, 4,77 МВт – 110 кВ)	+9,44 (240,78 кВ – отп. на НПС-19) -5,78 (103,65 кВ – ПС Лебединый)
	100	16,42 (11,26 МВт – 220 кВ, 5,16 МВ – 110 кВ)	+8,96 (119,85 кВ – СН НГРЭС) -7,92 (101,29 кВ – ПС Лебединый)
ВН ПС Нижний Куранах	25	14,8 (10,28 МВт - 220 кВ, 4,52 МВт - 110 кВ)	+10,43 (242,94 кВ - отп. на НПС-19)
	60	15,92 (10,98 МВт – 220 кВ, 4,94 кВТ – 110 кВ)	+9,52 (240,95 кВ – отп. на НПС-19) -6,83 (102,49 кВ – ПС Лебединый)
	100	17,58 (12,09 МВт – 220 кВ, 5,49 МВ – 110 кВ)	+8,96 (119,73 кВ – СН НГРЭС) -9,59 (99,45 кВ)

Из приведённой таблицы видно, что установка управляемого шунтирующего реактора наиболее целесообразна на ПС 220 кВ НПС-19 либо на ВН НГРЭС ввиду их близкого расположения. По мере удаления от источника питания (НГРЭС) и увеличения длины линии установка УШР наоборот негативно влияет на режим и его параметры. Это можно объяснить тем, что реактор предназначен для компенсации реактивной мощности и его установка целесообразна в месте стекания таковой. В рассматриваемой схеме реактивная мощность стекает в начало линии, то есть на шины ВН НГРЭС. При выборе места установки УШР нужно рассматривать не только показатели режима, которые в нашем случае практически идентичны, но и затраты, которые возникнут при установке УШР в том или ином месте. Если мы выберем местом установки УШР шины ВН ПС НПС-19, то для подключения реактора потребуется не только одна ячейка выключателя, но и реконструкция подстанции, так как в настоящее время ПС НПС-19 выполнена по схеме №220-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Эта схема не предполагает дополнительных подключений. Если мы выберем местом установки УШР шины ВН НГРЭС, то для его присоединения нам потребуется только ячейка выключателя для его присоединения. Исходя из полученных выводов, для дальнейшего рассмотрения местом установки примем шины ВН НГРЭС.

Из таблицы видно, что на НГРЭС наиболее эффективным реактором является реактор с мощностью 100 МВАр, так как при установке этого реактора потери мощности и отклонение напряжения минимальны.

При поиске наиболее эффективного варианта установки УШР на НГРЭС необходимо учесть влияние УШР, установленных на связанных подстанциях. Такой подстанцией является ПС 220 кВ Тында, на ОРУ 220 кВ которой установлен УШР мощностью 100 МВАр. При его включении компенсируется часть реактивной мощности в сети 220 кВ, следовательно, необходимо дополнительно исследовать режимы с учётом УШР ПС Тында. Результаты расчётов сведём в таблицу 21.

Таблица 21 – Результаты расчёта режимов с учётом влияния УШР ПС Тында

№	Место установки УШР	Мощность УШР, МВАр	Потери в сети, МВт	Потери напряжения, кВ
1	ВН ПС Тында	100	14,4 (9,43 МВт – 220 кВ, 4,97 МВт – 110 кВ)	+8,36 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	100		-6,75 (ПС Лебединый) +6,80 (отп. на ПС Дежневская)
2	ВН ПС Тында	100	14,32 (9,52 МВт – 220 кВ, 4,8 МВт – 110 кВ)	+8,68 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	60		-5,77 (ПС Лебединый) +7,16 (отп. на ПС Дежневская)
3	ВН ПС Тында	100	14,28 (9,63 МВт – 220 кВ, 4,65 МВт – 110 кВ)	+8,98 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	25		+7,46 (отп. на ПС Дежневская)

Из таблицы видно, что наиболее оптимальным вариантом является установка УШР мощностью 25 МВАр на стороне ВН НГРЭС. При этом варианте минимальные потери активной мощности, но наибольшее отклонение напряжения в сети 220 кВ. Так как к проблеме компенсации реактивной мощности необходимо подходить комплексно, то для улучшения полученной ситуации можно рассмотреть возможность установки реактора в сети 110 кВ. В нашем случае наибольшее отклонение напряжения приходится на шины СН НГРЭС. Полученные результаты сведём в таблицу 22.

Таблица 22 – Результаты расчёта режимов при установке УШР на СН НГРЭС

№	Место установки УШР	Мощность УШР, МВАр	Потери в сети, МВт	Отклонение напряжения, кВ
1	ВН ПС Тында	100	14,29 (9,62 МВт – 220 кВ, 4,67 МВт – 110 кВ)	+8,52 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	25		
	СН НГРЭС	25		

2	ВН ПС Тында	100	14,32 (9,61 МВт – 220 кВ, 4,71 МВт – 110 кВ)	+7,84 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	25		
	СН НГРЭС	63		

Изучив режимные ситуации с комбинацией мест установки УШР и их мощностью можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным вариантом установки УШР является ВН НГРЭС с мощностью УШР 25 МВАр и СН НГРЭС с мощностью УШР 63 МВАр.

3.4.1.2 Проверка проводника

Проверку проводников методом экономических токовых интервалов произведём по значениям тока, протекающего по ветви при помощи ПК RastrWin3.

Значение максимального тока, протекающего по ветви, было взято из результатов расчёта режима в ПК RastrWin3. Это значение сравнивается с табличным значением и делается вывод о целесообразности применения этого провода.

Проверкой правильности выбранного проводника является сравнение тока, протекающего по ветви в послеаварийном режиме с длительно допустимым током из каталожных значений.

Значение послеаварийного тока, протекающего по ветви, было взято из результатов расчёта послеаварийного режима в ПК RastrWin3.

Результаты расчёта сведём в таблицу 23.

Таблица 23 – Значение токов

Марка провода(линия)	I_{\max} , А	$I_{\text{расч.}}$, А	$I_{\text{п/а}}$, А
АААС-Z-261(НГРЭС - НПС-19)	69	72	71
АААС-Z-346 (НГРЭС - Н. Куранах)	152	159	195

Максимальный ток для ВЛ 220 кВ НГРЭС - НПС-19, выполненной проводом АААС-Z-261 равен 69 А. По табл. 43.4 [12] видно, что для III района по гололёду и провода сечением 240 мм² допустим ток до 145 А. В

послеаварийном режиме ток составил 71 А, а длительно допустимый ток для этого провода составляет 633 А. Таким образом, на начальном этапе сечение провода выбрано верно, что подтверждается проверкой.

