

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. Кафедрой
_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Разработка схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 с использованием инновационного оборудования

Исполнитель студент группы 042 ом	_____	К.С. Квартальнов
	(подпись, дата)	
Руководитель профессор, доктор техн.наук	_____	Н.В. Савина
	(подпись, дата)	
Руководитель научного содержания программы магистратуры профессор, доктор техн.наук	_____	Н.В. Савина
	(подпись, дата)	
Нормоконтроль доцент, канд.техн.наук	_____	А.Н. Козлов
	(подпись, дата)	
Рецензент	_____	
	(подпись, дата)	

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав.кафедрой

_____ Н.В. Савина

«__» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Квартальнова Константина Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 с использованием инновационного оборудования

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10 июня 2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе однолинейная схема электрических сетей Хабаровского края, контрольные замеры зимнего и летнего периода АО «ДРСК», схемы потокораспределения Хабаровских электрических сетей.

4. Содержание выпускной квалификационной работы: характеристика рассматриваемого энергорайона Хабаровского края, режимный анализ сети, выбор числа и мощности трансформаторного оборудования подстанций, выбор марки и сечения проводников, расчет электрических режимов, расчет токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, расчет капиталовложений.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п): лист №1 - варианты схем выдачи мощности, лист №2 – схема потокораспределения выбранного варианта развития.

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

7. Дата выдачи задания 15.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, зав.кафедрой энергетики, доктор техн.наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 151 с., 14 рисунков, 86 формул, 64 таблицы, 52 использованных источника, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ТУРБОГЕНЕРАТОР, ТРАНСФОРМАТОР, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ЛИНИЯ, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, СИЛА ТОКА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ЗАТРАТЫ, НАДЕЖНОСТЬ, СТАНЦИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КАБЕЛЬ, ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ.

В работе исследованы электрические сети города Хабаровска в районе Хабаровской ТЭЦ-4.

Цель работы – разработка вариантов выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4, расчет режимов электрической сети схемы выдачи мощности, выбор основного электрооборудования, расчет экономической эффективности предложенных вариантов схемы выдачи мощности.

Основу методологии исследований составляют теория расчёта параметров электрических схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов, линий электропередачи, теория расчёта режимов электрических сетей, метод расчета экономической эффективности.

На основании вышеприведённых методов были произведены расчёты установившихся режимов сети с помощью ПК RastrWin3, выполнен прогноз электрических нагрузок на момент 2025 года, осуществлён выбор необходимого электрооборудования.

Произведён выбор оптимального из вариантов инновационного развития электрической сети Хабаровского края в районе ХТЭЦ-4 на основании метода расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение.....	8
1 Характеристика электрических сетей 110 – 220 кВ города Хабаровска.....	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика района строительства ХТЭЦ-4.....	10
1.2 Экономическая характеристика города Хабаровска	11
1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы Хабаровска.....	13
1.3.1 Структурный анализ источников питания схемы выдачи мощности города Хабаровска	13
1.3.2 Структурный анализ электрических сетей города Хабаровска	17
1.3.3 Структурный анализ подстанций города Хабаровска	20
1.4 Анализ схемно-режимной ситуации	25
1.4.1 Характеристика ПВК RastrWin3 для расчёта режимов схемы выдачи мощности	26
1.4.2 Формирование эквивалента схемы выдачи мощности и анализ его корректности	26
1.4.3 Анализ нормального режима схемы выдачи мощности	36
1.4.4 Анализ послеаварийных режимов работы сети схемы.....	44
1.5 Прогнозные нагрузки.....	50
2 Характеристика инновационного оборудования применяемого на электрических станциях и линиях.....	56
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования тепловых электрических станций и подстанций.....	56
2.1.1 Асинхронизированный турбогенератор	56
2.1.2 Применение КРУЭ при проектировании РУ	58
2.1.3 Микропроцессорная дифференциальная защита трансформатора	60
2.2 Инновационные технологии, применяемые для проектирования электрических сетей.....	61

