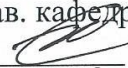


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 — «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

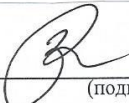
И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 09 » 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей
Западного района острова Сахалин с применением инновационного
оборудования

Исполнитель
студент группы 642 ОМ


7.06.18
(подпись, дата)


Е.И. Зайцев

Руководитель
канд.техн. наук,
профессор


7.06.18
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры
доктор.техн. наук,
профессор


09.06.18
(подпись, дата)

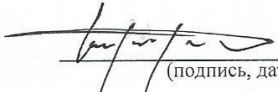
Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук


7.06.18
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент


15.06.18 У.Б. Кузнецов
(подпись, дата)

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

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 01 » 03 2018г

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Зайцева Егора Игоревича
Тема магистерской диссертации Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей Западного района о. Сахалин с применением инновационного оборудования

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к магистерской диссертации: Однотипная схема поточнораспределения мощностей по ЗБСР и ВБСР на 17 декабря 2014г.
4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ электроснабжительной системы района, повышение качества и надежности электроснабжения, технико-экономические срав-е
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 листа графической части, 38 таблиц.

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

7. Дата выдачи задания 01.03.2018

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

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

Задание принял к исполнению (дата):

[Подпись]
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 98 с., 25 рисунков, 39 формул, 38 таблицы, 82 использованных источника.

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

В данной магистерской диссертации была произведена разработка схем повышения надежности в Сахалинской области с учетом социально-экономического развития региона. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты улучшения надежности с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Сахалинской области	9
1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	9
1.1.1 Характеристика источников питания	9
1.1.2 Структурный анализ ЛЭП	11
1.1.3 Структурный анализ ПС	13
1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	17
1.2.1 Моделирование существующего участка сети	19
1.2.2 Анализ режимов существующей сети	19
1.3 Анализ потенциала возобновляемых ресурсов о. Сахалин	28
1.3.1 Ветроэнергетические ресурсы	28
1.3.2 Геотермальные ресурсы	29
1.3.3 Гелиоэнергетические ресурсы	30
1.3.4 Гидроэнергетические ресурсы	30
1.4 Вывод по разделу	31
2 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	33
2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе на инновационной основе	33
2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	35
2.2.1 Вариант развития западного участка электрической сети при реконструкции котельной в пос.Бошняково в мини-ТЭЦ	35
2.2.2 Вариант развития западного участка электрической сети при подключении ДЭС на участке Надеждино-Бошняково	45
2.2.3 Вариант развития западного участка электрической сети при подключении ВДЭС на участке Надеждино-Бошняково	55

2.2.4 Решение проблем качества электроснабжения потребителей восточного участка рассматриваемого эквивалента сети	64
2.3 Вывод по разделу	72
3 Выбор оптимального варианта развития сети	73
3.1 Капиталовложения	73
3.2 Расчет эксплуатационных издержек	76
3.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	77
3.4 Оценка экономической эффективности проекта	79
3.4.1 Оценка экономической эффективности проекта №1	79
3.4.2 Оценка экономической эффективности проекта №2	84
3.4.3 Оценка экономической эффективности проекта №3	86
3.5 Вывод по разделу	88
Заключение	89
Библиографический список	91

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ГХК – газохимический комплекс;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ВЛ – воздушная линия;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ТЭС – тепловая электростанция;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ШР – шунтирующий реактор;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- ТКЗ – токи короткого замыкания.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Электроэнергетика является важнейшей базовой отраслью промышленности Российской Федерации. От ее уровня развития зависит всё народное хозяйство страны, а также уровень научно-технического прогресса в стране. В России наблюдается стимуляция инноваций в электроэнергетике на политическом уровне. Внедрение новейших технологий происходит в директивном порядке, растет интерес к энергоэффективности, альтернативным источникам энергии, а также к системе интеллектуальных сетей Smart Grid. Этот процесс закреплен в Энергетической стратегии России на период до 2030 года. В сфере генерации в качестве одного из принципов перспективного развития заявлено максимальное использование потенциала малой энергетики и возобновляемых источников энергии. Распределенная генерация обладает рядом преимуществ перед централизованной: она более гибкая в технологическом плане, позволяет решать проблемы дефицита электроэнергии в масштабах регионов. Энергосистема острова Сахалин обладает рядом проблем связанных с ее изолированностью, необходимостью доставки топлива с материковой части России, слабой развитостью энергосетевого хозяйства, высокой степенью износа и устареванием оборудования. Эти проблемы в совокупности создают предпосылки для реализации на базе энергосистемы Сахалинской области принципов перспективного развития.

В данной магистерской диссертации проводится улучшение показателей надежности и качества электроснабжения потребителей центрального базового стетевого района о. Сахалин. Она включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети, улучшить качество электроэнергии и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Цель магистерской диссертации, заключается в разработке технически осуществимых, также экономически выгодных мероприятий на основе

инновационных технологий, способных обеспечить надёжное и качественное электроснабжение потребителей.

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

- расчет нормального и послеаварийного установившегося режима с учетом прогноза электрических нагрузок;
- разработка конкурентно-способных вариантов развития электрической сети;
- расчет экономической эффективности предложенных вариантов с учетом фактора надежности;

Объект исследования. Объектом исследования в данной диссертации являются сети западного района о. Сахалин

Предмет исследования: Эффективность, надежность и качество электроснабжения потребителей Западного района о. Сахалин.

Научная новизна проводимых исследований заключается в следующем:

1. Применен комплексный подход к решению проблем надежности и качества электроснабжения потребителей.
2. Проведен анализ возможности использования возобновляемых источников энергии
3. Учен фактор надежности при выборе оптимального варианта развития сети.

Магистерская диссертация разработана в операционной системе Windows 7 с использованием: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПКВ RastrWin 3.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА О. САХАЛИН

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

1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

1.1.1 Характеристика источников питания

Сахалинская ГРЭС — тепловая электростанция (ГРЭС), которая расположена в посёлке Лермонтовка Поронайского района Сахалинской области. Входит в состав ПАО «Сахалинэнерго». Электростанция обеспечивает электроэнергией центральную и южную части острова Сахалин.

В 1992 году котлоагрегат № 1 был демонтирован. в связи с экономической ситуацией в стране средств на замену котла не нашлось. В дальнейшем, в конце 1990-х и 2000-х годах из-за отсутствия финансов на восстановление и реконструкцию основное оборудование станции неоднократно перемаркировывалось со снижением установленной мощности. Последний раз турбоагрегат нес номинальную мощность на станции в 2003 г. Мощность турбоагрегата № 4 во время испытаний после капитального ремонта

достигла 56 МВт. С 18 декабря 2013 года выведены из эксплуатации турбоагрегаты № 1 и № 2 мощностью 84 МВт

Установленная мощность станции на начало 2014 года составляла 84 МВт. Выработка электроэнергии в 2013 году составила 353,8 млн кВт·ч или 13 % от суммарной выработки всех электростанций Сахалинской области. Установленная тепловая мощность ГРЭС — 15 Гкал/ч. В 2013 году станция отпустила 38,7 тыс. Гкал тепловой энергии. Основное оборудование станции изношено, ресурс работы турбоагрегатов превышен в 2-3 раза. Особенностью станции является использование морской воды для охлаждения турбин. Сахалинская ГРЭС осуществляет водозабор из залива Терпения Охотского моря, а также реки Горянка и трёх скважин.

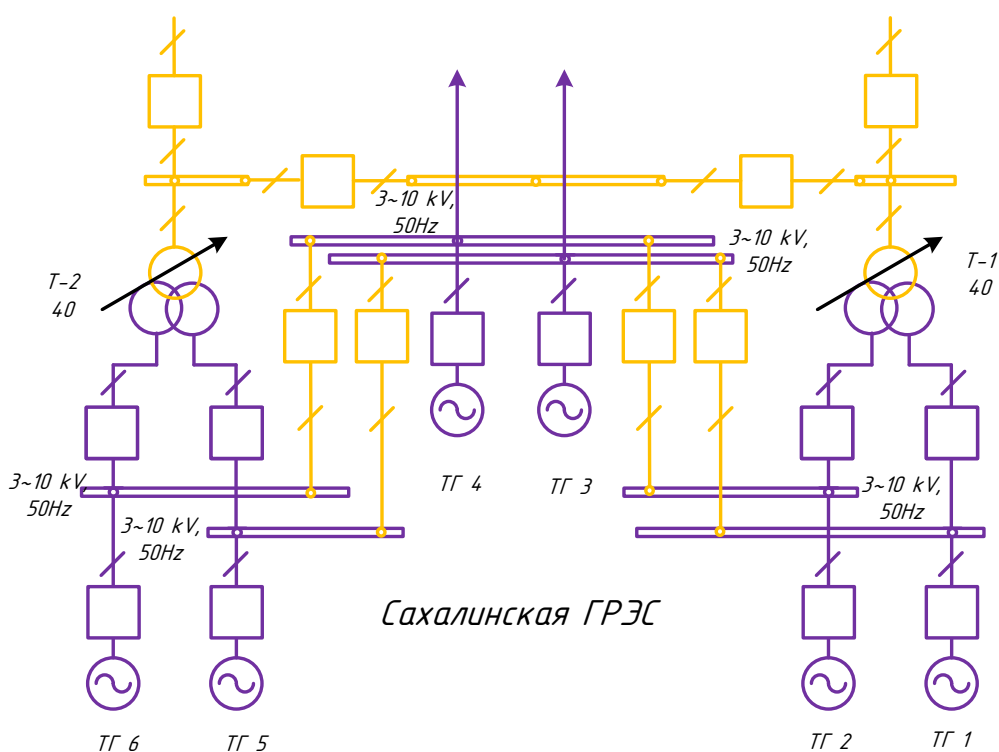


Рисунок 1 – Схема Сахалинской ГРЭС

РУ ВН:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

Распределительное устройство 220 кВ Сахалинской ГРЭС является не типовым

РУ СН:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

РУ выполнено по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии(сх. 4Н)

РУ НН:

$U_{НОМ}$: 35 кВ

РУ выполнено по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии(сх. 4Н)

Таблица 1 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I_X , %
ТДЦ-200000/220-У1	2	11	650	240	1125	0,45
ТДГ-40500/110	2	10,85	5805	839	240	0,88

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{НОМ}$, кА	Маховый момент, $T \cdot M^2$	Постоянная времени T_{d0} , с
ТВФ-60-2 ст	6	50	6,3	4,41	8,85	8,85

1.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 3 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{НОМ}$, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
ГРЭС-Краснопольская	220	АС-240	67,2	ВЛ
ГРЭС-Смирных		АС-240	92,8	ВЛ

Краснопольская-Шахтерская	110	2хАСК-120	2х11,3	ВЛ
Краснопольская-Углегорская		2хАС-120	2х17,3	ВЛ
ГРЭС-Поронайская	110	АС-120	35,4	ВЛ
Шахтерская-Ударновская	35	АС-120	4	ВЛ
Шахтерская-Надеждино		АС-120	3,35	ВЛ
Ударновская-Районная		АС-70	5,3	ВЛ
Районная-Надеждино		АС-95	5,2	ВЛ
Надеждино-Тельновская		М-50/АС-95	21,7/4	ВЛ

продолжение таблицы 3

Тельновская-Лесогорская		СИП-95/АС-95	1,3/7,46	ВЛ
Лесогорская-Бошняково		АС-95/СИП-95	23,8/1,3	ВЛ
Поронайская-Леонидово		АС-150	22,3	ВЛ
Леонидово-Забайкалец		АС-150	10	ВЛ
Забайкалец-Малиновка		АС-150	12,9	ВЛ
Малиновка-Буюклы		АС-95	13,6	ВЛ
Буюклы-Кошевое		АС-95	5,7	ВЛ
Кошевое-Ельники		АС-95	10	ВЛ
Ельники-Смирных		АС-95	9,7	ВЛ
Леонидово-Тихменево		АС-70	10,3	ВЛ
Тихменево-Гастелло		АС-95	12,9	ВЛ
Гастелло-Оп 19		АСК-120	16,1	ВЛ
Оп-19-Новое		АС-120	6,6	ВЛ
Оп-19-Восток		АС-95	0,4	ВЛ
Восток-Разрез		35	АС-95	5,3

ГРЭС-Лермонтовка		АС-120	2	ВЛ
Лермонтовка-Оп-19		АС-120	1,1	ВЛ

Отдельно выделяются ЛЭП, выполненные разными сечениями.

Таблица 14 – Линии, выполненные разными сечениями

Наименование линии	$U_{НОМ}$, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
--------------------	----------------	---------------	-----------------	-----------

продолжение таблицы 4

Надеждино-Тельновская	35	М-50	21,7	ВЛ
		АС-95	7,4	
Тельновская-Лесогорская	35	СИП-95	1,3	ВЛ
		АС-95	7,46	
Лесогорская-Бошняково	35	СИП-95	23,8	ВЛ
		АС-95	1,3	

Таблица 5 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

$U_{НОМ}$, кВ	Суммарная протяженность, км
220	160
110	92,6
35	216,31

Таблица 6– Интервальная оценка сечений

$U_{НОМ}$, кВ	Сечение	Суммарная протяженность,
----------------	---------	--------------------------

		км
220	АС-240	67,2
110	АСК-120	22,6
	АС-120	34,6
35	АС-150	
	АС-120	7,35
	АС-95	40,46
	АС-70	5,3
	М-50	21,7
	СИП-95	25,1

1.1.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 7 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
Краснопольская	Узловая
Шахтерская	Узловая
Углегорская	Тупиковая
Надеждино	Отпаечная
Районная	Проходная
Тельновская	Проходная
Лесогорская	Отпаечная
Бошняково	Тупиковая
Ударновская	Проходная
Поронайская	Узловая
Гастелло	Отпаечная
Разрез	Тупиковая
Восток	Отпаечная
Лермонтово	Отпаечная
Леонидово	Проходная

Забайкалец	Проходная
Малиновка	Проходная
Буюклы	Проходная
Кошевое	Отпаечная
Ельники	Отпаечная
Смирных	Узловая

Таблица 8 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН	Схема РУ СН (если есть)
Краснопольская	Мостик с выключателями в цепях линий	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической перемычкой
Шахтерская	Два блока с выключателями и перемычкой со стороны линии	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
Углегорская	Два блока с выключателями и перемычкой со стороны линии	
Ударновская	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	
Районная	Блок линия-трансформатор с выключателем	
Тельновская	Блок линия-трансформатор с выключателем	
Лесогорская	Блок линия-трансформатор с выключателем	
Бошняково	Два блока линия-трансформатор с выключателем со стороны линии	
Надеждино	Блок линия-трансформатор	
Поронайская		Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической перемычкой

Гастелло	Два блока линия-трансформатор с выключателем со стороны линии	
Разрез	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической переемычкой	
Восток	Блок линия-трансформатор	
Лермонтово	Блок линия-трансформатор	
Леонидово	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической переемычкой	
Забайкалец	Блок линия-трансформатор с выключателем	
Малиновка	Блок линия-трансформатор с выключателем	
Буюклы	Два блока линия-трансформатор с выключателем со стороны линии	
Кошевое	Блок линия-трансформатор	
Ельники	Блок линия-трансформатор	
Смирных		Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической переемычкой

Таблица 9 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Краснопольская	2 x ТРДН-40000/220/110/35
Шахтерская	2 x ТДТН-16000/110/35/10
Углегорская	2 x ТДТН-16000/110/10
Ударновская	2 x ТМН-4000/35/10
Районная	ТМН-1000/35/10

Надеждино	ТМ-250/35/6
Тельновская	ТМН-1000/35/6
Лесогорская	ТМН-1000/35/6
Бошняково	2 х ТМН-1000/35/6
Поронайская	2х ТРДН-25000/110/35/10
Гастелло	ТМН-2500/35/10
Разрез	2хТМН-6300/35/6
Восток	2хТМН-6300/35/10
Лермонтово	ТМН-1000/35/10
Леонидово	2х ТМН-4000/35/10
Забайкалец	ТМН-2500/35/10
Малиновка	ТМН-2500/35/10
Буюклы	2х ТМН-1600/35/6
Кошевое	ТМН-1600/35/6
Ельники	ТМН-1600/35/6
Смирных	2х АДЦТН 63000/220/110/35, 2х ТМН-6300/35/10

1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Сахалинских электрических сетей, зимний режим 2016 г;
- Однолинейная схема потокораспределения мощностей по ЗБСР на 17 декабря 2014г.;
- Схема потокораспределения Сахалинских электрических сетей за 16.12.2016 г.
- Однолинейная схема потокораспределения мощностей по ВБСР на 17 декабря 2014г.;

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

- Для расчета нормальной схемы сети предполагается включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. Во время проведения расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

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

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

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Смирных

$$P_{Смирн.}^{прог} = 15,4 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 17,966 \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q_{Смирн.}^{прог} = 1,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 1,86 \text{ Мвар}. \quad (2)$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

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

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

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

1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

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

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

1.2.2 Анализ режимов существующей сети.