Максимальный ток для ВЛ 220 кВ НГРЭС - Н. Куранах, выполненной проводом АААС-Z-346 равен 152 А. По табл. 43.4 [12] видно, что для III района по гололёду и провода сечением 300 мм² допустим ток 146-190 А. В послеаварийном режиме ток составил 195 А, а длительно допустимый ток для этого провода составляет 727 А. Таким образом, на начальном этапе сечение провода выбрано верно, что подтверждается проверкой.

3.4.1.3 Расчёт токов короткого замыкания, выбор электротехнических устройств.

Для того чтобы присоединить линию электропередачи к распределительным устройствам подстанций на них необходима установка дополнительного оборудования. При установке дополнительного оборудования требуется расчёт токов короткого замыкания. Зная токи короткого замыкания можно произвести проверку электротехнических устройств.

При расчете токов КЗ вводят допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Для выбранного варианта проектирования были рассчитаны токи короткого замыкания в некоторых точках сети при помощи ППК RastrWin3.

Расчёт параметров схемы замещения для расчёта токов короткого замыкания приведён в приложении А.

Расчёт токов короткого замыкания в нашем случае позволит выбрать выключатели для присоединения линии и реакторов к шинам станции и подстанций.

Результаты расчёта приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты расчёта ТКЗ для первого варианта

Вид КЗ	Значение силы тока, кА		
	Прямая	Обратная	Нулевая
ВН НГРЭС			
3-фазное	4,43	0	0
2-фазное	2,13	2,13	0
1-фазное	2,1	2,1	2,1
ВН Н. Куранах			
3-фазное	2,09	0	0
2-фазное	1,03	1,03	0
1-фазное	1,01	1,01	1,01
ВН НПС-19			
3-фазное	3,99	0	0
2-фазное	1,93	1,93	0
1-фазное	1,91	1,91	1,91

Рассмотрев в первой главе состав оборудования на стороне 220 кВ ПС НПС-19, ПС Нижний Куранах и НГРЭС можно сказать, что распределительные устройства 220 кВ не требуют реконструкции, так как замена оборудования производилась сравнительно недавно. На всех распределительных устройствах установлены элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока компании Siemens, горизонтально-поворотные разъединители с двигательными приводами, емкостные трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения и т.д. Таким образом, для

присоединения линии потребуются расширение на одну ячейку ОРУ 220 кВ ПС Нижний Куранах и НГРЭС, расширение ОРУ 220 кВ на ПС НПС-19 не требуется, так как питание подстанции также будет осуществляться по двум линиям, меняется только тип присоединения подстанции к сети. Схема распределительного устройства на ПС НПС-19 позволяет изменить тип присоединения подстанции к энергосистеме.

В целях упрощения эксплуатации и обслуживания расширяемых распределительных устройств, а также обеспечения требуемого уровня надёжности примем к установке в дополнительных ячейках выключатели, аналогичные уже установленным, предварительно проверив их по известным критериям.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ЗАР1 ДТ-245/ЕК приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Параметры выбора выключателя ЗАР1 ДТ-245/ЕК

Каталожные данные	Расчетные данные (НГРЭС)	Расчетные данные (Н. Куранах)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 459 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 463 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а,ном} = 41,87 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 2,56 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 1,2 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,6 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,44 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,6 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,44 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 21,98 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 4,83 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Из таблицы видно, что данный выключатель отвечает всем необходимым требованиям, а, значит, может использоваться для установки на ОРУ 220 кВ ПС Н. Куранах и НГРЭС.

3.4.2 Техническая проработка второго варианта

Во втором варианте будет осуществляться строительство новой линии 220 кВ НГРЭС - НПС-19 - Н. Куранах. Она будет осуществлять питание ПС НПС-19 и Нижний Куранах. На начальном этапе предположим, что строительство нашей линии будет осуществляться проводом АААС-Z-346 (аналог отечественного АС-300/39).

По результатам расчёта нормального режима работы первого варианта:

- ΔU (220 кВ) = 11,01 % (ВН НГРЭС);
- ΔU (110 кВ) = 9,83 % (СН НГРЭС);
- ΔP = 14,58 %.

Повышение отклонения напряжения связано, в первую очередь, с дополнением в схему новой протяженной линии 220 кВ, которая генерирует реактивную мощность.

3.4.2.1 Установка УШР

Поиск оптимального места установки и мощности УШР осуществляется по такому же принципу, который рассматривался ранее.

Результаты расчёта сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Результаты расчёта режимов с установкой УШР

Место установки КУ	Номинальная мощность, МВАр	Потери в сети, МВт	Наибольшее отклонение напряжения, кВ
ВН ПС НПС-19	25	14,31 (9,92 МВт - 220 кВ, 4,39 МВт - 110 кВ)	+10,34 (242,76 кВ - ВН НГРЭС)
	60	14,26 (9,74 МВт - 220 кВ, 4,52 МВт - 110 кВ)	+9,37 (240,62 кВ - ВН НГРЭС)
	100	14,27 (9,59 МВт - 220 кВ, 4,24 МВт - 110 кВ)	+8,99 (119,89 кВ - СН НГРЭС)

ВН НГРЭС	25	14,32 (9,93 МВт - 220 кВ, 4,39 МВт - 110 кВ)	+10,34 (242,75 кВ - ВН НГРЭС)
	60	14,26 (9,75 МВт - 220 кВ, 4,51 МВт - 110 кВ)	+9,36 (240,59 кВ - ВН НГРЭС)
	100	14,27 (9,59 МВт - 220 кВ, 4,68 МВт - 110 кВ)	+8,99 (119,88 кВ - СН НГРЭС)
ВН НПС-18	25	14,64 (10,15 МВт - 220 кВ, 4,49 МВт - 110 кВ)	+10,37 (242,81 кВ - ВН НГРЭС)
	60	15,35 (10,55 МВт - 220 кВ, 4,8 МВт - 110 кВ)	+9,42 (240,71 кВ - СН НГРЭС) -5,8 (103,62 кВ - ПС Лебединый)
	100	16,48 (11,9 МВт - 220 кВ, 5,26 МВт - 110 кВ)	+8,97 (119,86 кВ - СН НГРЭС) -7,95 (101,25 кВ - ПС Лебединый)
ВН Нижний Куранах ПС	25	14,88 (10,34 МВт - 220 кВ, 4,54 МВт - 110 кВ)	+10,41 (242,89 кВ - ВН НГРЭС)
	60	16,01 (11,04 МВт - 220 кВ, 4,97 МВт - 110 кВ)	+9,5 (240,89 кВ - ВН НГРЭС) -6,86 (102,45 кВ - ПС Лебединый)
	100	17,68 (12,16 МВт - 220 кВ, 5,52 МВт - 110 кВ)	+8,97 (119,86 кВ - СН НГРЭС) -9,64 (99,39 кВ - ПС Лебединый)

По результатам расчёта видно, что и во втором варианте оптимальным местом установки УШР может быть как ПС НПС-19 так и шины ВН НГРЭС. Принимая во внимание логику, приведённую при проработке первого варианта, местом установки УШР выберем шины ВН НГРЭС.