2.2.1 Кабель из сшитого полиэтилена.....	61
3 Разработка вариантов схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ - 4 на инновационной основе	63
3.1 Разработка вариантов схемы выдачи мощности ХТЭЦ-4	63
3.2 Выбор номинального напряжения для схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4	67
3.3 Режим работы Хабаровской ТЭЦ-4	67
3.4 Выбор мощности трансформаторов связи для ХТЭЦ-4	68
3.5 Выбор сечения кабельной линии	69
3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4	71
4 Выбор оптимального варианта схемы выдачи мощности ХТЭЦ-4	86
4.1 Расчет и оценка показателей надежности сравниваемых вариантов схемы выдачи мощности.....	86
4.2 Оценка экономической стоимости вариантов схемы выдачи мощности ..	94
4.2.1 Капиталовложения.....	94
4.2.2 Расчет эксплуатационных издержек.....	98
4.2.3 Расчет затрат.....	99
4.3 Оценка экономической эффективности выбранного варианта схемы выдачи мощности	100
5 Выбор инновационного оборудования для ХТЭЦ-4 и ПС СДВ	103
5.1 Расчет токов короткого замыкания шин ХТЭЦ-4 и ПС СДВ	103
5.2 Выбор выключателей Хабаровской ТЭЦ-4.....	111
5.3 Реконструкция подстанции СДВ.....	115
5.3.1 Выбор выключателей для ПС СДВ.....	115
5.3.2 Выбор разъединителей для ПС СДВ.....	116
5.3.3 Выбор трансформаторов тока для ПС СДВ	117
5.3.4 Выбор трансформаторов напряжения для ПС СДВ.....	120
Заключение	123
Библиографический список	125

Приложение А – Расчет экономических показателей.....	131
Приложение Б – Расчет ЧДД	135
Приложение В – Расчет надежности.....	142

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- СН – среднее напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- НН – низкое напряжение;
- ПС – подстанция;
- РУ – открытое распределительное устройство;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- КЛ – кабельная линия;
- АСГ – асинхронизированный генератор;
- ТГ – турбогенератор.

ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка инновационной схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 в Хабаровском крае, с целью повышения функционирования электроэнергетического комплекса данного района, улучшить качество электроэнергии и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Актуальность темы обусловлена увеличением требуемой мощности города Хабаровска. Также остро встаёт вопрос о замене старого оборудования ХТЭЦ-1 на новое.

Объект исследования - электрические сети 110 – 220 кВ г. Хабаровска и Хабаровского района.

Предмет исследования - инновационные технологии применяемые в линии электропередачи и на электрических станциях

Целью данной магистерской диссертации является проектирование инновационной схемы выдачи мощности ХТЭЦ-4.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1) выявить основные климатические и географические особенности местности в районе строительства Хабаровской ТЭЦ-4;
- 2) произвести анализ схемно - режимной ситуации электрической сети города Хабаровска, к которой планируется подключение Хабаровской ТЭЦ-4;
- 3) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования схемы выдачи мощности в нормальных и послеаварийных режимах;
- 4) выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий;
- 5) разработать варианты подключения ХТЭЦ-4 к сети, а также на основании расчетов электрических режимов выявить узкие места в схеме выдачи мощности города Хабаровска и предложить мероприятия по устранению узких мест;

б) произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать вводные выключатели для подключения ХТЭЦ-4;

7) определить оптимальный вариант инновационного развития схемы выдачи мощности на основании расчёта экономических показателей с учетом фактора надежности.

Научная новизна заключается в комплексном анализе схемно-режимной ситуации сети города Хабаровска, режимный анализ сети до разработки схемы выдачи мощности, разработка вариантов схемы выдачи мощности города Хабаровска.

Практическая ценность работы заключается в разработке схемных и технических решений по осуществлению надежного и эффективного электроснабжения при вводе Хабаровской ТЭЦ-4.

За период обучения, в ходе сбора, анализа и систематизации материала, используемого в будущем, для написания магистерской диссертации, принято участие в научных конференциях и опубликованы научные статьи.

Публикации. За время обучения опубликовано 2 печатные работы «Мониторинг состояния воздушных линий с помощью беспилотных аппаратов» и «Инновационные методы развития электрических сетей».

Научные конференции. За время обучения было принято участие в научных конференциях: XXIX научная конференция АмГУ 2020, XXX научная конференция «День науки» - АмГУ 2021, XXXI научная конференция «День науки» - АмГУ 2022, XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее».

Диссертация выполнена с использованием стандартных офисных приложений: Microsoft Office Word 2019 г., Microsoft Office Visio 2019 г, Microsoft Office Excel 2019 г., MathCad Prime 4.0, Mathcad 15.0, а также специализированного ПВК для расчёта электрических режимов – RastrWin 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 – 220 КВ ГОРОДА ХАБАРОВСКА

Для того чтобы выявить проблемы, характерные для электрических сетей 110-220 кВ города Хабаровска, необходимо на начальном этапе выполнения магистерской диссертации дать им характеристику о климате, о техническом состоянии установленного оборудования, а также провести подробный структурный анализ.