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

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. Отклонения по напряжению более 5% наблюдаются в следующих узлах, представленных в таблице 16.

Таблица 10 – Отклонение напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном	V	dV
205	Краснопольская 110(1)	110	117,39	6,72
207	Краснопольская 10(1)	10	10,71	7,12
213	Шахтерская 110(1)	110	117,31	6,64
215	Шахтерская СТ(1)	110	117,22	6,56
217	Шахтерская 35(1)	35	37,49	7,12
220	Шахтерская 6(2)	6	6,52	8,60
221	Ударновская 35(1)	35	37,39	6,83
222	Ударновская 35(2)	35	37,39	6,83
227	Районная 35(3)	35	37,33	6,65
230	Районная 6(3)	6	6,37	6,16
666	Смирных 35 1	35	37,90	8,30
106	Поронайская 6	10	9,47	-5,30

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

Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70\%$ большинство ЛЭП загружены не оптимально. ВЛ для примера представлены в таблице 17.

Таблица 11 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3
Красногорская - Краснопольская 220(2)	9	610,0	1,5
Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	9	610,0	1,4

Краснопольская 110(2) - Шахтерская 110(2)	12	375,0	3,2
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	13	265,0	4,9
Шахтерская 35(2) - Надеждино 35	16	220,0	7,1
Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	16	330,0	4,7

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

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 26,72 МВт, что составляет 2 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схемы нормального режима сети показаны на рисунках 2 и 3.

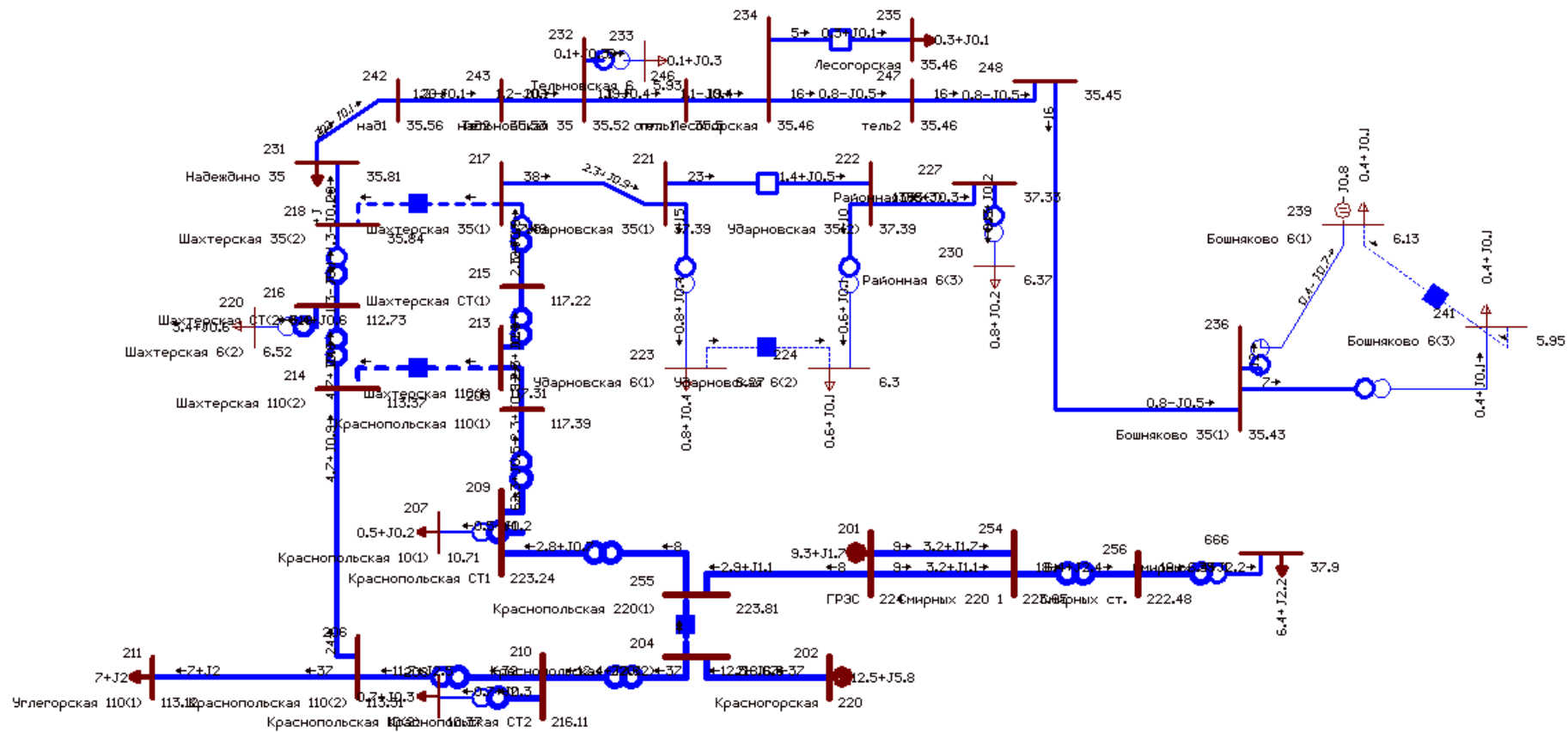


Рисунок 2 – Схема нормального режима западного участка сети

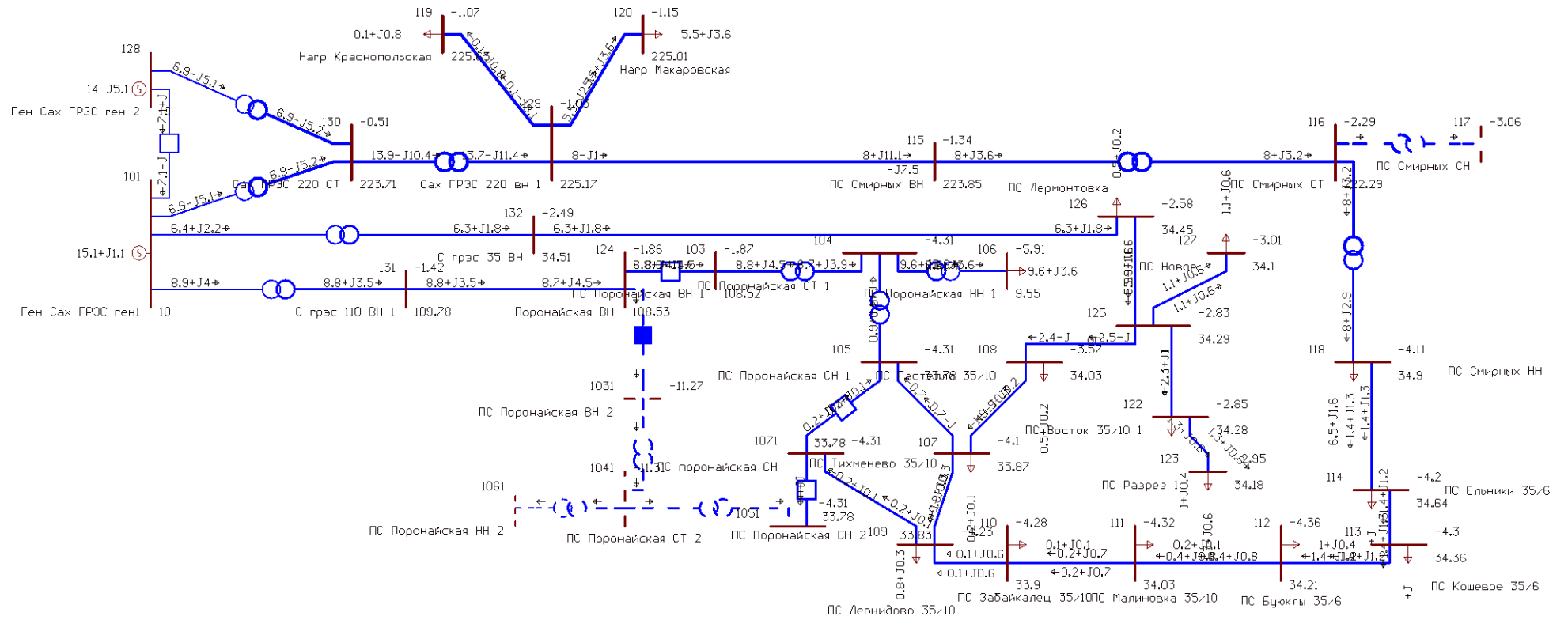


Рисунок 3 – Схема нормального режима восточного участка сети

Для того что-бы проверить соответствие рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена одна цепь ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская;
- отключена одна цепь ВЛ 110 кВ Сахалинская ГРЭС – Поронайская;

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении В.

По результатам расчёта данных режимов видно, что в случае отключения одной цепи ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская отключаются все потребители на участке Шахтерская-Бошняково , в случае отключения ВЛ 110 кВ Сахалинская ГРЭС – Поронайская не происходит аварийных отключений. Проанализировав эти режимы видно, что в результате на западном участке уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже номинального, но не вышел за пределы допустимого, а на восточном участке происходит снижение уровня напряжения ниже номинального более 10% . Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения превышает 5%, в таблице 12.

Таблица 12 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном	V	dV
205	Краснопольская 110(1)	110	117,39	6,72
207	Краснопольская 10(1)	10	10,71	7,12
213	Шахтерская 110(1)	110	117,31	6,64
215	Шахтерская СТ(1)	110	117,22	6,56
217	Шахтерская 35(1)	35	37,49	7,12
221	Ударновская 35(1)	35	37,39	6,83
222	Ударновская 35(2)	35	37,39	6,83

227	Районная 35(3)	35	37,33	6,65
230	Районная 6(3)	6	6,37	6,16
666	Смирных 35 1	35	37,90	8,30
103	ПС Поронайская ВН 1	110	87,78	-20,20
104	ПС Поронайская СТ 1	110	87,84	-20,15
105	ПС Поронайская СН 1	35	27,98	-20,05
106	ПС Поронайская НН 1	10	7,85	-21,54
107	ПС Тихменево 35/10	35	29,35	-16,15
108	ПС Гастелло 35/10	35	30,85	-11,85
109	ПС Леонидово 35/10	35	29,22	-16,53
110	ПС Забайкалец 35/10	35	29,70	-15,13
111	ПС Малиновка 35/10	35	30,38	-13,19
112	ПС Буюклы 35/6	35	31,32	-10,52
113	ПС Кошевое 35/6	35	31,80	-9,16
114	ПС Ельники 35/6	35	32,64	-6,73
122	ПС Восток 35/10 1	35	32,58	-6,91

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по прежнему остались недогруженными. Представим оставшиеся в работе линии в таблице 13. ЛЭП, представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

Таблица 13 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	38	390,0	9,7
Краснопольская 110(2) - Углегорская 110(1)	37	390,0	9,5
Красногорская - Краснопольская 220(2)	25	610,0	4,2
Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	13	265,0	4,9

Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	12	375,0	3,2
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,4
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,5
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 4 и 5.

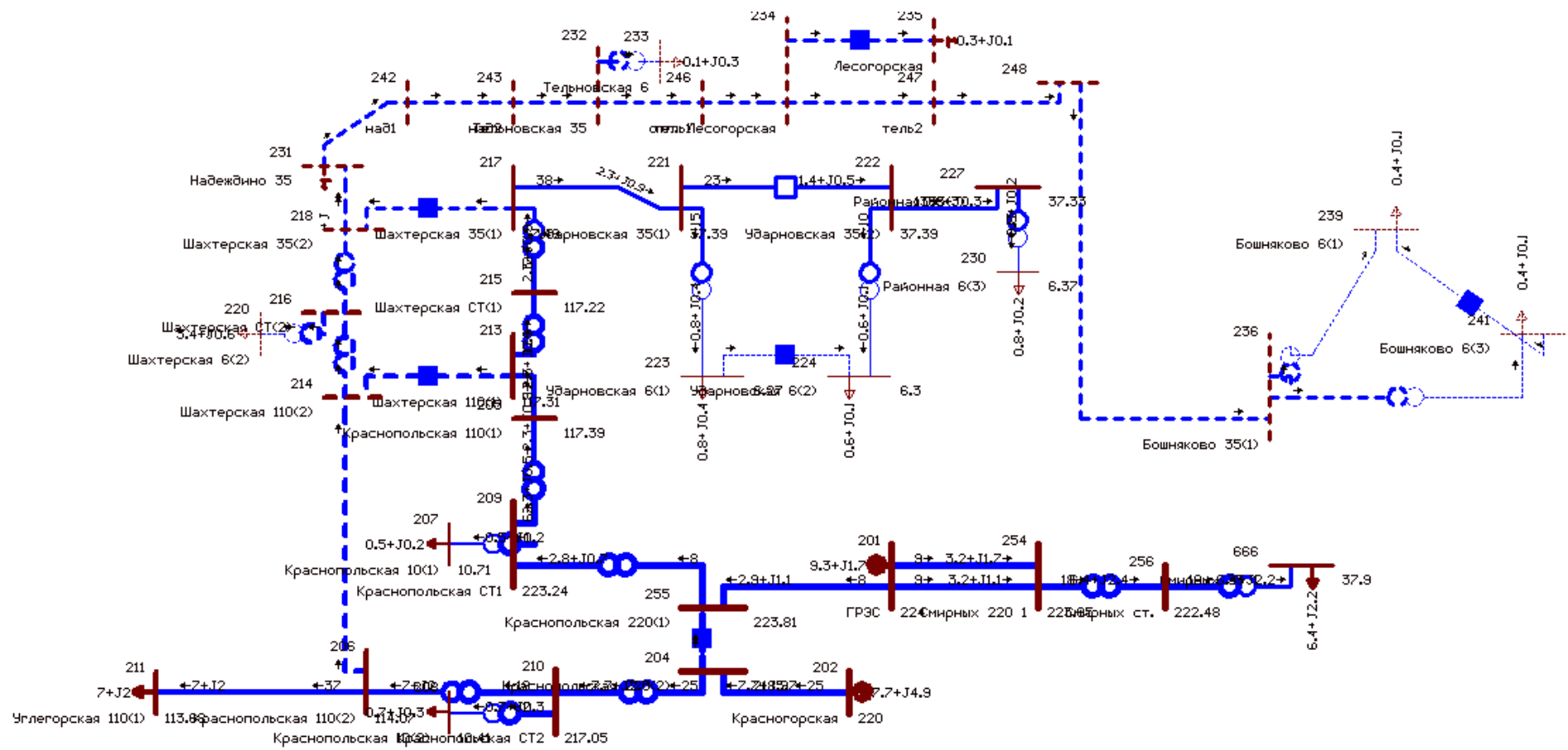


Рисунок 4 – Схема послеаварийного режима западного участка сети при отключенной ВЛ Краснопол'sкая – Шахтерская