Из таблицы видно, что на НГРЭС наиболее эффективным реактором является реактор с мощностью 100 МВАр, так как при установке этого реактора потери мощности и отклонение напряжения минимальны. Для дальнейшего рассмотрения примем вариант с установкой УШР на ВН НГРЭС.

Произведём серию расчетов с учётом влияния соседних УШР. Такой УШР мощностью 100 МВар установлен на ПС Тында.

Результаты расчёта сведём в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчёта режимов с учётом влияния УШР ПС Тында

№	Место установки УШР	Мощность УШР, МВАр	Потери в сети, МВт	Потери напряжения, кВ
1	ВН ПС Тында	100	14,5	+8,36 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	100	(9,5 МВт – 220 кВ, 5 МВт – 110 кВ)	-6,78 (ПС Лебединый)
2	ВН ПС Тында	100	14,42	+8,69 (СН НГРЭС)
	ВН ПС НГРЭС	60	(9,59 МВт – 220 кВ, 4,83 МВт – 110 кВ)	-5,81 (ПС Лебединый)
3	ВН ПС Тында	100	14,38	+8,99 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	25	(9,7 МВт – 220 кВ, 4,68 МВт – 110 кВ)	

Из таблицы видно, что наиболее оптимальным вариантом является установка УШР мощностью 60 МВАр на стороне ВН НГРЭС.

По результатам расчёта режимов можно проследить закономерность: при компенсации реактивной мощности в сети 220 кВ и уменьшения процента отклонения напряжения от номинальных значений в сети 110 кВ происходит обратная ситуация-отклонение напряжения в меньшую сторону. Другими словами - при оптимизации в сети 220 кВ происходит ухудшение показателей режима в сети 110 кВ. В сети 110 кВ наблюдается как повышение напряжения до +8,69 (СН НГРЭС), так и снижение до -5,81 (ПС Лебединый). Таким образом, к вопросу компенсации и оптимизации необходимо подходить комплексно, то есть решать вопрос с качеством не только в сети 220 кВ, но и в сети 110 кВ. Для реализации комплексного подхода рассмотрим вариант

установки УШР на стороне 110 кВ СН НГРЭС, так как в этой точке сети 110 кВ отклонение напряжения наибольшее. Результаты расчёта сведём в таблицу 28.

Таблица 28 – Результаты расчёта режимов при установке УШР на СН НГРЭС

№	Место установки УШР	Мощность УШР, МВАр	Потери в сети, МВт	Отклонение напряжения, кВ
1	ВН ПС Тында	100	14,43	+8,24 (СН НГРЭС)
	ВН ПС НПС-19	60	(9,58 МВт – 220 кВ,	
	СН НГРЭС	25	4,85 МВт – 110 кВ)	
2	ВН ПС Тында	100	14,47	+7,55 (СН НГРЭС)
	ВН ПС НПС-19	60	(9,58 МВт – 220 кВ,	
	СН НГРЭС	63	4,89 МВт – 110 кВ)	

Изучив режимные ситуации с комбинацией мест установки УШР и их мощностью можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным вариантом установки УШР является ВН НГРЭС с мощностью УШР 60 МВАр и СН НГРЭС с мощностью УШР 63 МВАр.

3.4.2.2 Проверка проводника

Проверку проводников методом экономических токовых интервалов произведём по значениям тока, протекающего по ветви при помощи ПК RastrWin3.

Результаты расчёта сведём в таблицу 29.

Таблица 29 – Значение токов второго варианта

Марка провода	I_{\max} , А	$I_{\text{расч.}}$, А	$I_{\text{п/а}}$, А
АААС-Z-346 (НГРЭС - НПС-19)	167	175	201
АААС-Z-346 (НПС-19- Н. Куранах)	161	169	195

Максимальный ток для ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-19 - Н. Куранах, выполненной проводом АААС-Z-346 равен 167 А и 161 А. По табл. 43.4 [12] видно, что для III района по гололёду и провода сечением 300 мм² допустим ток

146-190 А. В послеаварийном режиме ток составил 201 А и 195 А, а длительно допустимый ток для этого провода составляет 727 А. Таким образом, на начальном этапе сечение провода выбрано верно, что подтверждается проверкой.

3.4.2.3 Расчёт токов короткого замыкания, выбор электротехнических устройств.

Расчёт токов короткого замыкания и выбор выключателей произведём аналогичным способом, рассмотренным при проработке первого варианта.

Расчёт параметров схемы замещения для расчёта токов короткого замыкания приведён в приложении А. Результаты расчёта приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты расчёта ТКЗ для второго варианта

Вид КЗ	Значение силы тока, кА		
	Прямая	Обратная	Нулевая
ВН НГРЭС			
3-фазное	4,46	0	0
2-фазное	2,15	2,15	0
1-фазное	2,14	2,14	2,14
ВН Н. Куранах			
3-фазное	2,09	0	0
2-фазное	1,03	1,03	0
1-фазное	1,028	1,028	1,028
ВН НПС-19			
3-фазное	4,016	0	0
2-фазное	1,94	1,94	0
1-фазное	1,93	1,93	1,93

Выбор и проверка выключателя осуществляются аналогичным образом, как и в первом варианте.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ЗАР1 ДТ-245/ЕК приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Параметры выбора выключателя ЗАР1 ДТ-245/ЕК

Каталожные данные	Расчетные данные (НГРЭС)	Расчетные данные (Н. Куранах)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 459 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 463 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 41,87 \text{ кА}$	$i_{а,τ} = 2,56 \text{ кА}$	$i_{а,τ} = 1,2 \text{ кА}$	$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,6 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,44 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,6 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,44 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1190 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 21,98 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 4,83 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Из таблицы видно, что данный выключатель отвечает всем необходимым требованиям, а, значит, может использоваться для установки на ОРУ 220 кВ ПС Н. Куранах и НГРЭС.

3.4.3 Техническая проработка третьего варианта

В третьем варианте будет осуществляться строительство новой линии 220 кВ НГРЭС - НПС-19 - Томмот. Она будет осуществлять питание ПС НПС-19 и ПС Томмот. На начальном этапе предположим, что строительство нашей линии будет осуществляться проводом АААС-Z-346 (аналог отечественного АС-300/39).

По результатам расчёта нормального режима работы первого варианта:

- $\Delta U (220 \text{ кВ}) = 11,25 \% \text{ (ВН НГРЭС)}$;

- ΔU (110 кВ) = 9,91 % (СН НГРЭС);

- ΔP = 14,56 %.