1.1 Климатическая и географическая характеристика района строительства ХТЭЦ-4

Климат в городе Хабаровске — резко континентальный. Река Амур мало смягчает жару летом и не слишком увлажняет морозный воздух зимой.

В административном отношении район строительства находится в городе Хабаровск. Климат города Хабаровск носит муссонный характер. Ветры, дующие с континента, их называют зимний муссон, приносят холодный и сухой воздух, обуславливая суровую и малоснежную зиму с преобладанием ясной погоды.

Зима холодная и продолжительная. Самый холодный месяц – это декабрь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 46 градусов Цельсия.

В конце марта прекращаются устойчивые морозы, начинается постепенное таяние снежного покрова. В начале апреля устойчивый снежный покров разрушается. Весна обычно непродолжительна, с быстро меняющимися процессами от зимних к типично летним.

Самый теплый месяц в Хабаровске – июль. Максимальная температура воздуха может повышаться до +40 °С.

Осень начинается при переходе в сторону понижения среднесуточной температуры воздуха через 10 °С. Как правило, осенний период продолжается около двух месяцев. Устойчивый снежный покров образуется в конце октября, но иногда он может образоваться и в начале октября.

По материалам наблюдений, температура образования гололёда составляет - 10°С. Зона влажности вторая, нормальная.

Грозы в городе начинаются как правило в апреле и заканчиваются в ноябре. Оттаивание грунта на начало гроз достигает 0,4 метра [2].

Климатические условия района прохождения трассы воздушных линий и расположения площадки подстанции с учетом действующих нормативных материалов и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанциям приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района [2]

Параметр климата	Величина
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололёда, мм	10
Район по ветру	II
Скорость ветра, м/сек	25
Скоростной напор, кгс/м ²	40
Средняя скорость ветра за год, м/с	2,7
Количество часов грозовой деятельности	от 40 до 60
Глубина промерзания грунта, м	2,5
Максимальная температура воздуха	+ 36,7 °С
Минимальная температура воздуха	- 40,0 °С
Средняя температура воздуха за год	+ 2,4 °С

1.2 Экономическая характеристика города Хабаровска

Хабаровский край является одной из наиболее развитых в экономическом отношении территорий российского Дальнего Востока. По объему валового регионального продукта край занимает 4 место в Дальневосточном федеральном округе.

Экономика Хабаровского края является многопрофильной и диверсифицированной, базируется на развитом промышленном производстве и транспортном

обслуживании магистральных грузопотоков, что формирует важное конкурентное преимущество региона. Также развиты рыболовство, лесозаготовки. Ведущую роль играют обрабатывающая промышленность, транспорт, добыча полезных ископаемых (уголь, золото, олово и др.). В структуре ВРП около 20% приходится на транспорт, 11% - на обрабатывающую промышленность, 16% - на торговлю [1].

Основные виды экономической деятельности Хабаровска:

- обрабатывающие производства;
- производство и распределение электроэнергии, газа и воды;
- транспорт и связь;
- строительство;
- операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг;
- торговля и общественное питание.

В городе насчитывается около 500 организаций, оборот которых составляет почти 250 млрд. рублей.

Муниципальный сектор экономики г. Хабаровска представлен 28 муниципальными предприятиями в 7 отраслях городского хозяйства, с численностью работающих 7,8 тыс. человек. Общая сумма активов предприятий - 13,1 млрд. рублей. По итогам 2008 года объем выпускаемой продукции (работ, услуг) составил 8,2 млрд. рублей, получено валовой прибыли - 412,4 млн. рублей.

Город Хабаровск включает в себя несколько промышленных предприятий:

- 1) ОАО "Хабаровский нефтеперерабатывающий завод";
- 2) ОАО "Амурский кабельный завод";
- 3) ОАО "ДАЛЬХИМФАРМ";
- 4) ОАО "ДАЛЬЭНЕРГОМАШ";
- 5) АО "Хабаровский судостроительный завод";
- 6) АО "Хабаровский радиотехнический завод".

Промышленный комплекс Хабаровска представлен главным образом предприятиями машиностроения, энергетики, химической, пищевой и лесоперерабатывающей промышленности [3].

1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы Хабаровска

Для того, чтобы рассчитать режим сети, выявить узкие места в схеме выдачи мощности, дать оценку современному состоянию схемы выдачи мощности, необходимо провести структурный анализ электроэнергетической системы города Хабаровска.