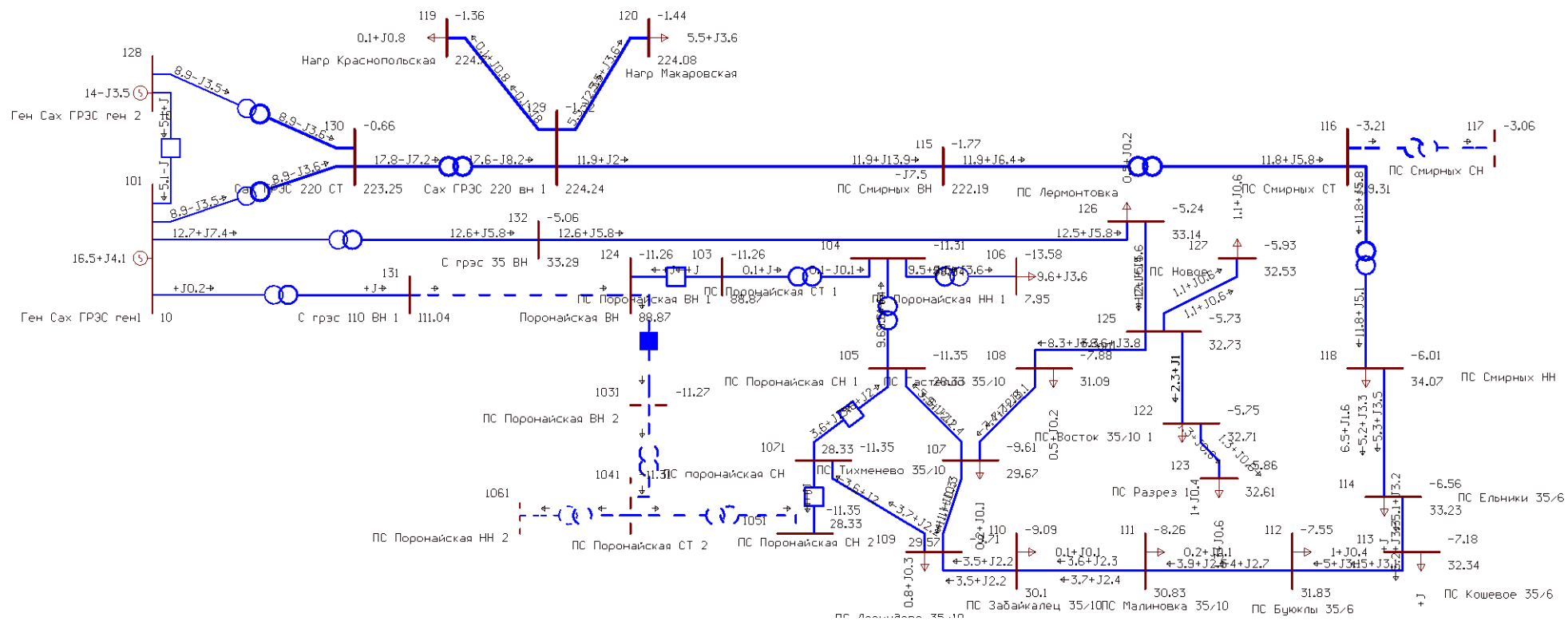


Рисунок 5 – Схема послеаварийного режима восточного участка сети при отключенной ВЛ Сахалинская ГРЭС–
Поронайская

1.3 Анализ потенциала возобновляемых ресурсов о. Сахалин

Основными видами возобновляемых природных энергетических ресурсов (ВПЭР) Сахалинской области являются геотермальные, ветроэнергетические и приливные. Уникальное островное расположение области обуславливает наличие значительных ресурсов ветра и приливной энергии, а присутствие ресурсов термальных вод и парогидротерм, перспективных для освоения связано с активной вулканической деятельностью на Курильских островах. Территориальные особенности Сахалинской области также определяют специфику энергоснабжения региона: изолированность от крупных энергосистем, наличие отдельных энергоузлов и большое количество труднодоступных потребителей.

Основными проблемами энергоснабжения о. Сахалин являются сложность, дальность и сезонность транспортировки топлива и, как следствие, значительное его удорожание. Для решения этой важной для большей части населения проблемы существенную роль может сыграть использование возобновляемых природных энергоресурсов, способных вытеснить часть дорогостоящего привозного (особенно для Курильских островов) органического топлива, улучшить надежность и качество обеспечения потребителей электроэнергией и теплом.

1.3.1 Ветроэнергетические ресурсы

Суммарный валовой ветропотенциал Сахалинской области оценивается в 3800 млрд кВт*ч, технический — в 227 млрд кВт*ч [1, 2]. Распределение ветропотенциала по территории области крайне неравномерно ввиду особенностей ее расположения относительно моря, наличия перепада высот и конфигурации горных образований. В связи с этим можно выделить локальные территории, где величина потенциала существенно превышает средние значения ветроэнергетических ресурсов по району.

Западное и восточное побережья Сахалина различаются по двум показателям: уровень средних скоростей ветра и их распределение в годовом

ходе. Максимальные значения показателей в западной части острова приходятся на ноябрь–декабрь, а на востоке — на январь. Наибольшим потенциалом ветроэнергетических ресурсов обладают северная сторона Сахалина, где среднегодовая скорость ветра составляет 6–8 м/с, и юго-западная, где этот показатель выше 8 м/с.

Особенность проявления ветроэнергетического потенциала области, в отличие от территорий на материке, заключается в том, что в году наибольшие среднемесячные скорости ветра можно наблюдать в осенне-зимний период. Этот фактор способствует более эффективному использованию потенциала ветровой энергии. С другой стороны, порывы ветра, особенно на Курильских островах, могут достигать 60 м/с, что, затрудняет преобразование ветровой энергии, учитывая возможное аварийное отключение ветроэнергетических установок при скоростях ветра выше 25 м/с.

1.3.2 Геотермальные ресурсы

На территории области в качестве геотермальных ресурсов можно выделить термальные воды о. Сахалин и парогидротермы Курил. Температура вод в недрах острова обуславливается величиной геотермического градиента, который составляет в среднем 3,3 °С на 100 м. Основные запасы геотермальной энергии Сахалина сосредоточены в Северо-Сахалинском, Поронайском, Татарском и Сусунайском артезианских бассейнах. В гидрогеологическом отношении наиболее изучен самый крупный на острове Северо-Сахалинский бассейн, где термальные воды имеют температуру от 40 до 80–90 °С и залегают на глубинах 1500–3500 м.

Запасы термальных вод, которые возможно включить в освоение, составляют при фонтанной эксплуатации скважин 9 тыс. м³/сут, что эквивалентно тепловой энергии 84 тыс. Гкал/год, при насосной эксплуатации — 335 тыс. м³/сут с тепловым потенциалом 3,5 млн Гкал/год. Можно применять для снабжения горячей водой, обогрева теплиц, парников и ферм низкотемпературные воды с использованием тепловых насосов и тепловых панелей.

1.3.3 Гелиоэнергетические ресурсы

На территории Сахалинской области такой параметр как среднегодовые значения солнечной радиации на горизонтальную поверхность в северной части составляет менее $1150 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$, в южной — до $1250 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$. Число часов солнечного сияния на территории области не превышает $1800 \text{ ч}/\text{год}$. Использование энергии солнца для обеспечения потребителей электроэнергией и теплом может быть целесообразно при годовой продолжительности солнечного сияния более 2000 ч и приходе солнечной радиации на горизонтальную поверхность не менее $1300 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$.

На территории Сахалинской области значения потенциала солнечной энергии ниже вышеуказанных величин, вследствие чего использование этого вида ресурса малоэффективно. Однако на южных территориях области вполне возможно точечное использование энергии солнца для горячего водоснабжения в пансионатах, турбазах, санаториях и т. п.

1.3.4 Гидроэнергетические ресурсы

Энергия рек. На территории области насчитывается более 65 тыс. водотоков протяженностью около 106 тыс. км, из которых около 4 тыс. небольших водотоков протекают на Курильских островах. Валовой гидроэнергетический потенциал речного стока области оценивается в $15,5$ млрд $\text{кВт} \cdot \text{ч}$. Больших рек в области мало, что обусловлено близостью основных водоразделов к морскому побережью. К наиболее крупным рекам относятся Тымь и Поронай. Реки области характеризуются неравномерностью распределения стока в течение года. Для них характерно наличие двух многоводных (весна и осень) и двух маловодных (лето и зима) сезонов.

Наиболее многоводный сезон — весна, а самый маловодный — зима (для Северо-Сахалинской равнины — лето). На время весеннего половодья приходится от 35 до 65 % годового стока. Дождевые паводки отмечаются преимущественно в осенний период, но по объему стока они значительно уступают половодью. Около 98 % общего числа рек области относится к категории малых и самых малых, и почти все они имеют рыбохозяйственное

значение, что также значительно ограничивает потенциал для их использования в целях энергоснабжения потребителей.

Энергия приливов.

Природной особенностью морского побережья Сахалинской области является большое количество заливов закрытого типа (лагун), обладающих приливными потенциалом, который оценивается в 4,4 млрд кВт·ч. Приливно-отливные амплитуды уровня моря составляют в среднем 1,0 м, достигая с учетом ветро-волновых нагонов до 1,5–2,0 м. Общая площадь лагун у побережья— около 2200 км². Каждые сутки через проливы в лагуны проходит не менее 1,1 км³ воды из Охотского моря, что в 16 раз превосходит суммарный сток всех рек острова. Скорость протекания воды в проливах лагун переменна в различные приливо-отливные фазы и, по имеющимся оценкам, колеблется от 0 до 2,5 м/с.

1.4 Выводы по разделу

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 35 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети

Всего в рассматриваемом районе 26 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

Практически все ЛЭП являются одноцепными. Преобладают линии номинального напряжения 35 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-95.

В нормальном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$.

При анализе послеаварийных режимов видно, что в случае отключения одной цепи ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская отключаются все потребители на участке Шахтерская – Бошняково, в случае отключения ВЛ 110 кВ Сахалинская ГРЭС – Поронайская не происходит аварийных отключений однако можно увидеть, что в результате на западном участке уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже номинального, но не вышел за пределы допустимого, а на восточном участке происходит снижение уровня напряжения ниже номинального более 10%.

Что касается потенциала возобновляемых источников энергии о. Сахалин то можно сделать вывод, что Сахалинская область располагает колоссальным количеством возобновляемых природных энергоресурсов, однако их потенциал используется слабо, хотя проблемы энергоснабжения потребителей создают предпосылки для его более широкого применения. Приоритетные виды возобновляемых ресурсов для применения в энергетике — это геотермальные и ветровые ресурсы, причем освоение ветроэнергетического потенциала обладает наибольшими перспективами в северо-восточной и юго-западной частях Сахалина, а также на всей территории Курильских островов, а предпосылки более масштабного применения потенциала геотермальных источников имеются на островах Кунашир, Итуруп и Парамушир. Использование гелиопотенциала практически не имеет перспектив и целесообразно лишь локально в отдельных частях южной части о. Сахалин при создании гелиоустановок с приемлемыми технико-экономическими показателями. Освоение рек затруднено из-за их большого рыбохозяйственного значения, внутригодовой неравномерности распределения стока и удаленности от населенных пунктов. Значительная величина энергетического потенциала приливов позволяет говорить о перспективности использования этого ресурса в будущем при достижении экономической эффективности.

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимых объектов.

2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

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

Функционирование электроэнергетики в Сахалинской области с учетом территориальных особенностей региона характеризуется большой территорией обслуживания протяженных электрических сетей при относительно небольшом электропотреблении .

Согласно схеме и программе развития электроэнергетики Сахалинской области основными целями развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2017 - 2021 годы являются:

- создание условий для комплексного социально-экономического развития Сахалинской области

- развитие электроэнергетики Сахалинской области для обеспечения бесперебойного функционирования Сахалинской энергосистемы, надежного и качественного электроснабжения потребителей Сахалинской области.

Исходя из поставленных целей на выбранном участке сети требуется решить проблему надежности электроснабжения как промышленных потребителей в лице угледобывающих предприятий ,таких как ООО ВОСТОЧНАЯ ГОРНОРУДНАЯ КОМПАНИЯ , так и бытовых потребителей на данном участке.

Вариант 1. Предусматривает реконструкцию котельной в пос. Бошняково в мини ТЭЦ с газопоршневыми установками и ее работу в режиме когенерации. Данный вариант подразумевает:

- Установку ГПУ в пос. Бошняково;



Рисунок 6 – Карта-схема варианта 1

Вариант 2. Предусматривает установку ДЭС на участке ПС Надеждино-ПС Бошняково

- Установку ДЭС В пос. Бошняково
- Установку ДЭС в пос. Тельновское

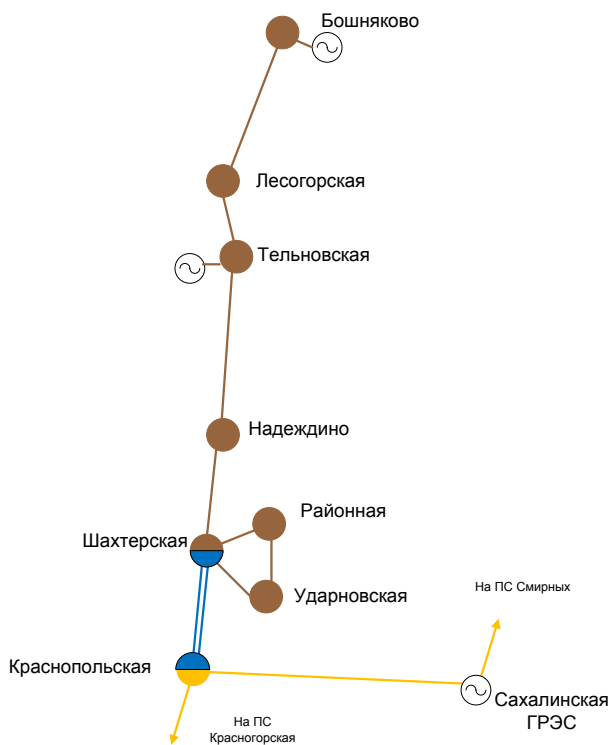


Рисунок 7 – Карта-схема варианта 2

Вариант 3. Предусматривает установку ВДЭС на участке ПС Надеждино-ПС Бошняково

- Установку ВДЭС в пос. Бошняково
- Установку ВДЭС в пос. Тельновское

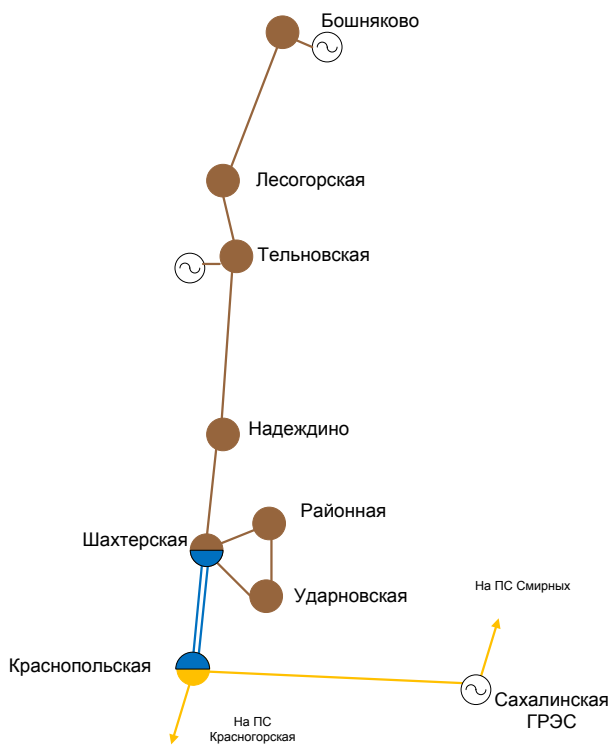


Рисунок 8 – Карта-схема варианта 3

2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

2.2.1 Вариант развития электрической сети при строительстве ВЛ 35 кВ

Вариант развития электрической сети при реконструкции котельной в пос. Бошняково в мини-ТЭЦ

При сравнении вариантов исполнения Мини-ТЭЦ на основе газотурбинных и газопоршневых установок, было выявлено, что газопоршневые установки имеют более высокий КПД по выработке электричества, а также являются менее затратным вариантом по сравнению с газотурбинными установками [5]. Одним из плюсов ГПУ является то, что эти

установки могут работать на различных видах топлива. ГПУ представлена на рисунке 8.

Общее количество газопоршневых установок для Мини-ТЭЦ составляет 10 штук, с единичной электрической мощностью 250 кВт. Данная установка может работать, как в режиме выработки только электроэнергии так и в режиме когенерации. Такой режим позволяет более эффективно использовать топливо, режим когенерации показан на рисунке 9.