Повышение отклонения напряжения связано, в первую очередь, с дополнением в схему новой протяженной линии 220 кВ, которая генерирует реактивную мощность.

3.4.3.1 Установка УШР

Поиск оптимального места установки и мощности УШР осуществляется по такому же принципу, как и в первом варианте. Третий вариант строится по такому же принципу, что и второй, только линия доходит до ПС Томмот. Исходя из этого, оптимальным местом установки УШР будет ВН НГРЭС.

Произведём серию расчётов режимов с применением УШР на ВН НГРЭС с учётом реактора ПС Тында. Результаты сведём в таблицу 32.

Таблица 32 – Результаты расчёта режимов с учётом влияния УШР ПС Тында

№	Место установки УШР	Мощность УШР, МВАр	Потери в сети, МВт	Потери напряжения, кВ
1	ВН ПС Тында	100	14,61	+8,43 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	100	(9,64 МВт – 220 кВ, 4,97 МВт – 110 кВ)	-6,42 (ПС Лебединый)
2	ВН ПС Тында	100	14,54	+8,76 (СН НГРЭС)
	ВН ПС НГРЭС	60	(9,74 МВт – 220 кВ, 4,8 МВт – 110 кВ)	-5,43 (ПС Лебединый)
3	ВН ПС Тында	100	14,52	+9,05 (СН НГРЭС)
	ВН НГРЭС	25	(9,86 МВт – 220 кВ, 4,66 МВт – 110 кВ)	

Из таблицы видно, что наиболее оптимальным вариантом является установка УШР мощностью 60 МВАр на стороне ВН НГРЭС. Но в этом варианте прослеживается такая же закономерность, как и во втором, следовательно, необходимо рассмотреть вариант установки УШР в сети 110 кВ.

Результаты расчёта сведём в таблицу 33.

Таблица 33 – Результаты расчёта режимов при установке УШР на СН НГРЭС

№	Место установки УШР	Мощность УШР, МВАр	Потери в сети, МВт	Отклонение напряжения, кВ
1	ВН ПС Тында	100	14,55	+8,33 (СН НГРЭС)
	ВН ПС НПС-19	60	(9,73 МВт – 220 кВ,	
	СН НГРЭС	25	4,82 МВт – 110 кВ)	
2	ВН ПС Тында	100	14,58	+7,62 (СН НГРЭС)
	ВН ПС НПС-19	60	(9,45 МВт – 220 кВ,	
	СН НГРЭС	63	4,53 МВт – 110 кВ)	

Изучив режимные ситуации с комбинацией мест установки УШР и их мощностью можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным вариантом установки УШР является ВН НГРЭС с мощностью УШР 60 МВАр и СН НГРЭС с мощностью УШР 63 МВАр.

3.4.3.2 Проверка проводника

Проверку проводников методом экономических токовых интервалов произведём по значениям тока, протекающего по ветви при помощи ПК RastrWin3. Результаты расчёта сведём в таблицу 34.

Таблица 34 – Значение токов третьего варианта

Марка провода	I_{\max} , А	$I_{\text{расч.}}$, А	$I_{\text{п/а}}$, А
АААС-Z-346 (НГРЭС - НПС-19)	167	175	201
АААС-Z-346 (НПС-19 - Н. Куранах)	161	169	195

Максимальный ток для ВЛ 220 кВ НГРЭС – НПС-19 - Н. Куранах, выполненной проводом АААС-Z-346 равен 167 А и 161 А. По табл. 43.4 [12] видно, что для III района по гололёду и провода сечением 300 мм² допустим ток 146-190 А. В послеаварийном режиме ток составил 201 А и 195 А, а длительно допустимый ток для этого провода составляет 727 А. Таким образом, на

начальном этапе сечение провода выбрано верно, что подтверждается проверкой.

3.4.3.3 Расчёт токов короткого замыкания, выбор электротехнических устройств.

Расчёт токов короткого замыкания и выбор выключателей произведём аналогичным способом, рассмотренным при проработке первого варианта.

Расчёт параметров схемы замещения для расчёта токов короткого замыкания приведён в приложении А. Результаты расчёта приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Результаты расчёта ТКЗ для третьего варианта

Вид КЗ	Значение силы тока, кА		
	Прямая	Обратная	Нулевая
ВН НГРЭС			
3-фазное	4,47	0	0
2-фазное	2,16	2,16	0
1-фазное	2,15	2,15	2,15
ВН Н. Куранах			
3-фазное	2,10	0	0
2-фазное	1,04	1,04	0
1-фазное	1,029	1,029	1,029
ВН НПС-19			
3-фазное	4,017	0	0
2-фазное	1,95	1,95	0
1-фазное	1,94	1,94	1,94

Проверку выключателя произведём аналогичным образом, как и в первом варианте

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ЗАР1 ДТ-245/ЕК приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Параметры выбора выключателя ЗАР1 ДТ-245/ЕК

Каталожные данные	Расчетные данные (НГРЭС)	Расчетные данные (Томмот)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 459 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 463 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 41,87 \text{ кА}$	$i_{а,τ} = 2,56 \text{ кА}$	$i_{а,τ} = 1,2 \text{ кА}$	$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,6 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,44 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,6 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,44 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,46 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 2,09 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1190 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 21,98 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 4,83 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Из таблицы видно, что данный выключатель отвечает всем необходимым требованиям, а, значит, может использоваться для установки на ОРУ 220 кВ ПС Томмот и НГРЭС.

3.5 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для того чтобы окончательно выбрать вариант развития энергорайона необходимо рассмотреть экономическую сторону вопроса. Для этого предложенные варианты сравниваются по разным экономическим критериям.

Для большей наглядности сравнения вариантов проведём сравнение по капитальным вложениям, необходимым для строительства.

Экономическим критерием, по которому будем сравнивать три варианта является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле [56]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (19)$$

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

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

I – эксплуатационные издержки, руб./год.

Расчёт капиталовложений произведём по укрупнённым стоимостным показателям на 2000 год. При расчёте необходимо учесть районный коэффициент и коэффициент инфляции.

3.2.1 Расчет капиталовложений

Для того чтобы увидеть количество денег, которое необходимо будет для реализации варианта нужно посчитать капиталовложения в подстанции и ЛЭП этого варианта.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [56]:

- капиталовложения на сооружение подстанций;

- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (20)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение элегазовых выключателей и компенсирующих устройств.

$$K_{ПС} = K_{KV} + K_{ОРУ}, \quad (21)$$

где K_{KV} – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ОРУ}$ – стоимость элегазовых выключателей;

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = l \cdot (K_0 + K_{пр} + K_{зем} \cdot S) \cdot K_{инф} \quad (22)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [23, 32];
 l – длина трассы;
 K_{np} – стоимость вырубki одного километра просеки;
 $K_{зем}$ – средняя стоимость квадратного метра земли;
 S – размер постоянного отвода земли на 1 км линии;
 $K_{инф}$ – коэффициент инфляции.