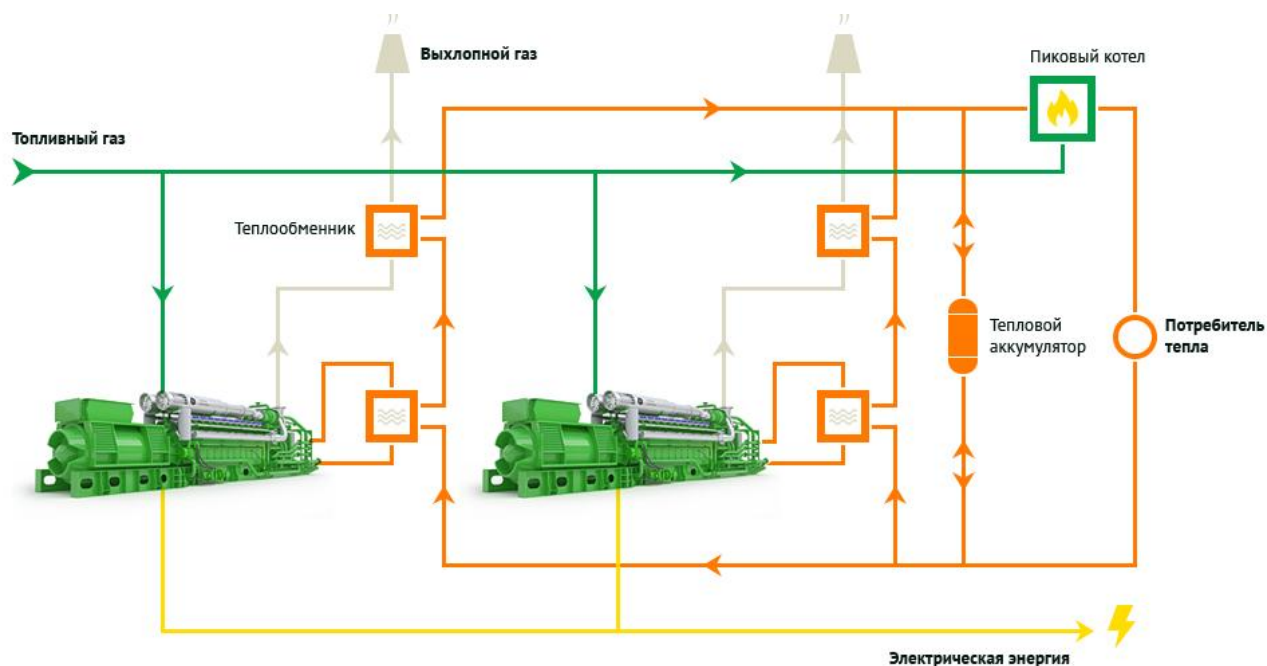


Рисунок 9 - Когенерация

Газопоршневой электроагрегат представляет собой энергетическую установку, в состав которой входят:

- газопоршневой электроагрегат (мотор-генератор);
- внутреннее газооборудование;
- система управления, контроля и защиты;
- система жизнеобеспечения;
- вспомогательное оборудование, необходимое для обеспечения работы электроагрегата.

Все оборудование агрегата смонтировано в утепленном блок-контейнере и устанавливается снаружи существующей котельной

Для того что бы не сооружать отдельную подстанцию для Мини-ТЭЦ необходимо установить два повышающих трансформатора на ПС Бошняково

Необходимо произвести выбор повышающих трансформаторов, номинальные мощности блочных трансформаторов выбираются по выражению:

$$S_{T.ном} \geq S_{Г.ном} - S_{с.н.мах}; \quad (3)$$

где $S_{Г.ном}$ - номинальная мощность генератора;

$S_{с.н.мах}$ - максимальная мощность собственных нужд, принята 5 % [3].

$$S_{T.ном} \geq \frac{5 \cdot 0.25}{0.8} - \frac{5 \cdot 0.25}{0.8} \cdot 0.05 = 1.484 \text{ МВА.}$$

К установке приняты силовые трансформаторы ТМ 1600/35 УХЛ1

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН и НН проектируемых Мини-ТЭЦ.. По данным расчёта был выбран секционный выключатель 6 кВ.

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (4)$$

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

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

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

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап \cdot ном}, \quad (5)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (6)$$

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

Выбран выключатель ВРС-6-20/1250 УХЛ1

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (7)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} = 1 + 0,065 = 1,065 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (8)$$

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

$$B_{к.расч} = 18,97^2 \cdot (1,065 + 0,01) = 386,85 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (9)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (10)$$

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

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

В данном случае проверка условия выглядит:

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} > 386,85 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (11)$$

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

β_n - содержание апериодической составляющей.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 39,598 \text{ кА.}$$

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau_{соб}}{T_a}};$$

где $\tau_{соб}$ - собственное время отключения выключателя.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 18,97 \cdot e^{\frac{-0,035}{0,01}} = 0,81 \text{ кА.}$$

$$i_a = i_{ат} + i_{П0};$$

$$i_a = 0,81 + 18,97 = 19,78 \text{ кА.}$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$ (39,598 кА > 19,78 кА).

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \tag{12}$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 18,97 = 34,985 \text{ кА.}$$

В данном случае условие выполняется: 34,985 кА < 52 кА.

После проверки выключателя по всем условиям видно, что выключатель удовлетворяет всем требованиям.

Результаты по выбору сведены в таблицу 14.

Таблица 14 - Выбор выключателя на стороне 6 кВ ПС

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 907 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 18,97 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{н0}$

$i_{y\delta} = 34,985 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{y\delta}$
$B_{\text{к.расч}} = 386,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$
$i_a = 19,78 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 39,598 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в таблицах 15-18.

Таблица 15 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
220	Шахтерская 6(2)	6	6,42	6,97
666	Смирных 35 1	35	36,85	5,29

Таблица 16 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
242	над1	35	31,63	-9,63
243	над2	35	31,82	-9,09
246	тель1	35	31,94	-8,75
247	тель2	35	32,34	-7,60
248		35	32,42	-7,38

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
отп. Лесогорская - тель2	42	330,0	12,8
- Бошняково 35(1)	42	330,0	12,8
тель2 -	42	220,0	19,3
над2 - Тельновская 35	40	270,0	14,7
над1 - над2	40	330,0	12,0

Надеждино 35 - над1	40	270,0	14,7
Шахтерская 35(2) - Надеждино 35	40	390,0	10,2
тель1 - отп. Лесогорская	39	330,0	11,7
Тельновская 35 - тель1	39	220,0	17,6
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	39	390,0	9,9
Краснопольская 110(2) - Углегорская 110(1)	37	390,0	9,6
Красногорская - Краснопольская 220(2)	32	610,0	5,3
Краснопольская 110(2) - Шахтерская 110(2)	15	375,0	4,0
Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	13	265,0	5,1
Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	12	375,0	3,3
ГРЭС - Смирных 220 1	10	610,0	1,6
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,5
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Идоп_расч	I/I_dop
отп. Лесогорская - тель2	76	330,0	23,2
- Бошняково 35(1)	76	330,0	23,2
тель2 -	76	220,0	34,8
тель1 - отп. Лесогорская	71	330,0	21,5
Тельновская 35 - тель1	71	220,0	32,2
над2 - Тельновская 35	67	270,0	24,9
над1 - над2	67	330,0	20,4
Надеждино 35 - над1	67	270,0	24,9
Шахтерская 35(2) - Надеждино 35	67	390,0	17,2
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	39	390,0	10,0
Краснопольская 110(2) - Углегорская 110(1)	37	390,0	9,5

Красногорская - Краснопольская 220(2)	25	610,0	4,2
Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	14	265,0	5,1
Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	13	375,0	3,4
ГРЭС - Смирных 220 1	10	610,0	1,6
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,5
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию двухстороннего питания, обеспечивающего резервирование. В таблицах 15 и 16 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 17 и 18 представлены ЛЭП имеющие коэффициент загрузки менее 30% и являющиеся недогруженными.

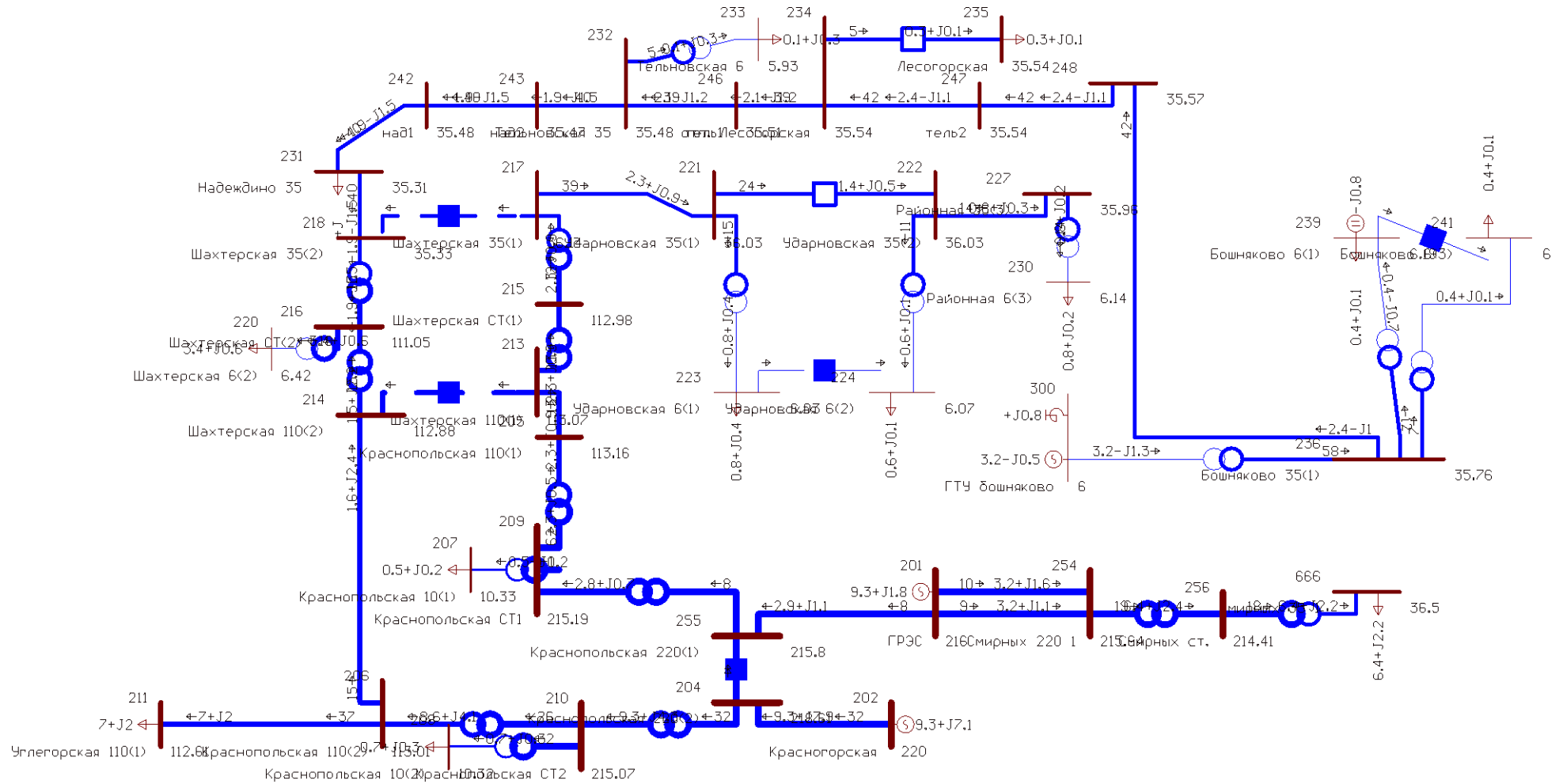


Рисунок 10 – Нормальный режим при подключении к сети Мини ТЭЦ

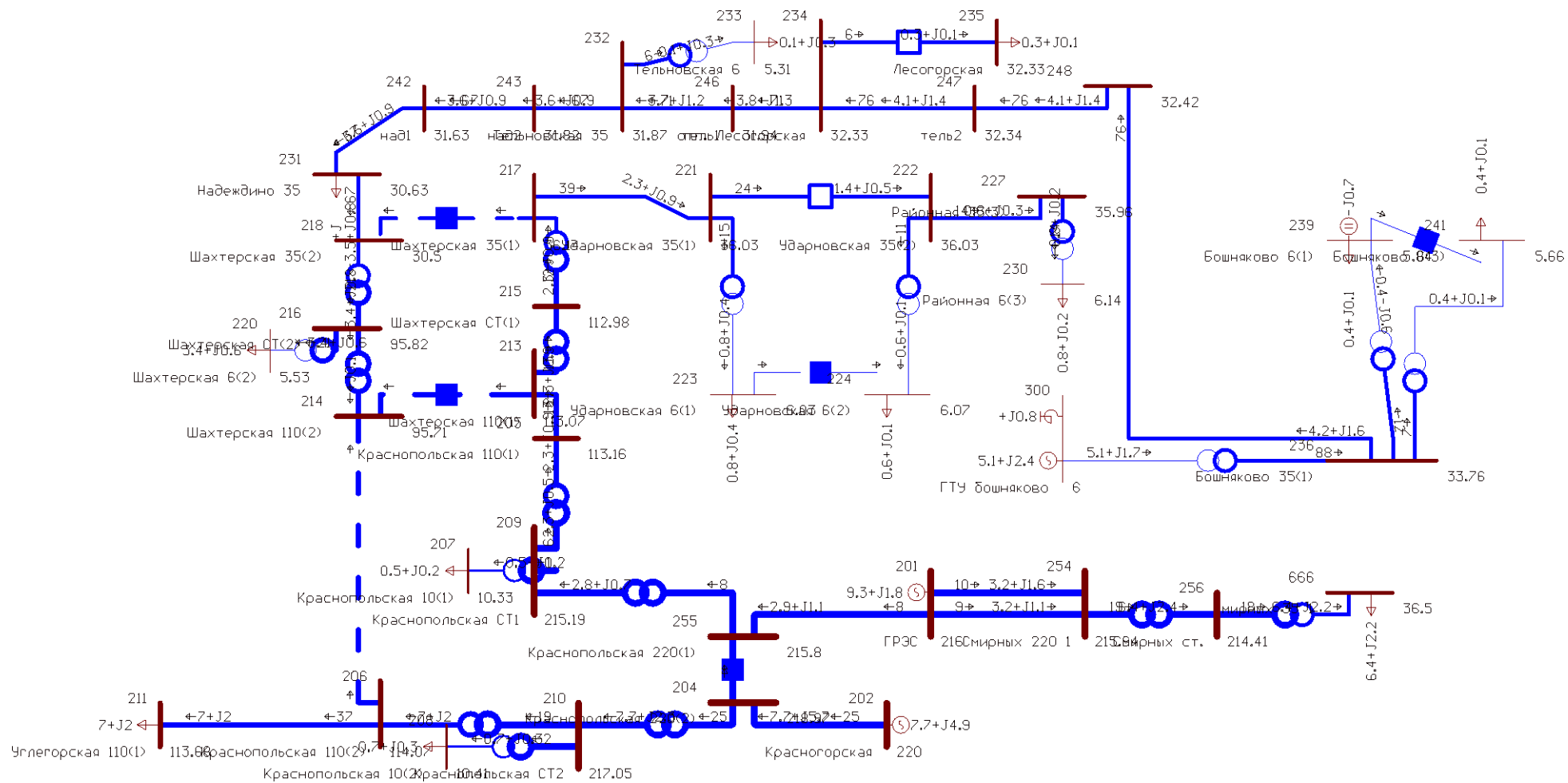


Рисунок 11 – Послеаварийный режим при подключении к сети Мини ТЭЦ

2.2.2 Вариант развития электрической сети при установке дизельных электроустановок(ДЭС)

Дизельная электростанция (дизель-генераторная установка, дизель-генератор) - стационарная или подвижная энергетическая установка, оборудованная одним или несколькими электрическими генераторами с приводом от дизельного двигателя внутреннего сгорания

Дизельные электростанции объединяют генератор переменного тока и двигатель внутреннего сгорания, установленные на стальной раме, а также системы управления установкой и контроля ее параметров. Синхронный или асинхронный электрический генератор приводится в движение двигателем внутреннего сгорания. Соединение двигателя и электрического генератора производится либо напрямую фланцем, либо через демпферную муфту. В 1-м случае используется 2-опорный генератор, то есть генератор, имеющий 2 опорных подшипника, а во 2-м - с 1-м опорным подшипником (1-опорный).

Дизельные электростанции можно различать по:

- выходной электрической мощности;
- виду тока (переменный 3-фазный/1-фазный, постоянный). трехфазные способны выдавать напряжение как 220В так и 380В, а однофазные только одно из них. Кроме того 3-фазные электростанции имеют более высокий КПД.
- выходному напряжению и по частоте тока (например, 50, 60, 400 Гц).
- по типу охлаждения(воздушное или жидкостное). Электростанции воздушного типа могут работать бесперерывно не более 10 часов, после этого охлаждаться 1-2 часа. Как правило, это небольшие электростанции малых мощностей, иногда их ещё называют портативными. Электростанции жидкостного типа охлаждения могут работать без остановки круглосуточно и в сравнении с портативными, эти агрегаты больших мощностей и размеров.
- синхронный и асинхронный. Отличаются по способу получения электромагнитного поля, необходимого для выработки электроэнергии. Асинхронные являются более надёжными, долговечными и не создают

радиопомех, но без встроенной системы "стартового усиления" они плохо переносят длительные перегрузки, в отличие от синхронных.

Дизельные электростанции и установки можно применять в качестве основных, резервных или аварийных источников питания для потребителей 1- или 3-фазного переменного тока, для электропитания тепловозов, карьерных самосвалов, подводных лодок и другой техники, используют в малой энергетике, для энергообеспечения вахтовых посёлков, производств, установок связи и т. д. в качестве железнодорожных электростанций и энергорезервирования.

В рамках данного проекта предлагается установка 2-х ДЭС марки ПСМ ADMi-1200 мощностью 1200 кВт каждая в поселках Бошняков и Тельновская.

Дизельная электростанция ПСМ серии ADMi-1200 состоит из 2-х электростанций, синхронизированных между собой на базе двигателей Scania DC16 078A 02-41 мощностью 600 кВт каждый (Швеция) и генераторов Sincro SK355LS (Италия). Обе электростанции располагаются на единой раме, между ними установлено устройство синхронизации IL-NT-MINT и щит сборных шин для возможности подключения нагрузки 3 pole GCB Schneider NS 1000 Micrologic 2.0 x 2. Всё оборудование закрыто шумопоглощающим всепогодным кожухом.

Необходимо произвести выбор повышающих трансформаторов, номинальные мощности блочных трансформаторов выбираются по выражению:

$$S_{T.ном} \geq S_{Г.ном} - S_{с.н.мах}; \quad (13)$$

где $S_{Г.ном}$ - номинальная мощность генератора;

$S_{с.н.мах}$ - максимальная мощность собственных нужд, принята 5 % [3].

$$S_{T.ном} \geq \frac{2 \cdot 0.48}{0.8} - \frac{2 \cdot 0.48}{0.8} \cdot 0.05 = 1.14 \text{ МВА.}$$

К установке приняты силовые трансформаторы ТМ 1600/35 УХЛ1

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах НН проектируемой Мини-ТЭЦ. По данным расчёта был выбран секционный выключатель 6 кВ.

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (14)$$

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

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

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

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (15)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (16)$$

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

Выбран выключатель ВРС-6-20/1250 УХЛ1

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл.выкл}}, \quad (17)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл.выкл}} = 1 + 0,065 = 1,065 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (18)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока

короткого замыкания.

$$B_{к.расч} = 18,97^2 \cdot (1,065 + 0,01) = 386,85 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (19)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (20)$$

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

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

В данном случае проверка условия выглядит:

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} > 386,85 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (21)$$

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

β_n - содержание апериодической составляющей.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 39,598 \text{ кА}.$$

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau_{соб}}{T_a}};$$

где $\tau_{соб}$ - собственное время отключения выключателя.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 18,97 \cdot e^{\frac{-0,035}{0,01}} = 0,81 \text{ кА}.$$

$$i_a = i_{ат} + i_{П0};$$

$$i_a = 0,81 + 18,97 = 19,78 \text{ кА.}$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$ (39,598 кА > 19,78 кА).

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (22)$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 18,97 = 34,985 \text{ кА.}$$

В данном случае условие выполняется: $34,985 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$.

После проверки выключателя по всем условиям видно, что выключатель удовлетворяет всем требованиям.

Результаты по выбору сведены в таблицу 20.

Таблица 19 - Выбор вводного выключателя на стороне 35 кВ ПС

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 907 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 18,97 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 34,985 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 386,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 19,78 \text{ кА}$	$i_{аном} = 39,598 \text{ кА}$	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в и таблицах 20-23.

Таблица 20 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
220	Шахтерская 6(2)	6	6,42	6,97

Таблица 21 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
242	над1	35	32,63	-7,42
243	над2	35	31,82	-9,09
246	тель1	35	31,94	-8,75
247	тель2	35	32,34	-7,60
248		35	32,42	-7,38

Таблица 22 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
отп. Лесогорская - тель2	42	330,0	12,8
- Бошняково 35(1)	42	330,0	12,8
тель2 -	42	220,0	19,3
над2 - Тельновская 35	40	270,0	14,7
над1 - над2	40	330,0	12,0
Надеждино 35 - над1	40	270,0	14,7
Шахтерская 35(2) - Надеждино 35	40	390,0	10,2
тель1 - отп. Лесогорская	39	330,0	11,7
Тельновская 35 - тель1	39	220,0	17,6
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	39	390,0	9,9
Краснопольская 110(2) - Углегорская 110(1)	37	390,0	9,6
Красногорская - Краснопольская 220(2)	32	610,0	5,3
Краснопольская 110(2) - Шахтерская 110(2)	15	375,0	4,0

Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	13	265,0	5,1
Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	12	375,0	3,3
ГРЭС - Смирных 220 1	10	610,0	1,6
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,5
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Идоп_расч	I/I_dop
отп. Лесогорская - тель2	76	330,0	23,2
- Бошняково 35(1)	76	330,0	23,2
тель2 -	76	220,0	34,8
тель1 - отп. Лесогорская	71	330,0	21,5
Тельновская 35 - тель1	71	220,0	32,2
над2 - Тельновская 35	67	270,0	24,9
над1 - над2	67	330,0	20,4
Надеждино 35 - над1	67	270,0	24,9
Шахтерская 35(2) - Надеждино 35	67	390,0	17,2
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	39	390,0	10,0
Краснопольская 110(2) - Углегорская 110(1)	37	390,0	9,5
Красногорская - Краснопольская 220(2)	25	610,0	4,2
Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	14	265,0	5,1
Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	13	375,0	3,4
ГРЭС - Смирных 220 1	10	610,0	1,6
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,5
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию двухстороннего питания, обеспечивающего резервирование. В таблицах 20 и 21 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от

номинального значения. В таблицах 22 и 23 представлены ЛЭП имеющие коэффициент загрузки менее 30% и являющиеся недогруженн

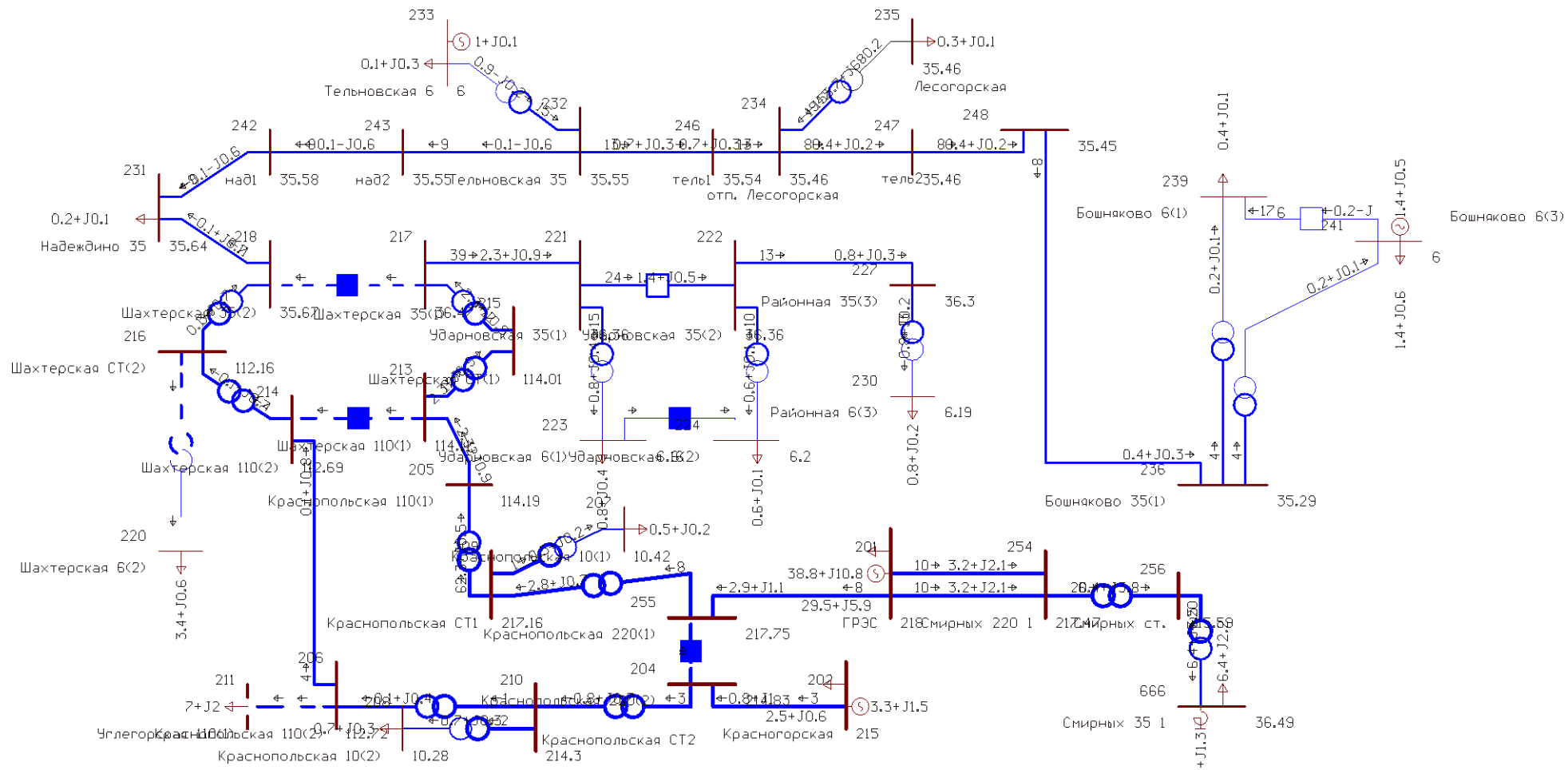


Рисунок 12 – Нормальный режим при подключении к сети ДЭС

2.2.3 Вариант развития электрической сети при использовании гибридных ветро-дизельных электроустановок

Использование комбинированных ветродизельных систем позволит уменьшить затраты топлива для работы ДЭС и обеспечить бесперебойную подачу электроэнергии в случае недостаточной силы ветра для работы ВЭУ и разряде накопителей электроэнергии устанавливаемых совместно с ветрогенератором. При таком подходе достаточно важным аспектом является оптимизация совместной работы установок. Одной из основных является задача распределения нагрузок между генерирующими мощностями для получения оптимального режима работы и для ее решения можно использовать следующие принципы:

1. Если поступающая к потребителю суммарная мощность ВЭУ не меньше нагрузки потребителя, то вся она покрывается за счет ветроустановки.

2. Если наблюдается избыток мощности, то он используется для заряда аккумуляторных батарей(АБ). В случае, когда АБ уже заряжены полностью, то на соответствующую величину сокращается мощность ветрогенератора.

3. Если суммарная мощность ВИЭ меньше нагрузки потребителей то недостаток мощности покрывается за счет накопителей.

4. Если АБ израсходовали свой заряд (30% от номинального), то включается ДЭС. Он включается на полную мощность и отключается при достижении зарядом накопителя некоторого порогового значения (50% от номинального).

5. Если мощность ДЭС совместно с ВИЭ при разряженном накопителе, меньше нагрузки потребителя, то имеет место недоотпуск электроэнергии.

В данном варианте предполагается использование 2 дизельных электростанций Onis Visa POWERFULL-P 600С номинальной мощностью 1000 кВт и 2 ВЭУ Vestas v66 номинальной мощностью 1650 кВт, однако учитывая, что на выбранной территории скорость ветра ниже номинальной выбранный ветрогенератор будет вырабатывать приблизительно 900 кВт

Необходимо произвести выбор повышающих трансформаторов, номинальные мощности блочных трансформаторов выбираются по выражению:

$$S_{T.ном} \geq S_{Г.ном} - S_{с.н.мах}; \quad (23)$$

где $S_{Г.ном}$ - номинальная мощность генератора;

$S_{с.н.мах}$ - максимальная мощность собственных нужд, принята 5 % [3].

$$S_{T.ном} \geq \frac{0.9}{0.8} - \frac{0.9}{0.8} \cdot 0.05 = 1.069 \text{ МВА.}$$

К установке приняты силовые трансформаторы ТМ 1000/35 УХЛ1

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах НН проектируемых ВДЭС. По данным расчёта был выбран секционный выключатель 6 кВ.

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст.ном}, \quad (24)$$

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

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

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

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (25)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (26)$$

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

Выбран выключатель ВРС-6-20/1250 УХЛ1

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (27)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} = 1 + 0,065 = 1,065 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (28)$$

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

$$B_{к.расч} = 18,97^2 \cdot (1,065 + 0,01) = 386,85 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (29)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (30)$$

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

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

В данном случае проверка условия выглядит:

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} > 386,85 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (31)$$

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

β_n - содержание апериодической составляющей.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 39,598 \text{ кА.}$$

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau_{соб}}{T_a}};$$

где $\tau_{соб}$ - собственное время отключения выключателя.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 18,97 \cdot e^{\frac{-0,035}{0,01}} = 0,81 \text{ кА.}$$

$$i_a = i_{ат} + i_{П0};$$

$$i_a = 0,81 + 18,97 = 19,78 \text{ кА.}$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$ (39,598 кА > 19,78 кА).

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \tag{32}$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 18,97 = 34,985 \text{ кА.}$$

В данном случае условие выполняется: 34,985 кА < 52 кА.

После проверки выключателя по всем условиям видно, что выключатель удовлетворяет всем требованиям.

Результаты по выбору сведены в таблицу 24.

Таблица 24 - Выбор вводного выключателя на стороне 35 кВ ПС

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 907 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 18,97 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{н0}$

$i_{y\delta} = 34,985 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{y\delta}$
$B_{\text{к.расч}} = 386,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$
$i_a = 19,78 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 39,598 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в таблицах 25-28.