В капиталовложениях линии необходимо также учесть капиталовложения на демонтаж отпаяк от ВЛ 220 кВ Тында - НГРЭС.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,15$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений приведён в приложении В.

Результаты расчета капиталовложений для всех вариантов приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Капиталовложения

Вид капиталовложения	1 вариант	2 вариант	3 вариант
В строительство линий (тыс. руб.)	$4,648 \times 10^6$	$4,784 \times 10^6$	$4,959 \times 10^6$
В подстанции (тыс. руб.)	$4,686 \times 10^5$	$4,249 \times 10^5$	$4,249 \times 10^5$
Общие (тыс. руб.)	$5,116 \times 10^6$	$5,209 \times 10^6$	$5,384 \times 10^6$

3.2.2 Расчет эксплуатационных издержек

Для того чтобы найти то количество денежных средств, которое нужно будет учитывать каждый год на ремонт, потери и т.д. необходимо произвести расчёт эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{ДЭ} \quad (23)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

$I_{ДЭ}$ – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

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

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,8 \%$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 4,9 \%$ - для 220 кВ).

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети [56]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (25)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, согласно данным постановления №734 от 26.12.2017 г. г. Якутск.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin3.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p; \quad (26)$$

где K – капиталовложение в соответствующее оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт издержек приведён в приложении В.

Результаты расчета издержек для всех рассматриваемых в работе вариантов представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Издержки

Вариант	$I_{\text{Э.риэ}}$	$I_{\text{АМ.рен}}$	$I_{\Delta W}$, тыс. руб	I , тыс. руб
---------	--------------------	---------------------	---------------------------	----------------

	тыс. руб	тыс. руб		
1	$6,015 \times 10^4$	$1,117 \times 10^5$	$3,351 \times 10^4$	$2,054 \times 10^5$
2	$5,909 \times 10^4$	$1,127 \times 10^5$	$3,395 \times 10^4$	$2,057 \times 10^5$
3	$6,05 \times 10^4$	$1,162 \times 10^5$	$3,409 \times 10^4$	$2,108 \times 10^5$

Подробный экономический расчёт приведён в приложении В.

3.2.3 Расчёт среднегодовых расходов

Для того чтобы оценить расходы, которые понесёт предприятие при реализации того или иного варианта необходимо произвести расчёт расходов.

Расчёт среднегодовых расходов произведём по формуле 19.

Результаты расчёта сведём в таблицу 39.

Таблица 39 – Среднегодовые расходы

Вариант	З, тыс.руб.
1	$7,682 \times 10^5$
2	$7,787 \times 10^5$
3	$8,031 \times 10^5$

Из произведённых расчётов можно увидеть, что максимум приведённых затрат приходится на третий вариант. Это связано с тем, что в третьем варианте наибольшая длина линии, а, следовательно, значение капиталовложений в линии и амортизационных издержек. Этот вариант исключаем из рассмотрения.

Из оставшихся двух вариантов минимум приведённых затрат имеет первый вариант, за счёт меньших капиталовложений в линии и в подстанции. Это связано с тем, что суммарная длина линий здесь наименьшая, также по результатам расчётов получилось, что в этом варианте необходима установка УШР на шинах ВН НГРЭС меньшей мощностью, а, соответственно, и стоимостью.

Во втором варианте суммарная длина всех линий больше, однако, в этом варианте для его осуществления потребуется на один выключатель меньше.

Так как затраты на осуществление всех вариантов отличаются менее чем на 5 %, то целесообразнее провести расчёт экономической эффективности каждого варианта.

4 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для того чтобы оценить степень надёжности каждого из предложенных вариантов необходимо произвести её расчёт, который в дальнейшем покажет ущерб от перерыва электроснабжения.

4.1 Расчёт надёжности

Для оценки надёжности вариантов необходимо провести расчёт надёжности сети.

Основными показателями надёжности для элементов электрической сети является [24, 56]:

- параметр потока отказов (ω , 1/год);
- среднее время восстановления ($t_{в}$, год);
- частота плановых и преднамеренных отключений ($\mu_{пл}$, 1/год);
- время плановых и преднамеренных отключений ($t_{пр}$, год).

На примере одного варианта покажем принцип расчёта надёжности, ущерба и экономической эффективности.

Участок для расчёта надёжности приведён на рисунке 13, схема замещения на рисунке 14.

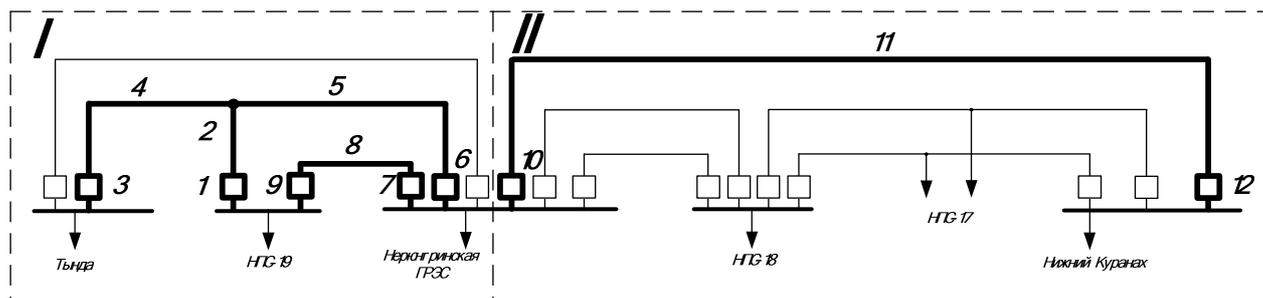


Рисунок 13 – Схема сети для расчёта надёжности

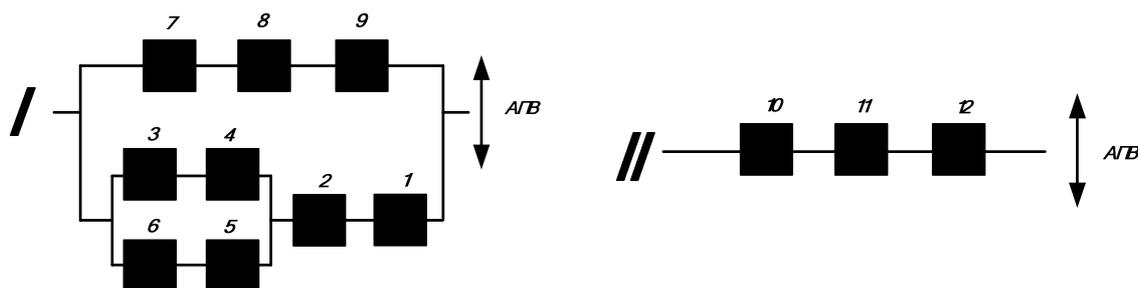


Рисунок 14 – Схема замещения для расчёта надёжности

Аналитическим методом определим показатели надёжности для всей сети.