Таблица 25 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
220	Шахтерская 6(2)	6	6,42	6,97
666	Смирных 35 1	35	36,85	5,29

Таблица 26 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
242	над1	35	31,63	-9,63
243	над2	35	31,82	-9,09
246	тель1	35	31,94	-8,75
247	тель2	35	32,34	-7,60
248		35	32,42	-7,38

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
отп. Лесогорская - тель2	42	330,0	12,8
- Бошняково 35(1)	42	330,0	12,8
тель2 -	42	220,0	19,3
над2 - Тельновская 35	40	270,0	14,7
над1 - над2	40	330,0	12,0

Надеждино 35 - над1	40	270,0	14,7
Шахтерская 35(2) - Надеждино 35	40	390,0	10,2
тель1 - отп. Лесогорская	39	330,0	11,7
Тельновская 35 - тель1	39	220,0	17,6
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	39	390,0	9,9
Краснопольская 110(2) - Углегорская 110(1)	37	390,0	9,6
Красногорская - Краснопольская 220(2)	32	610,0	5,3
Краснопольская 110(2) - Шахтерская 110(2)	15	375,0	4,0
Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	13	265,0	5,1
Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	12	375,0	3,3
ГРЭС - Смирных 220 1	10	610,0	1,6
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,5
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3

Таблица 28 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Идоп_расч	I/I_dop
отп. Лесогорская - тель2	76	330,0	23,2
- Бошняково 35(1)	76	330,0	23,2
тель2 -	76	220,0	34,8
тель1 - отп. Лесогорская	71	330,0	21,5
Тельновская 35 - тель1	71	220,0	32,2
над2 - Тельновская 35	67	270,0	24,9
над1 - над2	67	330,0	20,4
Надеждино 35 - над1	67	270,0	24,9
Шахтерская 35(2) - Надеждино 35	67	390,0	17,2
Шахтерская 35(1) - Ударновская 35(1)	39	390,0	10,0
Краснопольская 110(2) - Углегорская 110(1)	37	390,0	9,5

Красногорская - Краснопольская 220(2)	25	610,0	4,2
Ударновская 35(2) - Районная 35(3)	14	265,0	5,1
Краснопольская 110(1) - Шахтерская 110(1)	13	375,0	3,4
ГРЭС - Смирных 220 1	10	610,0	1,6
ГРЭС - Смирных 220 1	9	610,0	1,5
ГРЭС - Краснопольская 220(1)	8	610,0	1,3

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию двухстороннего питания, обеспечивающего резервирование. В таблицах 25 и 26 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 27 и 28 представлены ЛЭП имеющие коэффициент загрузки менее 30% и являющиеся недогруженными

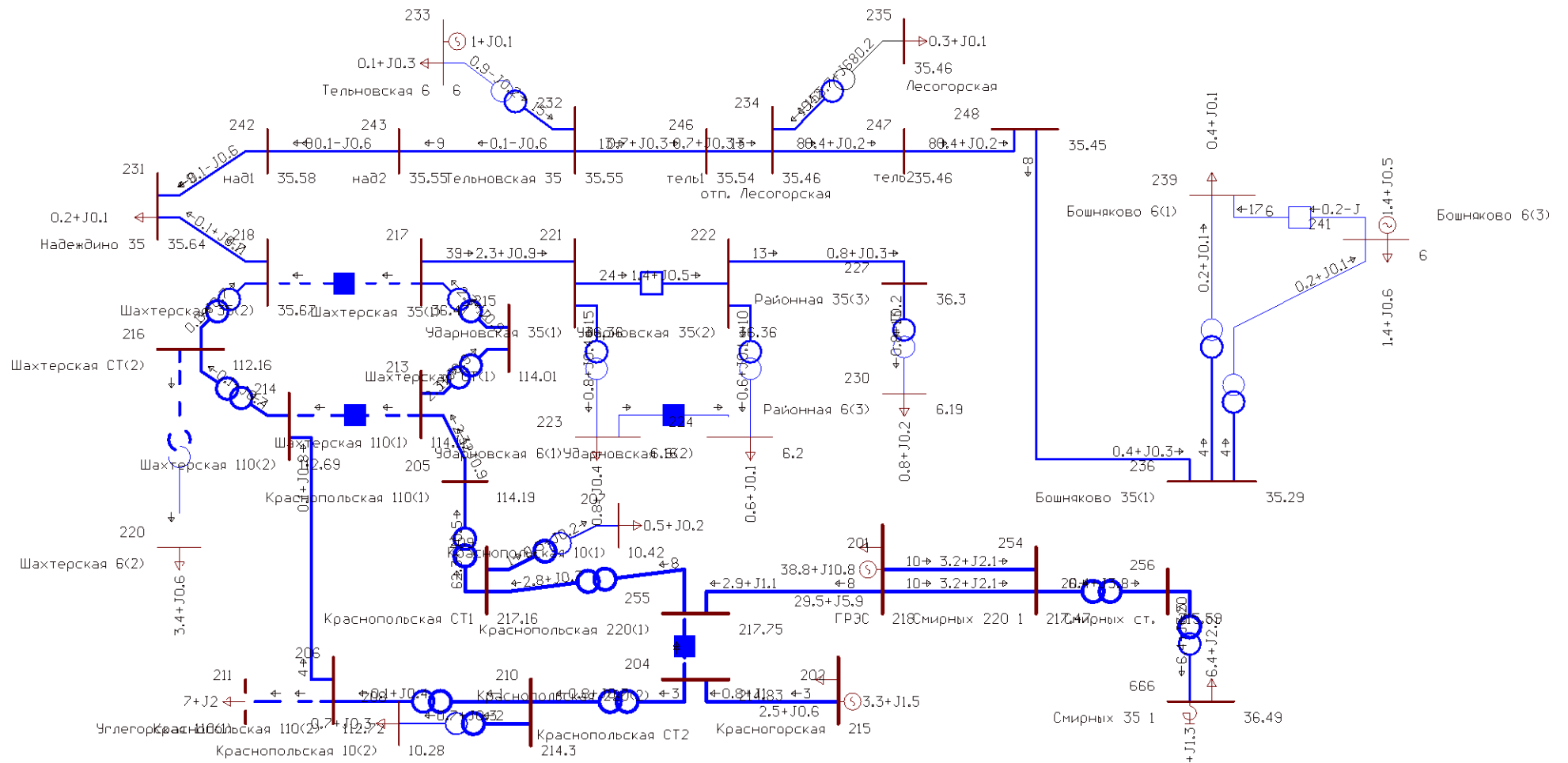


Рисунок 14 – Нормальный режим при подключении к сети ВДЭС

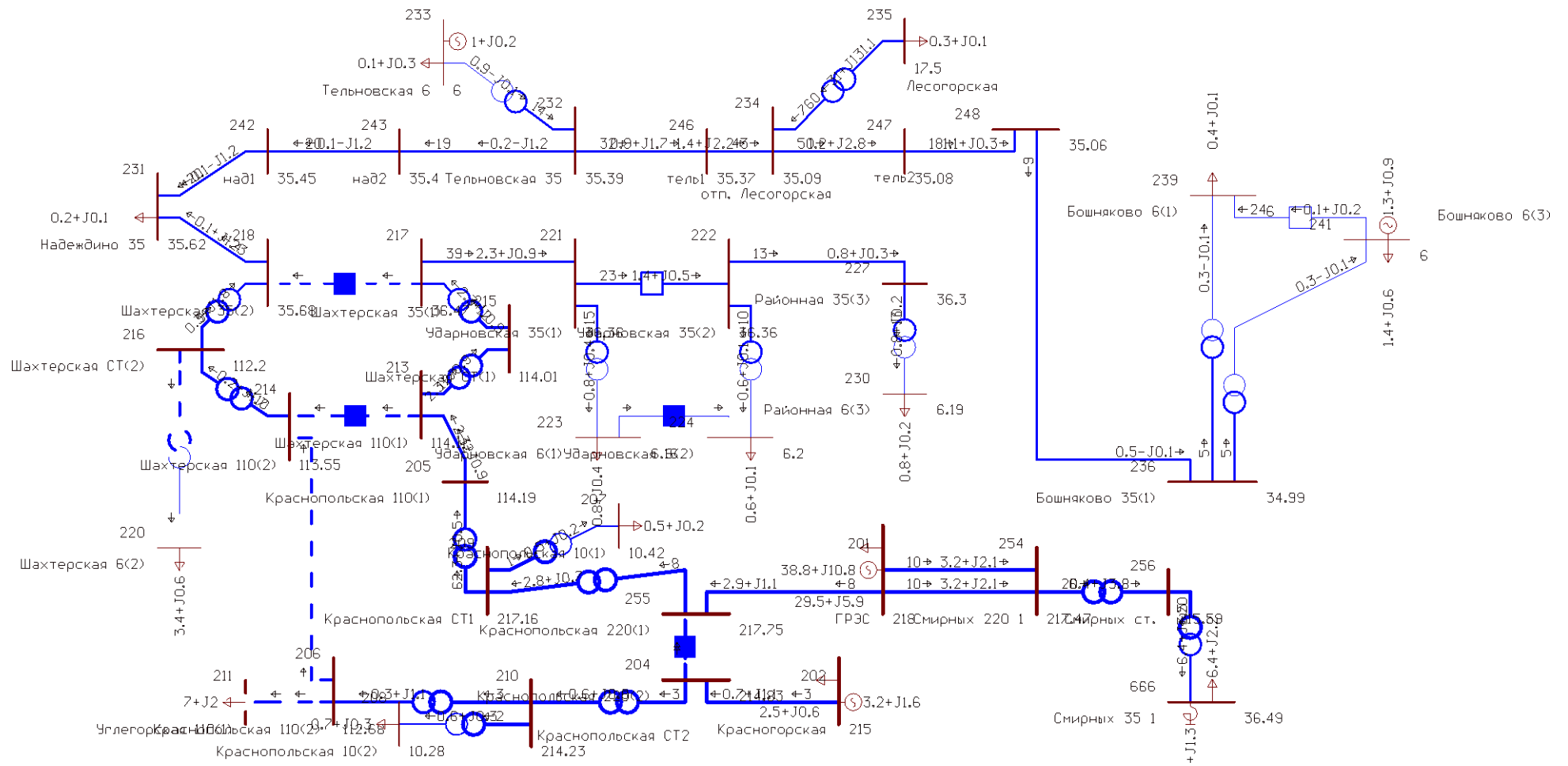


Рисунок 15 – Послеаварийный режим при подключении к сети ВДЭС

2.2.4 Решение проблем качества электроснабжения потребителей восточного участка рассматриваемого эквивалента сети

В ходе анализа нормального и послеаварийного режимов данного участка электрической сети было установлено, что в послеаварийном режиме наблюдаются отклонения напряжения более 10% , что не соответствует нормам ГОСТ 32144-2013 .

Для решения данной проблемы предполагается установка статического тиристорного компенсатора(СТК) На стороне 35 кВ ПС Поронайская. К установке был принят СТК-10000/35

В настоящий момент основную нагрузку электрических сетей составляют различные распределительные или преобразовательные трансформаторы , асинхронные двигатели, полупроводниковые преобразовательные аппараты и т.д. Подобная нагрузка в процессе работы является потребителем реактивной мощности, которая, совершая колебания между источником, расходуется на создание электромагнитных полей и создает дополнительную загрузку оборудования для производства, передачи и распределения электроэнергии. Резкопеременный характер потребления электроэнергии сопровождается колебаниями напряжения в узлах нагрузки. Использование нагрузки с нелинейной вольт-амперной характеристикой сопровождается появлением несинусоидальных искажений в питающей сети, негативно влияющих на все электрооборудование энергообъекта:

- повышенный нагрев аппаратуры передачи и распределения электроэнергии, увеличение активных потерь в проводниковых и полупроводниковых материалах;
- вибрации, нестабильная работа двигателей;
- ложные срабатывания устройств РЗА;
- электромагнитные помехи в измерительной аппаратуре и устройствах управления;

- несанкционированное срабатывание коммутационной аппаратуры;
- возможность возникновения резонансных явлений при компенсации

Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности являются одним из устройств, обеспечивающих повышение эффективности работы и энергосбережения систем для передачи и распределения электрической энергии.

СТК разрабатываются в двух основных модификациях: для промышленных установок типа дуговых сталеплавильных печей (ДСП) и тиристорных приводов прокатных станов и для высоковольтных линий электропередачи. Также есть специальное исполнение СТК для применения на тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог.

Эффективность применения СТК, в зависимости от объекта установки, определяется реализацией ими следующих функций:

Для промышленных установок и тяговых подстанций железных дорог

- Снижение колебаний напряжения
- Повышение коэффициента мощности
- Балансирование нагрузки
- Снижение токов высших гармоник

Для дуговых сталеплавильных печей

- Существенное снижение колебаний напряжения (фликера) в питающей сети
- Возможность подключения мощных печей к энергосистемам с низкой мощностью КЗ
- Повышение среднего коэффициента мощности
- Снижение токов высших гармоник, текущих в энергосистему

Для линий электропередачи:

- Повышение статической и динамической устойчивости передачи

- Снижение отклонений напряжения при больших возмущениях в системе
- Стабилизация напряжения
- Ограничение внутренних перенапряжений
- Увеличение передаточной способности электропередачи из-за улучшения устойчивости при большой передаваемой мощности
- Фильтрация токов высших гармоник

Статический тиристорный компенсатор реактивной мощности (СТК) является одним из устройств которые обеспечивают повышение эффективности работы и энергосбережения систем передачи и распределения электрической энергии.

СТК разрабатываются для промышленных установок типа дуговых сталеплавильных печей (ДСП), тиристорных приводов прокатных станков и для высоковольтных линий электропередачи. Также существует специальный вариант исполнения СТК для применения на тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог. Помимо того, что СТК помогают обеспечить выполнение требований действующих стандартов по основным показателям качества электроэнергии, они так-же осуществляют разгрузку сетевых трансформаторов и питающих линий электропередачи от реактивной мощности и, таким образом, снижают в них величину действующего тока и активных потерь, что позволяет увеличить пропускную способность без установки нового оборудования. Срок окупаемости СТК составляет от 1 до 3 лет..

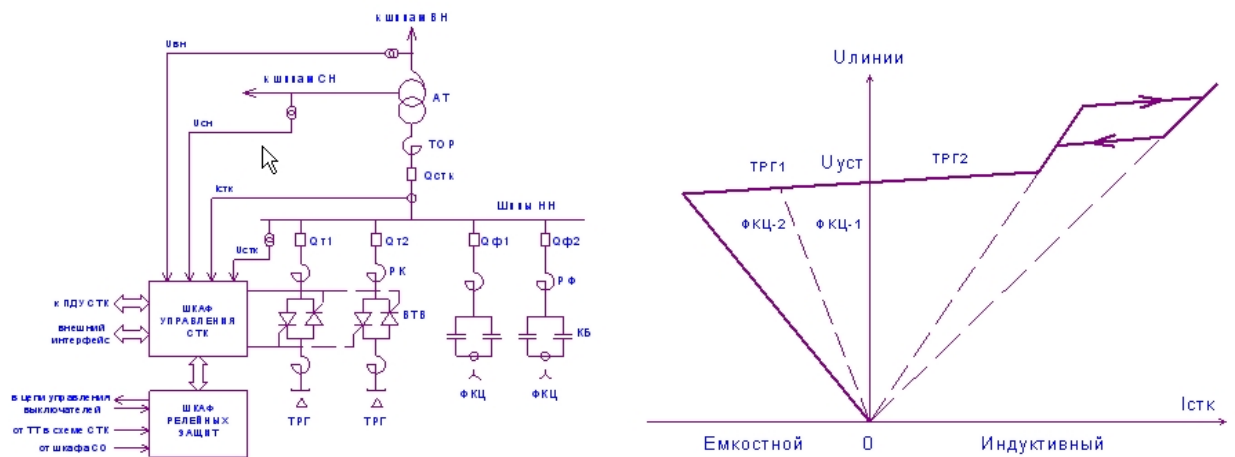
Схема и принцип действия. В основную схемную конфигурацию СТК включают набор фильтров высших гармоник - фильтро-компенсирующих цепей (ФКЦ), постоянно подключенных к сети или коммутируемых выключателями, и включенные параллельно им в треугольник три фазы управляемых тиристорами реакторов - тиристорно-реакторная группа (ТРГ). Угол зажигания тиристоров ТРГ может быстро изменяться таким образом, чтобы ток в реакторе отслеживал ток нагрузки или реактивную мощность в энергосистеме.

Система управления и защиты СТК обеспечивает быструю компенсацию

реактивной мощности нагрузки и поддержание регулируемого параметра в соответствии с заданной установкой, выполняет защиту оборудования СТК, контроль и сигнализацию отказов и может быть модифицирована под конкретные требования. Время реакции системы регулирования СТК на изменение регулируемого параметра составляет 5 мс для нагрузок типа ДСП и 25-100 мс для общепромышленных нагрузок и сетевых подстанций. СТК имеет уровень автоматизации, обеспечивающий его работу без постоянного присутствия персонала. Управление СТК осуществляется от пульта дистанционного управления (ПДУ СТК) или от АСУ ТП через внешний интерфейс.

Номинальная мощность и схема СТК выбирается для конкретного объекта в зависимости от параметров системы электроснабжения, вида и мощности компенсируемой нагрузки и требований по качеству электроэнергии и выполняемым функциям.

При использовании СТК на линиях электропередачи высокого напряжения его эффективность тем больше, чем выше точка его подключения. Оборудование СТК обычно выполняется на классы напряжения от 10 до 35 кВ и подключается либо через специальный понижающий трансформатор к шинам подстанции, либо к третичной обмотке подстанционного автотрансформатора. Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности имеют возможность в непрерывном режиме и практически мгновенно в соответствии с запросами сети вводить емкостную или индуктивную составляющую, таким образом регулируя напряжение сети и поддерживая необходимый уровень генерации реактивной мощности.



Наибольший эффект можно наблюдать при подключении СТК к линии электропередачи или шинам ВН подстанции - при этом он может реализовывать ряд системных функций, связанных с режимами работы линии электропередачи. В этом случае целесообразным является использование т.н. управляемого шунтирующего реактора трансформаторного типа (УШРТ), объединяющего в себе и понижающий трансформатор, и ТРГ. Обмотка высокого напряжения УШРТ (сетевая - СО) выполняется на требуемый класс напряжения, а вторичная обмотка управления (ОУ) имеет 100% магнитную связь с СО и выполняется на класс напряжения, оптимальный для загрузки тиристорного вентиля (ВТВ), включенного параллельно ОУ.

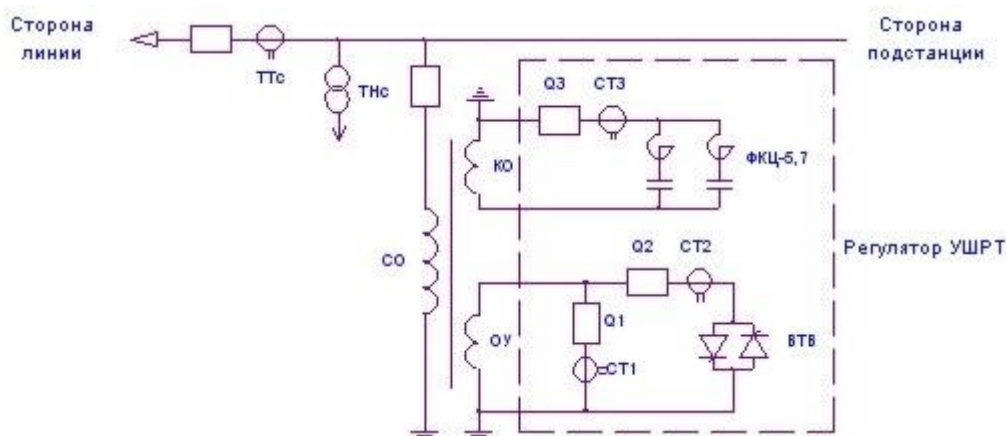


Рисунок 17 – Однолинейная схема УШРТ

Для данного варианта развития был произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из ВЛ 110 кВ Краснопольская – Шахтерская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в таблицах 29-30.

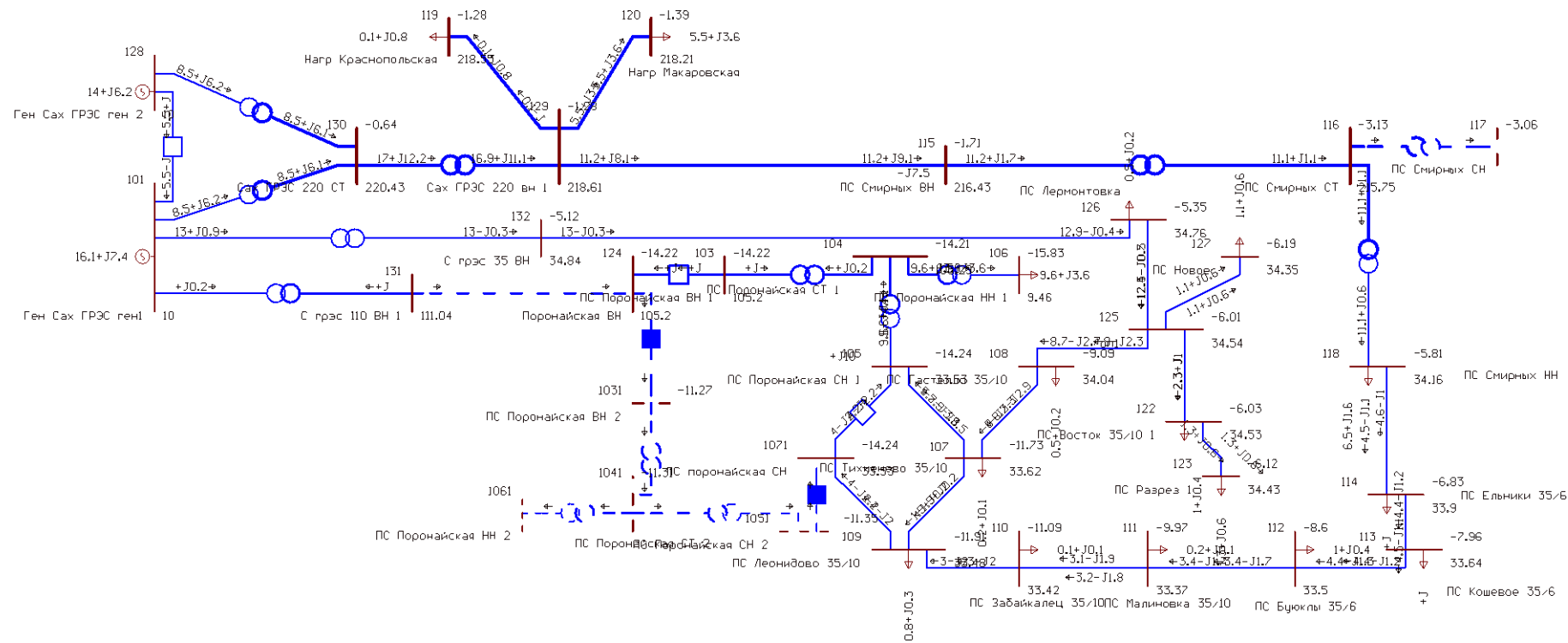
Таблица 29 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
106	ПС Поронайская НН 1	10	9,49	-5,06

Таблица 30 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
109	ПС Леонидово 35/10	35	32,92	-5,95
110	ПС Забайкалец 35/10	35	32,99	-5,76
107	ПС Тихменево 35/10	35	33,03	-5,62
111	ПС Малиновка 35/10	35	33,11	-5,40

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети выходят за рамки допустимых пределов токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию двухстороннего питания, обеспечивающего резервирование. В таблице 30 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения.



2.3 Вывод по разделу

В ходе разработки вариантов развития рассматриваемой электроэнергетической сети было предложено несколько вариантов каждый из которых может быть применен для решения поставленных задач.

Был произведен выбор оборудования для каждого из предложенных решений и произведен расчет нормального и послеаварийного режимов. По результатам анализа произведенных расчетов можно сделать вывод, что с технической стороны все варианты подходят для решения проблем связанных с надежностью и качеством электроснабжения потребителей центрального энергорайона о. Сахалин. Все они соответствуют нормативным требованиям.

Вариант с использованием комбинированных установок является развитием предыдущего и позволит снизить затраты на топливо используя обширный ветроэнергетический потенциал региона.

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

3.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в установку ВЭУ и ДЭС и реконструкцию котельной в мини-ТЭЦ, а так же в установку устройств компенсации реактивной мощности.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в модернизацию электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на создание источников питания.

$$K = K_{ПС} + K_{ИП}. \quad (23)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. отдельные ячейки выключателей;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
5. ПА;

6. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (24)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПА}$ – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 220 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на реконструкцию котельной в мини-ТЭЦ определяются по формуле:

$$K_{ИП} = K_{гпу} \cdot K_{пр} \cdot K_{нпр} \quad (25)$$

где $K_{гпу}$ – капиталовложения в ГПУ [1];

$K_{пр}$ – Стоимость проектных работ. Рассчитывается исходя из 6-8% от предварительной стоимости ГПУ;

$K_{нпр}$ – Стоимость пусконаладочных работ. Рассчитывается исходя из 10% от стоимости оборудования;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 0,31$, при условии, что цены взяты за 2013 год.

Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 33, для варианта №2 представлены в таблице 34, для варианта №3 в таблице 35

Таблица 33 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Реконструкция котельной в Мини-ТЭЦ	53100
Трансформаторы	33400
Ячейки выключателей	1584
Постоянная часть затрат	4700

Таблица 34 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
ДЭС	23600
Трансформаторы	22000
Ячейки выключателей	1584
Постоянная часть затрат	9400

Таблица 35 – Капиталовложения для варианта №3

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Комбинированная ВДЭС	64840
Трансформаторы	33400
Ячейки выключателей	1584
Постоянная часть затрат	9400

Суммарные капиталовложения для вариантов развития западного участка сети:

- вариант №1: $K_{общ} = 119000$ тыс.руб;
- вариант №2: $K_{общ} = 62410$ тыс.руб.
- вариант №3: $K_{общ} = 122400$ тыс.руб;

Суммарные капиталовложения для варианта развития восточного участка сети составят : $K_{общ} = 5076$ тыс.руб;

3.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (26)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (27)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (28)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч;

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

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (29)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Результаты расчета для западного участка представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$	I , тыс.руб
№1	2318	3319	5647	10331,348
№2	2704	2759	5799	1
№3	2704	2759	5799	11261,974

3.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (30)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт;

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (31)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (32)$$

где $T_{ср}$ – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 4,09 руб/кВт*ч.

Результаты расчета для вариантов №1 и №2 представлены соответственно в таблице 37 .

Таблица 37 – Расчет величины ущерба для Всех вариантов

Вариант	у, у.е/кВт*ч	T _{ср} , ч	У, тыс.руб
1	9,642	101,398	399
2	4,98	66,948	264
3	4,98	66,948	264

3.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

3.4.1 Оценка экономической эффективности варианта №1

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (33)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (34)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 2,3 \cdot 5200 = 11960 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 11960 \cdot 4,09 = 48920 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{6t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (35)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{6t}). \quad (36)$$

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

$$\Pi_{чt} = \Pi_{бt} - H_t ; \quad (37)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t} ; \quad (38)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 20 и 21.

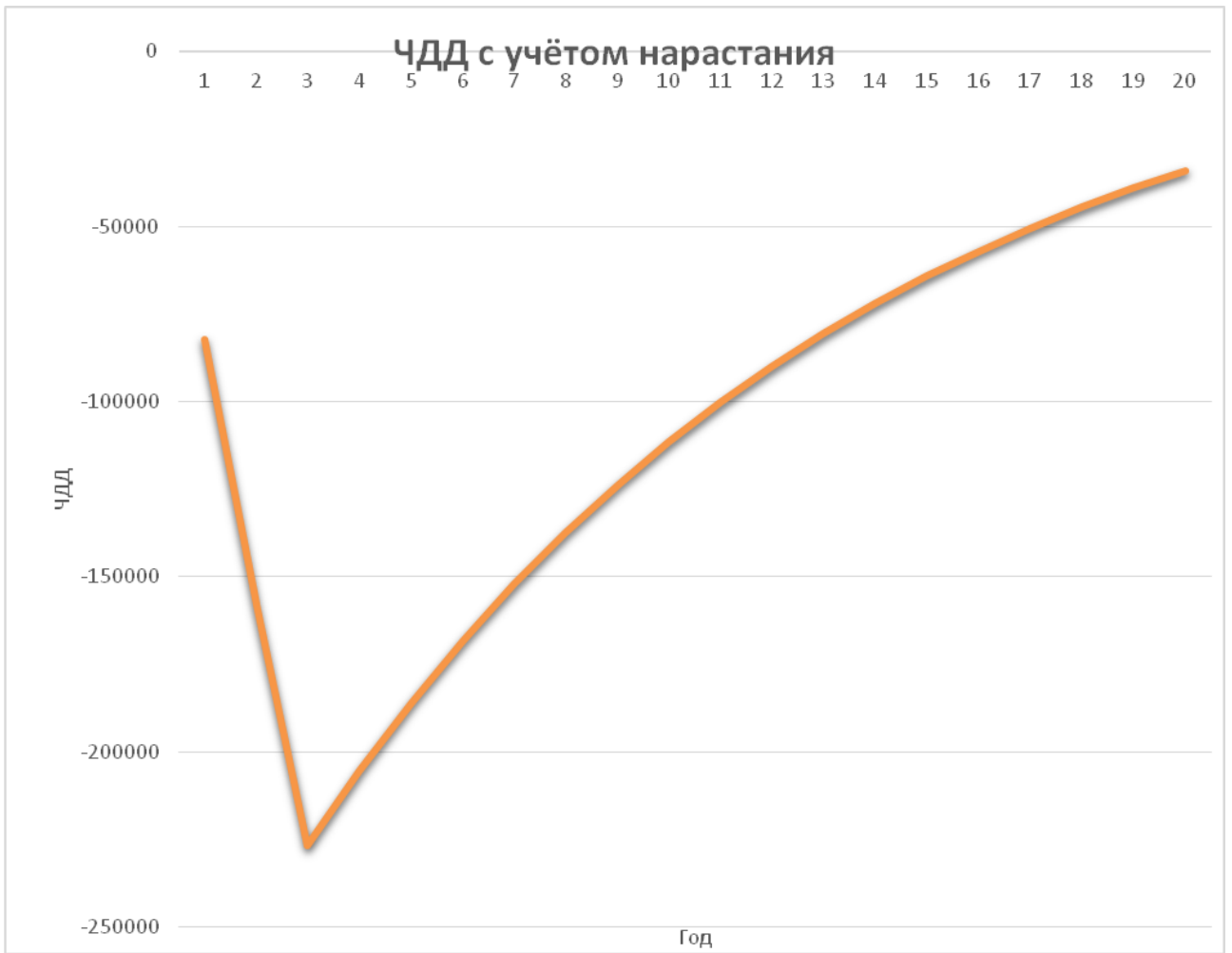


Рисунок 20 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.руб.)	-113000	-113000	-113000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331	-10331
Рср(МВт)	0	0	0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
ОР(тыс.руб)	0	0	0	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4
У(тыс.руб)	0	0	0	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399	-399
Пб(тыс.руб)	-113000	-113000	-113000	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4	38186,4
Пч(тыс.руб)	-90400	-90400	-90400	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12	30549,12
Коэффициент ЧДД	0,913242009	0,834010967	0,761653851	0,6955743	0,635228	0,5801166	0,5297868	0,483824	0,441848	0,403514	0,368506	0,336535	0,307338	0,280674	0,256323	0,234085	0,213777	0,19523	0,178292	0,162824
ЧДД	-82557,0776	-75394,5914	-68853,50816	21249,183	19405,65	17722,051	16184,522	14780,39	13498,07	12327	11257,54	10280,86	9388,91	8574,347	7830,454	7151,099	6530,684	5964,095	5446,662	4974,121
Итого	-82557,0776	-157951,669	-226805,1772	-205556	-186150,3	-168428,3	-152243,8	-137463	-123965	-111638	-100381	-90099,9	-80711	-72136,7	-64306,2	-57155,1	-50624,4	-44660,3	-39213,7	-34239,6

Рисунок 21 – Результаты расчёта ЧДД

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 [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (39)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\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 (4 год):

$$R_t = \frac{48916,4 - 7965 - 0,2 \cdot 38186}{113000} = 0,294$$

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Данный вариант развития сети не является эффективным т.к. окупается в после 20 лет эксплуатации , а также рентабельность проекта составляет 29%.

Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 24 года.

3.4.2 Оценка экономической эффективности варианта №2

Расчёт экономической эффективности варианта №2 аналогичен предыдущему варианту. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 22 и 23.