Расчёт аналитическим методом производится с применением формул, которые позволяют свернуть схему замещения сети до одного элемента и рассчитать основные показатели надёжности всей сети.

Расчёт производится по формулам, приведённым на рисунках 15 и 16 [24, 56].

Последовательное соединение элементов	
без учета преднамеренных отключений	с учетом преднамеренных отключений
$\omega_c = \sum \omega_i$ <p>в схеме мало элементов:</p> $K_{П.С.} = \sum \omega_i t_{Bi}$ $K_{Г.С.} = \prod_{i=1}^n K_{Гi} = \prod_{i=1}^n p_i$ <p>в схеме много элементов:</p> $K_{Г.С.} = \frac{1}{1 - \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{K_{Гi}} - 1 \right)}$ $k_{П.С.} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Pi}}{\sum_{i=1}^n K_{Pi} + 1}$ $t_{В.С.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_c}$	$\omega_c = \sum \omega_i + \omega_{np \text{ НБ}}$ $K_{П.С.} = \sum \omega_i t_{Bi} + \left(\omega_{np} t_{np} \right)_{НБ}$ $K_{Г.С.} = \prod_{i=1}^n K_{Гi}$ $t_{В.С.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_c - \omega_{np \text{ НБ}}}$
$T_c = \frac{1}{\omega_c}; T_p = -\ln(1 - \alpha) T = 0.105 \frac{1}{\omega_c}$	

Рисунок 15 – Формулы расчёта для последовательного соединения элементов

Параллельное соединение элементов	
$\omega_C = \sum_{i=1}^n \omega_i \prod_{j=1}^n \omega_j t_{B_j}$ $K_{П.С} = \prod_{i=1}^n \omega_i t_{B_i}$ $K_{Г.С} = 1 - K_{П.С}$	$\omega_C = \sum_{i=1}^n \omega_i \prod_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n (\omega_j t_{B_j} + \omega_{ПР_j} t_{ПР_j})$ $K_{П.С} = \prod_{i=1}^n \omega_i t_{B_i} + \sum_{i=1}^n \omega_{ПР_i} t_{ПР_i} k_{ПР_i} \cdot \prod_{j=1}^n \omega_j t_{B_j}$ $k_{ПР} = 1 - e^{-\frac{t_{ПР_i}}{t_{B_{\text{вск}}}}}$
$T_C = \frac{1}{\omega_C}; T_P = 0,105 \frac{1}{\omega_C}; T_{B.C} = \frac{K_{П.С}}{\omega_C}$	
Модель выключателя	
$\omega_{Q''} = \omega_{СТ} + \omega_{АВТ} \sum (1 + a_i K_{АПВ_i}) \omega_i + \omega_{ОП} N_{ОП}$ $q_{Q''} = \omega_{СТ} t_{B_{СТ}} + \omega_{АВТ} \sum (1 + a_i K_{АПВ_i}) \omega_i t_{B_i} + \omega_{ОП} N_{ОП} t_{ОП}$	
<p>Состояние: один элемент в работе, другой в отказе при их параллельном соединении</p> $p = K_{Г.С(1)} K_{П.С(2)} + K_{Г.С(2)} K_{П.С(1)}$	

Рисунок 16 – Формулы расчёта параллельного соединения элементов

Расчёт производится сворачиванием схемы замещения с применение формул до одного элемента, для которого и рассчитываются показатели надёжности. Далее на основе полученных данных рассчитывают ущерб.

Для расчёта ущерба необходимо найти дефицитную мощность (мощность той нагрузки, которая будет отключена в случае отказа объекта). Для первого участка дефицитной мощностью будет мощность ПС 220 кВ НПС-19, так как при полном отказе всех элементов первого участка у ПС НПС-19 нет резерва.

$$P_{ДЕФ} = P_{НПС-19} \tag{27}$$

Ущерб каждого участка сети рассчитаем по формуле [24]:

$$Y = Y_0 \cdot P_{ДЕФ} \cdot t_{\text{вс}} + \left(Y_0 + \frac{Y_{\text{вн}}}{t_{\text{вс}}} \right) \cdot P_{ДЕФ} \cdot t_{\text{вс}} \cdot C_{\text{€}}, \quad (28)$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт·ч;

$Y_{\text{вн}}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт·ч;

$C_{\text{€}}$ - стоимость одного доллара (курс доллара), руб.

Для первого участка:

$$Y_1 = 0,15 \cdot 28,5 \cdot 25,6 + \left(0,15 + \frac{0,6}{25,6} \right) \cdot 28,5 \cdot 25,6 \cdot 57,6 \cdot 10^3 = 7,29386 \times 10^6 \text{ руб.}$$

После нахождения ущерба от перерыва электроснабжения второй части сети, находим общий ущерб, который будет равен сумме ущербов всех участков:

$$Y = Y_1 + Y_2, \quad (29)$$

где Y_1 – ущерб первого участка рассматриваемой схемы;

Y_2 – ущерб второго участка рассматриваемой схемы.

$$Y = 7,29386 \cdot 10^6 + 0 = 7,29386 \times 10^6 \text{ руб.}$$

Ущерб второй части будет равен нулю, так как при отключении линии НГРЭС - Нижний Куранах отключения потребителей не последует. Это связано с тем, что данная линия резервируема линиями 220 кВ НГРЭС - НПС-18 и НПС-18 - Нижний Куранах.

Для второго и третьего варианта необходимо также просчитать показатели надёжности и ущербы. Расчёт произведём по аналогии с первым вариантом.

Расчёт надёжности второго и третьего варианта строительства приведён в приложении Г.

4.2 Оценка экономической эффективности проекта

Для окончательного принятия решения о внедрении того или иного варианта развития энергорайона необходимо оценить экономическую эффективность каждого из них.

4.2.1 Оценка экономической эффективности.

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Выручка от реализации проекта [23]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (30)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, для данного варианта составляет 1117200 МВт·ч;

N – количество потребителей;

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя (ПП №728 от 26.12.2017 г.), тыс.руб/МВт·ч [1];

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{Pt} = 1118880 \cdot 4,23 \cdot 1 = 4732862,4 \text{ (тыс. руб. /год)}$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{бt}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{чt} = \Pi_{бt} - H_t = O_{Pt} - I_t - H_t - Y; \quad (31)$$

где O_{Pt} – стоимостная оценка результатов без НДС;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y – ущерб от перерыва электроснабжения.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{бt} = O_{Pt} - I_t - Y \quad (32)$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 (П_{6t}) \quad (34)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [1]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = П_{ч.м} + И_{м.т} - K_t, \quad (35)$$

Расчетный период принимаем равным $T_p = 20$ лет.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

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

где $d = 12\%$ – коэффициент дисконтирования.

Инвестирование капиталовложений в реализацию проекта 3 года.

Результаты расчёта ЧДД для предложенных вариантов представлены на рисунках 17, 18, 19.

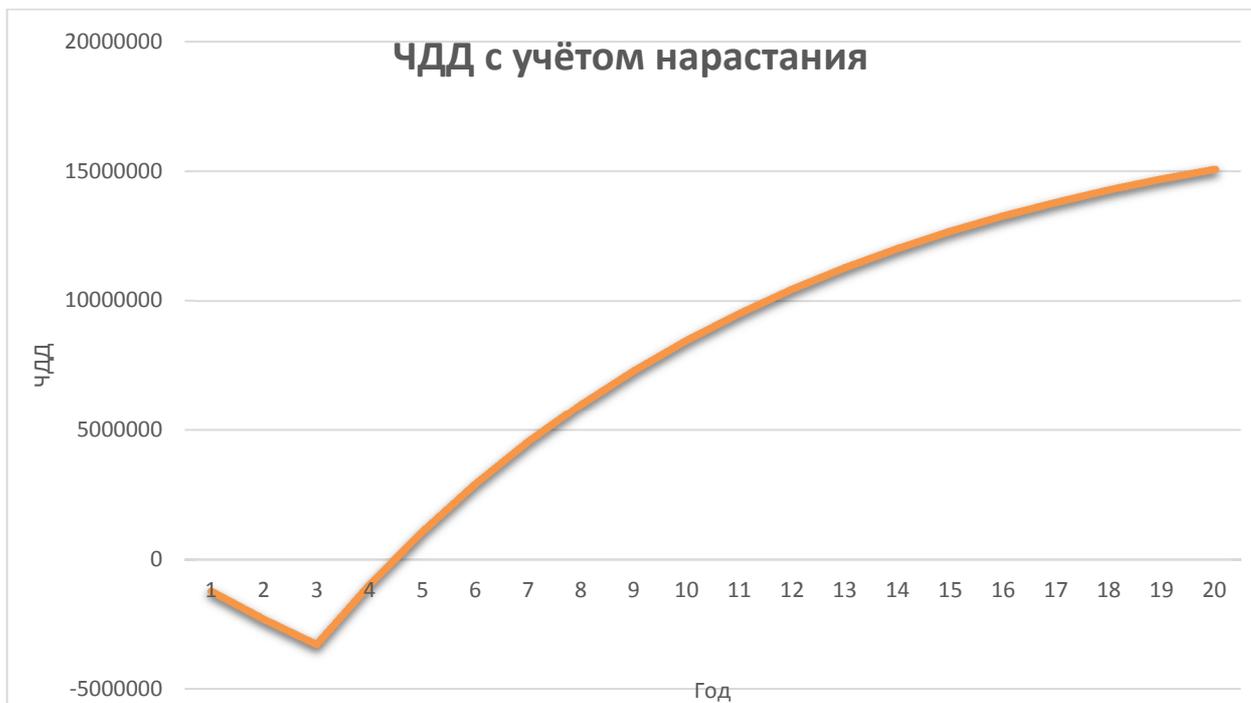


Рисунок 17 – График ЧДД 1 варианта

Результаты расчёта ЧДД первого варианта представлены в приложении Д.



Рисунок 18 – График ЧДД 2 варианта

Результаты расчёта ЧДД второго варианта представлены в приложении Д.



Рисунок 19 – График ЧДД 3 варианта

Результаты расчёта ЧДД третьего варианта представлены в приложении Д.

Из графиков ЧДД, представленных на рисунках 17, 18, 19 видно, что все предложенные варианты окупаются на 5 год эксплуатации.

4.2.2 Оценка рентабельности вариантов

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [56]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I'_t - Y - H_t}{K}, \quad (37)$$

где K - капитальные затраты;

\mathcal{E}_t - системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t - общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации для первого варианта (4 год):

$$R_t = \frac{4732862,4 - 205360,7 - 7293,86 - 0,2 \cdot 4527072,66}{5116466,86} = 0,7067.$$

Предложенный вариант развития энергорайона является эффективным, т.к. окупается на пятом году, то есть на втором году эксплуатации, рентабельность проекта составляет 70,8 %.

Для оставшихся двух вариантов рентабельность равна:

- 2 вариант: 69,51 %;

- 3 вариант: 67,16 %.

Исходя из результатов расчёта рентабельности видно, что первый проект наиболее привлекательный, так как у него меньшие затраты, меньшие капиталовложения, а самое главное выше надёжность. Его рентабельность больше, чем у остальных и составляет 70,8 %. Этот вариант является экономически эффективным и может рассматриваться как вариант развития Южно-Якутского энергорайона.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был выполнен ряд инженерных задач, показывающих уровень подготовки магистранта.

В магистерской диссертации проведён структурный и режимный анализ существующей сети Республики Саха (Якутия). По результатам анализа выявлены слабые места электрической сети данного энергорайона. Для дальнейших разработок были рассчитаны перспективные нагрузки и произведён расчёт режимов.

С целью развития региона и решения существующих на сегодняшний день проблем были предложены варианты строительства новой линии. Произведено техническое обоснование вариантов, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети. Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Для выбранного варианта строительства был решён вопрос управления потоками реактивной мощности нормализации уровней напряжения.

В завершении магистерской диссертации был произведён расчёт надёжности, ущербов и экономической эффективности предлагаемых вариантов развития исследуемого объекта и выбран наилучший вариант. Рентабельность выбранного варианта составила 70,8 %.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аполонский С.М., Куклеев Ю.В. Надежность и эффективность электрических аппаратов : учеб. пособ. –С.-Пб.: Изд-во «Лань», 2011. -448 с.
2. Анализ мирового и российского опыта использования технологий Smart Grid. Разработка рекомендаций по применению технологий Smart Grid в российской электроэнергетике : науч. – техн. исполн. Б.Б. Кобец [и др.]. – М.: ИНВЭЛ, 210. -122 с.
3. Бартоломей, П.Н. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях / П.И. Бартоломей, А.В. Паздерин // Известия вузов. Проблемы энергетики. -2004. -№9-10. –С. 24-33.
4. Брянцев А.М., Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А. и др. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы для сети 35-500 кВ. // Электротехника. -2003. -№1.
5. Воропай, Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы / Н.И. Воропай // Энергетическая политика. -2010. -№2. –С. 9-14.
6. Воропай, Н.И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами // Энергоэксперт. -2009. -№4. –С. 36-41.
7. Воропай Н.И., Этингов П.В. «Координированное противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FACTS»/ Н.И. Воропай // Электричество. -2005. -№10. –С. 25-37.
8. Воротницкий, В.Э. Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях на краткосрочную и долгосрочную перспективу / В.Э. Воротницкий // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III международной научно-практической конференции. –Екатеринбург. -2008. – Т. 2.
9. Воротницкий, В.Э. Расчёт, нормирование и снижение потерь в электрических сетях / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. – М.: ИПК госслужбы. -2003. -64 с.