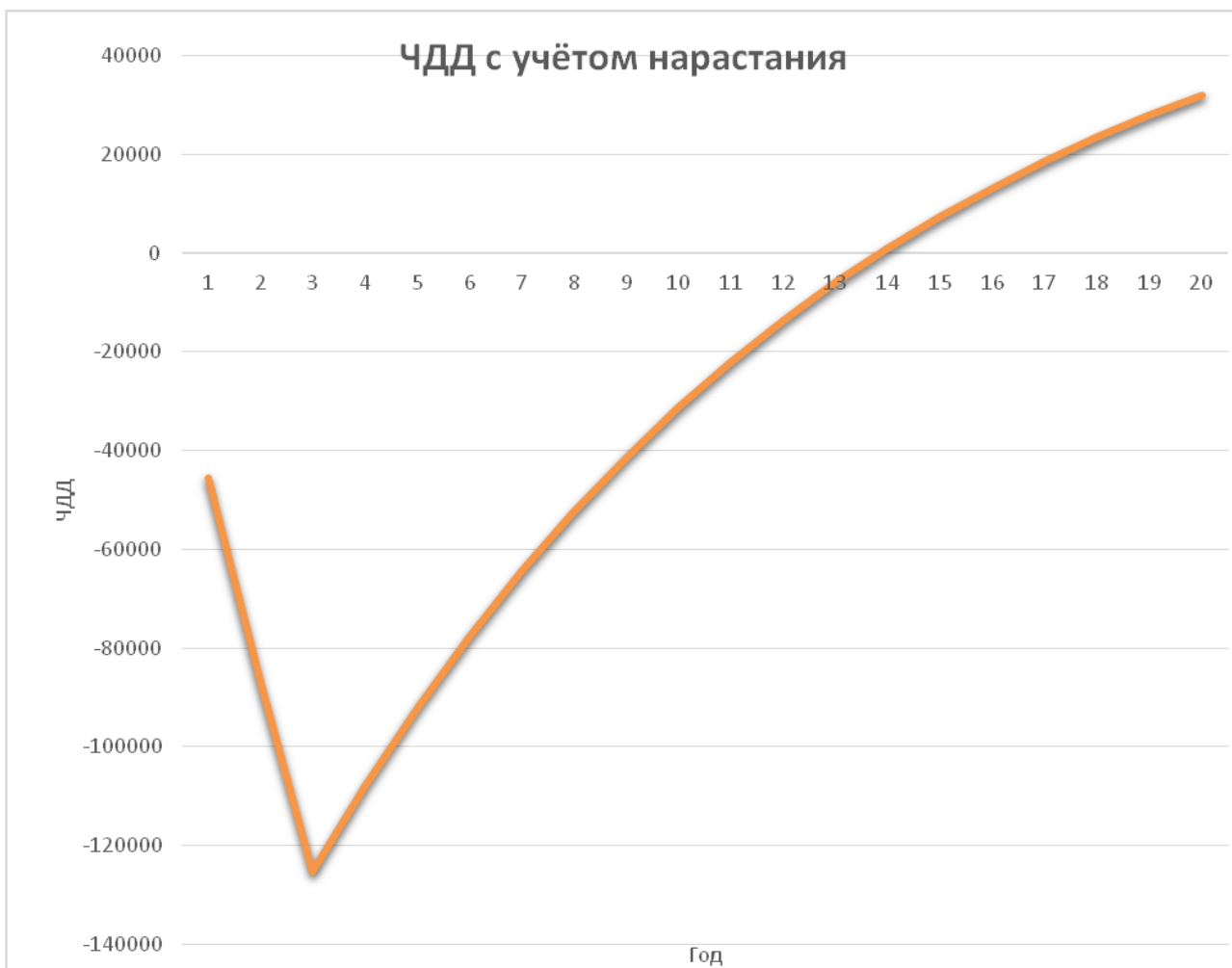


Рисунок 22 – График ЧДД

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
2	К(тыс.руб.)	-62410	-62410	-62410	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	И(тыс.руб.)	0	0	0	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097	-11097
4	Рср(МВт)	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
5	ОР(тыс.руб)	0	0	0	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536	42536
6	У(тыс.руб)	0	0	0	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264
7	Пбт(тыс.руб)	-62410	-62410	-62410	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175	31175
8	Пчт(тыс.руб)	-49928	-49928	-49928	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940	24940
9	Коэффициент ЧДД	0,913242009	0,834010967	0,761653851	0,6955743	0,635228	0,5801166	0,5297868	0,483824	0,441848	0,403514	0,368506	0,336535	0,307338	0,280674	0,256323	0,234085	0,213777	0,19523	0,178292	0,162824	
10	ЧДД	-45596,347	-41640,4996	-38027,85349	17347,623	15842,58	14468,108	13212,884	12066,56	11019,69	10063,64	9190,542	8393,189	7665,013	7000,012	6392,705	5838,087	5331,586	4869,028	4446,601	4060,823	31943,9736
11	Итого	-45596,347	-87236,8466	-125264,7001	-107917,1	-92074,5	-77606,39	-64393,51	-52326,9	-41307,3	-31243,6	-22053,1	-13659,9	-5994,87	1005,143	7397,848	13235,93	18567,52	23436,55	27883,15	31943,97	-643204,89

Рисунок 23 – Результаты расчёта ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_i = \frac{42536 - 8503 - 0,2 \cdot 31175}{62410} = 0,445$$

Данный вариант развития сети является достаточно эффективным по сравнению с остальными, т.к. рентабельность проекта составляет 44,5 %. Простой срок окупаемости составил 3 года, дисконтированный срок окупаемости составил 13 лет.

3.4.3 Оценка экономической эффективности варианта №3

Расчёт экономической эффективности варианта №3 аналогичен первому варианту. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 24 и 25.

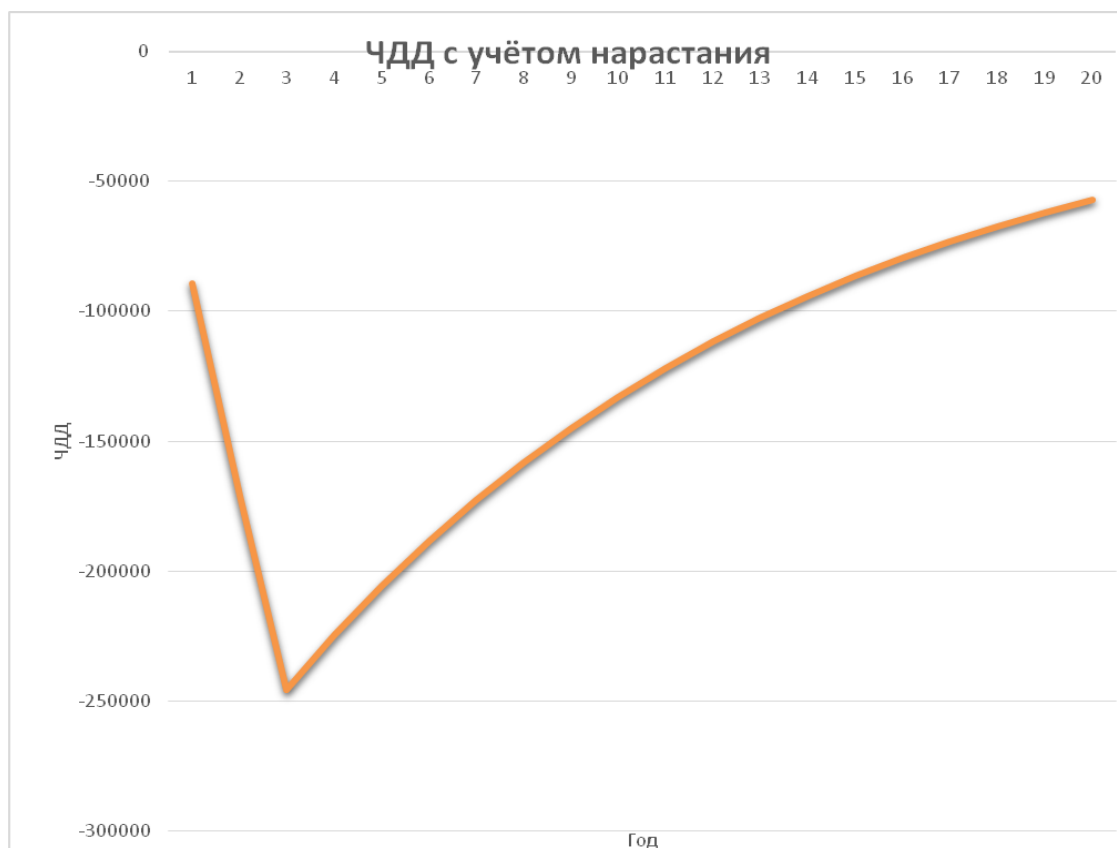


Рисунок 24 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.руб.)	-122400	-122400	-122400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261	-11261
Рср(МВт)	0	0	0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
ОРс(тыс.руб)	0	0	0	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4	48916,4
У(тыс.руб)	0	0	0	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264	-264
Пбт(тыс.руб)	-122400	-122400	-122400	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4	37391,4
Пчт(тыс.руб)	-97920	-97920	-97920	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12	29913,12
Коэффициент ЧДД	0,913242009	0,834010967	0,761653851	0,6955743	0,635228	0,5801166	0,5297868	0,483824	0,441848	0,403514	0,368506	0,336535	0,307338	0,280674	0,256323	0,234085	0,213777	0,19523	0,178292	0,162824
ЧДД	-89424,6575	-81666,3539	-74581,14513	20806,797	19001,64	17353,097	15847,577	14472,67	13217,05	12070,37	11023,17	10066,82	9193,442	8395,838	7667,432	7002,221	6394,722	5839,929	5333,269	4870,565
Итого	-89424,6575	-171091,011	-245672,1566	-224865,4	-205863,7	-188510,6	-172663	-158190	-144973	-132903	-121880	-111813	-102620	-94223,7	-86556,2	-79554	-73159,3	-67319,4	-61986,1	-57115,5
																				-2590383,8

Рисунок 25 – Результаты расчёта ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_i = \frac{48916 - 8503 - 0,2 \cdot 37391}{122400} = 0,269$$

Данный вариант развития сети также является эффективным, т.к. рентабельность проекта составляет 26,9 %. Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 26 лет.

Сведем результаты оценки экономической эффективности обоих вариантов в сравнительную таблицу, представленную ниже.

Таблица 38 – Сравнение экономической эффективности вариантов

Вариант	Дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД	Рентабельность, %
№1	23	0,294	29,4
№2	13	0,445	44,5
№3	25	0,269	26,9

При сравнении результатов расчётов экономической эффективности двух вариантов развития электрической сети при подключении объектов ГПЗ и ГХК можно сделать вывод о том, что вариант подключения объектов к сети на напряжение 220 кВ является более экономически выгодным.

ВЫВОД по разделу

3.5 Выводы по разделу

В процессе выбора оптимального варианта развития сети была проведена оценка капиталовложений, произведен расчет эксплуатационных издержек, а так же рассчитан ущерб от перерыва в электроснабжении.

В ходе оценки экономической эффективности предложенных вариантов было выявлено, что с экономической точки зрения оптимальным вариантом является установка дизельных электростанций в поселках Бошняково и Тельновский, однако с точки зрения инновационности и перспектив развития энергетики о. Сахалин от остальных вариантов не следует отказываться.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении можно сказать, что в настоящее время в Сахалинской энергосистеме существует ряд существенных проблем, варианты по решению которых, предложены в данной магистерской диссертации. Проработка вариантов решения поставленных задач происходила с учетом современных тенденций и использованием современного, инновационного оборудования. Отдельно стоит выделить использование возобновляемых источников энергии. В условиях нарастающих дефицита топливных ресурсов и экологических проблем потребность в применении таких ресурсов возрастает.

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети а так же анализ потенциала возобновляемых источников энергии Сахалинской области. Выявлены слабые места электрической сети данного района.

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

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования , позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети и произведен их анализ для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Осуществлён выбор оптимального варианта инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности. Из

всех предложенных вариантов оптимальным является третий - установка дизельных электростанций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2017-2021 годов от 25.08.2017.
- 4 Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б. Структурный анализ электроэнергетических систем в задачах моделирования и синтеза. - Новосибирск: Наука, 1990. 125 с.
- 5 Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977. - 189 с.
- 6 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 7 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 8 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.12.2017
- 9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 10 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.
- 11 Баранов Н. Н. Нетрадиционные источники и методы преобразования энергии. М.: Изд. дом МЭИ, 2012. - 384 с.

- 12 Бабурин Б.Л., Глезин М.Д., Красильников М.Ф., Шейнман Л.Б. Гидроак-кумуляторные электростанции / под ред. Л.Б. Шейнмана. М.: Энергия, 1978.- 184 с.
- 13 Безруких П. П. и др. Справочник ресурсов возобновляемых источников энергии России и местных видов топлива / показатели по территориям. -М.: ИД Энергия, 2007. 272 с.
- 14 Безруких П. П. Ветроэнергетика: справочное и методическое пособие. -М.: ИД Энергия, 2010. 320 с.
- 14 Безруких П. П., Стребков Д. С. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005. - 264 с.
- 15 Безруких П. П. Энергоэффективность и развитие возобновляемой энергетики // Академия энергетике. 2010. №4. С. 20-28.
- 16 Безруких П. П., Безруких П. П., Пузаков В. Н. Возобновляемая энергетика: направления и темпы развития // Энергетическая политика. 2010. №6. С. 68-75.
- 17 Быстрицкий Д. Н., Андрианов В. Н., Вашкевич К. П., Секторов В. Р. Ветроэлектрические станции. М.: Госэнергоиздат, 1961. - 321 с.
- 18 П.Васильев Ю. С., Безруких П. П., Елистратов В. В., Сидоренко Г. И. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России: справочник. СПб.: Изд. политехи, унив-та, 2008. - 250 с.
- 19 Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Высш. шк., 2002. - 586 с.
- 20 Ветроэнергетика/ под ред. Д. де Рензо. Пер. с англ. под ред. Я. И. Шефтера. М.: Энергоатомиздат, 1982. - 272 с.
- 21 Велихов Е.П. и др. Россия в мировой энергетике XXI века. М.: ИздАТ, 2006. - 136 с.
- 22 Воропай Н.И. Надежность систем электроснабжения. Конспект лекций. -Новосибирск: Наука, 2006. 205 с.
- 23 Гуров В. И., Каримбаев Т. Д., Шабаров А. Б. Новые возможности ветро-агрегатных систем // Энергия: экономика, техника, экология. 2010. № 5. С. 32-35.

24 Голицын М. В., Голицын А. М., Пронина Н.В. Альтернативные энергоносители. М.: Наука, 2004. - 159 с.

25 Грибков С. В. Сценарий развития ветроэнергетики в России. Оборудование для ветродизельных и системных сетевых ветростанций (ВЭС) // Вести в электроэнергетике. 2009. № 4. С. 44 51.

26 Дэвид Линдли. Интеллектуальные сети: проблема аккумуляирования энергии // Энерго Рынок. 2010. № 12. С. 71 74.

27 Елистратов В. В. Возобновляемая энергетика. СПб.: Изд-во политехи, ун-та, 2011.-239 с.

28 Ермоленко Б. В., Ермоленко Г. В., Рыженков М. А. Ветроэнергетика и окружающая среда // Энергия: экономика ,техника, экология. 2011. № 8. С. 10-19.

29 Ершевич В. В., Зейлигер А. Н., Илларионов Г. А. и др. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985. -352 с.

30 Правила устройства электроустановок (7 издание). Глава 1.2 Москва, Издательство ЭНАС, 2003

31 Электроэнергетика: учебное пособие / Ю.В. Шаров, В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, В.Н. Шемякин. Ставрополь: АГРУС, 2011. - 456 с.19. <http://www.kvar.su/>

32 Баркан Я.Д.Автоматическое управление режимом батарей конденсаторов. М.: Энергия, 1978. - 112 е., ил.

33 Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004.

34 Непомнящий, В.А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем Текст./ В.А. Непомнящий - СПб.: ПЭИПК, 2010.

35 Непомнящий, В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем Текст./ В.А. Непомнящий М.: Энергия, 2010.

36 Башмаков И.А. Интегрированное планирование энергетических ресурсов в электроэнергетике. — Энергосбережение, 2009, № 7. — С.20-29.

37 Калафати Д.Д. Применение турбин с противодавлением как перспективное направление повышения эффективности малых и средних ТЭЦ. — Теплоэнергетика, 1992, № 10. — С. 55-60.

38 Семёнов В.Г. Совершенствование государственной политики в области когенерации. — Новости теплоснабжения, 2012, № 9. — С. 12-21.

39 Филиппов С.П. Развитие централизованного теплоснабжения в России. — Теплоэнергетика, 2009, № 12. — С. 2-14.

40 Боровков В.М., Зысин Л.В. Основные направления развития мини-ТЭЦ на основе современных парогазовых технологий. — Известия РАН, Энергетика, 2001, № 1. — С. 100-105.

41 Батенин В.М., Масленников В.М. О некоторых нетрадиционных подходах к разработке стратегии развития энергетики России. — Теплоэнергетика, 2000, № 10. — С. 5-13.

42 Сотникова О.А., Мелькумов В.Н. Теплоснабжение.— М.: Издательство -Ассоциации строительных вузов, 2007. — 296 с.

43 Ольховский Гурген. Применение газовых турбин в энергетике России. — Мировая электроэнергетика. 1995. № 2. — С. 18-22.

43 Ремезов А.Н. Энергосбережение в Москве: проблемы и задачи. —

44 Энергонадзор и энергоэффективность, 2004, № 4. — С. 49-53.

Ремезов А.Н. Управление теплом и светом. — Коммунальный комплекс России, 2004, № 5. с. 14-15.

44 Современные проблемы энергетики.— Ред. Жимерин Д.Г.— М.: Энергоатомиздат, 1984. — 230 с.

45 Циолковский К.Э. Как увеличить энергию взрывных двигателей. — Собрание сочинений, Т4. М.: Наука, 1964. — С. 368-376.

46 Воропай Н.И. Распределённая генерация в электроэнергетических системах// Тезисы докладов Международной Научно-практической конференции «Малая энергетика — 2005» М. 2005. — С. 23-25.