10. Воротницкий, В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях. Ситуация в России. Зарубежный опыт анализа и снижения : монография / В.Э. Воротницкий. –М.: Науч.-исслед. ин-т электроэнергетики. -2007. -72 с.
11. Воротницкий, В.Э. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям / В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина и др. –М.: НЦ ЭНАС. -2006. -167 с.
12. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский и др. – М.: Энергоатомиздат. -2013. – 964 с.
13. Глушко, С.И. Электроэнергетика нового поколения как главный критерий модернизации российской экономики. Взгляд независимого эксперта/ С.И. Глушко // Энергетическая политика. -210. №2. -С. 42-47.
14. Глушко С.И., Писин С. Технологическая концепция Smart Grid – облик электроэнергетики будущего // Энергорынок. -2009. -№7. –С. 68-72.
15. Голов В.П., Мартиросян А.А., Москвин И.А., Кормилицын Д.Н. Использование управляемых электропередач с регулируемой продольной компенсацией для реализации адаптивных сетей // ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. -2017. -№2.
16. Данилин, И.В. От «умных» технологий к «умной» энергетике / И.В. Данилин // Энергетическая политика. -2010. -№2. –С. 22-28.
17. Дементьев, Ю.А. Применение управляемых статических компенсирующих устройств в электрических сетях / Ю.А. Дементьев // Электричество. -2003. -№9. –С. 2-11.
18. Дмитриев М.В., Карпов А.С., Шескин Е.Б., Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В. / Под ред. Г.А. Евдокунина. Управляемый подмагничиванием шунтирующие реакторы // Издательский дом «Родная Ладога». -2013.
19. Долгополов А.Г, Ивакин В.Н. Управляемые шунтирующие реакторы. Обзор и сравнительная характеристика. – М.: Информационно-справочное издание новости электротехники. – 2013. - №6.

20. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. -2009. -№4. –С. 28-34.
21. Железко, Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: ЭНАС. -2008. -280 с.
22. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. / В.И. Идельчик. - 2-е изд., стер. –М.: Альянс. -2009. -592 с.
23. Инновационные конструкции неизолированных проводов / КИРСКАБЕЛЬ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.elektrokabel.ru/members/oaо_kirskabel-3053/ – 03.05.2018.
24. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. –Новосибирск: Изд-во НГТ. -2003. -256 с.
25. Композитные опоры ВЛ / Феникс 88. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fenix88.com/> – 10.05.2018.
26. Коновалова, А.Р. УШР как средство повышения эффективности и надёжности транспорта электроэнергии / А.Р. Коновалова // Материалы XIII региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее». –Благовещенск: Изд-во БГПУ. -2017. –С. 1234-1236.
27. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. / Воропай Н.И., Ковалев Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. - 304 с.
28. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.: Изд-во ТОРУС ПРЕСС. -2011. -312 с.
29. Кочкин, В.И. «Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности». // Новости электротехники. -2007. -№4.
30. Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : / Кочкин В.И., Нечаев О.П. –М.: Изд-во НЦ ЭНАС. -2000. -248 с.

31. Кощев Л.А., Шлайфштейн В.А. Об эффективности применения управляющих устройств в электрической сети. Журнал электрические станции. -2005. -№12. –С. 30-40.
32. Кувшинов А.С. Инновационные конструкции проводов для высоковольтных линий электропередачи. – М.: Журнал наука и техника. - 2014. -№2. – С. 14-16.
33. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям / В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина и др. –М.: НЦ ЭНАС. -2006. -167 с.
34. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281.
35. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. –М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.
36. Основы современной электроэнергетики в 2т. : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ : Т2. Современная электроэнергетика / под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. Дом МЭИ, 210. -632 с.
37. Пospelов, Г.Е. Эффективность компенсирующих устройств для управления параметрами и режимами электрических сетей и их регулирования. –М.: Журнал Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. -2007. -№4. –С. 5-13.
38. Правила устройства электроустановок. –С.-Пб.: Изд-во ДЕАН, 2008. - 704 с.
39. Рогов, Г.В. Универсальная модель устройств управления потоками мощности в установившихся режимах / Г.В. Рогов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. -2014. -№4. –С. 206-209.
40. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.

41. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
42. Савина, Н.В. Инновационное развитие электроэнергетики на основе SMART GRID. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. -24 с.
43. Савина, Н.В. Методы расчета и анализ потерь электроэнергии в электроэнергетических сетях: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. -150 с.
44. Савина, Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях : моногр. / Н.В. Савина ; отв. ред. Н.И. Воропай. –Новосибирск: Наука, 2008. -228с. -500 экз.
45. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем : учеб. пособ. / Н.В. Савина. –Благовещенск: Изд-во Амурский гос. ун-т, 2014. -194 с.
46. Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике. –Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2007. -213 с.
47. Ситников, В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами электроэнергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS) / Автореферат дисс. докт. техн. наук. –Иваново. – 2009. –34 с.
48. Состояние и перспективы применения в электрических системах РФ и СНГ регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) с управляемыми подмагничиванием шунтирующими реакторами (УШР) и батареями конденсаторов (БСК)/ А.М. Брянцев [и др.] // Энергоэксперт. -2010. -№2. –С. 88-93.
49. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
50. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на период 2018-2022 годов, 2018 г.
51. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения, Энергосетьпроект. - 2006.

52. Теличко, Л.Я. Параметрическое регулирование мощности линий электропередач с применением управляемой продольной компенсации / Л.Я. теличко, Р.В. Батраков // Электротехн. Комплексы и системы упр. -2010. -№3. – С. 60-64.

53. Теличко Л.Я., Батраков Р.В. Регулирование потоков мощности по линиям электропередач с применением управляемой продольной компенсации // Электротехнические комплексы и системы управления. -2008. -№3.-С. 15-18.

54. Технологическая платформа «Интеллектуальная энергетическая система России». –М.: Российское энергетическое агентство, 2012. -53 с.

55. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учеб. пособие / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. – М.: Издат. дом МЭИ, 2012. -336 с.

56. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

57. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) // Энергоэксперт. -2009. -№4. –С.42-49.

58. Шкутова М.А. Разработка и тестирование математических моделей силовых устройств режимного регулирования. Магистерская диссертация. – С.-Пб. -2017. -134 с.

59. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года : офиц. текст : утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2019 №1715-р. -115 с.