Цель структурного анализа состоит в оценке текущего состояния электроэнергетической системы, выявлению узких мест на каком-либо участке сети и исходя из структурного анализа, предложить мероприятия по устранению узких мест.

Структурный анализ электроэнергетической системы схемы выдачи мощности включает в себя следующие этапы:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ линий электропередачи;
- структурный анализ подстанций.

После анализа всех этапов, делается вывод о текущем состоянии схемы выдачи мощности, о всех нюансах и предлагаются пути решения проблем с электроэнергетической системой если они есть.

1.3.1 Структурный анализ источников питания схемы выдачи мощности города Хабаровска

Источниками питания на рассматриваемом участке схемы выдачи мощности являются Хабаровская ТЭЦ-3 и Хабаровская ТЭЦ-1. ХТЭЦ-1 и ХТЭЦ-3 являются структурными подразделениями филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» - «Хабаровская генерация». ХТЭЦ-1 введена в работу в 1972 году. На Хабаровской ТЭЦ-1 стоит 15 котлоагрегатов марок ТП-170-100, БКЗ-160-100, БКЗ-220-100, БКЗ-210-140.

Электрическая схема Хабаровской ТЭЦ-1 представлена на рисунке 1.

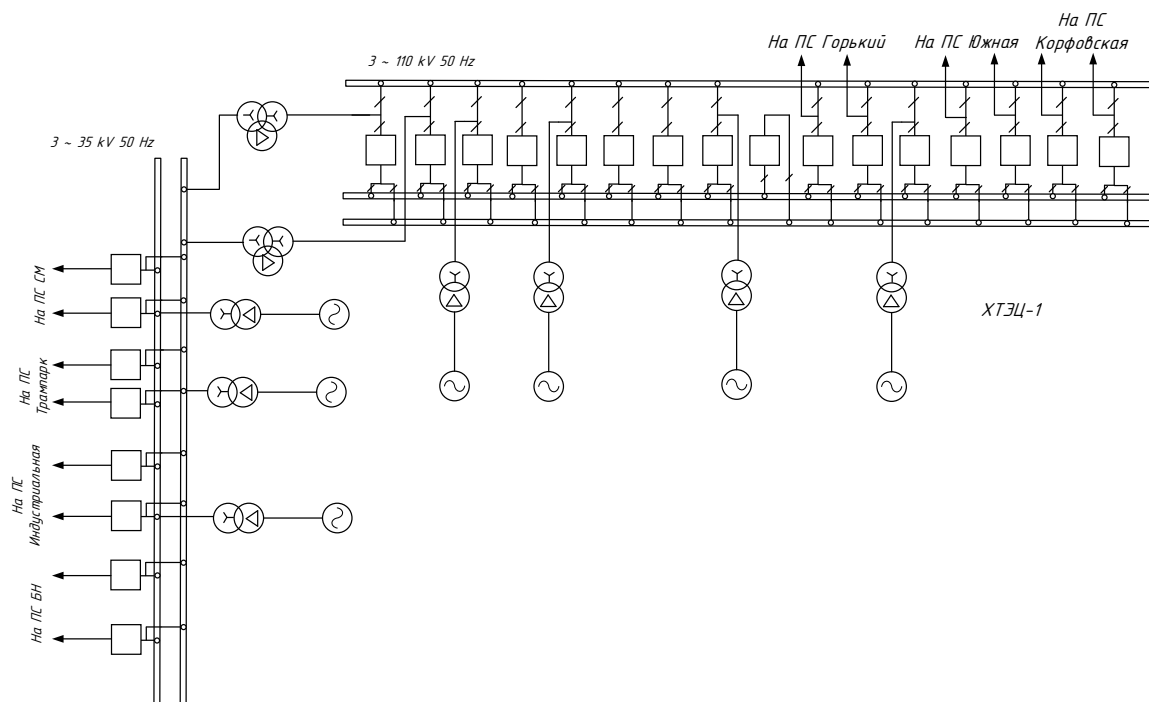


Рисунок 1 – Однолинейная схема Хабаровской ТЭС-1

На электрической станции установлены 7 турбоагрегатов общей мощностью 435 МВт, характеристика турбогенераторов приведена в таблице 2

Таблица 2 – Характеристика турбогенераторов ХТЭС-1:

Характеристика	Турбогенератор						
	ТГ-1	ТГ-2	ТГ-3	ТГ-6	ТГ-7	ТГ-8	ТГ-9
Марка (тип)	ТВС 32-УЗ	ТВС-32-УЗ	ТВС- 32-УЗ	ТВ- 60-2	ТВФ-110-2УЗ	ТВФ-110-2УЗ	ТВФ-110-2УЗ
Полная мощность генератора (S _n), МВА	40	40	40	75	137,5	137,5	137,5
Активная мощность генератора (P _n), МВт	32	32	32	60	110	110	110
Сos φ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Частота вращения генератора, об/мин	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Сопротивление статора	0,00535	0,00521	0,00512	0,0015	0,0028	0,0024	0,0022
Год ввода	1974	1954	1976	1964	1967	1969	1972

На электрической станции стоят два РУ высокого напряжения. Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме одна рабочая система шин с обходной. Открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме одна секционированная система шин.

От открытого распределительного устройства 110 кВ отходят 10 линий, на электростанции установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 63 МВА связывающие распределительное устройство напряжением 110 и 35 кВ.

Характеристика трансформаторов, установленных на станции приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Трансформаторы ХТЭЦ -1

Трансформатор	Параметр		
	Тип (Марка)	Номинальное напряжение, кВ	Полная мощность, МВА
1Т	ТРДНС - 31500/35	35/6	31,5
2Т	ТРДНС- 31500/35	35/6	31,5
3Т	ТРДНС- 40500/35	35/6	40,5
4Т	ТДТН- 63000/110	110/35/6	63
5Т	ТДТН- 63000/110	110/35/6	63
6Т	ТДН- 75000/110	110/10	75
7Т	ТДЦ- 125000/110	110/10	125
8Т	ТДЦ- 125000/110	110/10	125
9Т	ТДЦ- 125000/110	110/10	125

Исходя из таблицы 2, значительная часть оборудования ХТЭЦ-1 была введена более 40 лет назад.

Хабаровская ТЭЦ-3 введена в работу в 1985 году с вводом первого энергоблока, второй блок сдан в 1986 году, третий в 1987 году, последний четвертый энергоблок введен в эксплуатацию в 2006 году. Электростанция обеспечивает теплом и электричеством северную и центральную часть города Хабаровск, а также его пригороды. Установленная электрическая мощность станции составляет 720 МВт, тепловая мощность 1640 Гкал/ч.

На электростанции установлены 4 энергоблока в состав каждого входит котлоагрегат ТПЕ-215, с номинальной паропроизводительностью 670 т/ч. Котлы предназначены для работы на каменном угле или природном газе в блоке с турбинами Т-180/210-130.

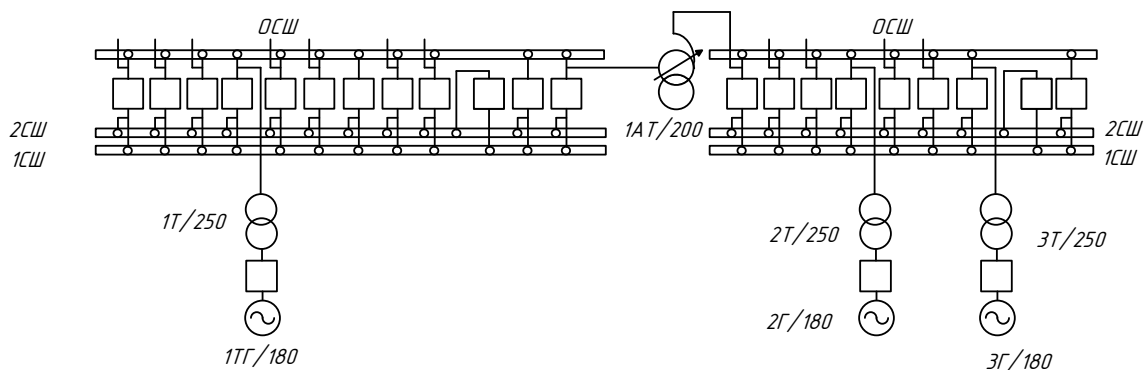


Рисунок 2 – Однолинейная схема Хабаровской ТЭС-3

Параметры генераторов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры генераторов Хабаровской ТЭС-3

Параметр	Турбогенератор			
	ТГ-1	ТГ-2	ТГ-3	ТГ-4
Марка (тип)	ТГВ 200-2МУ3			
Полная мощность генератора, МВА	247			
Активная мощность генератора, МВт	210			
Коэффициент мощности	0,85			
Частота вращения генератора, об/мин	3000			
Сопротивление статора, Ом	0,0024			

На Хабаровской ТЭС-3 два распределительных устройства 110 кВ и 220 кВ, сделаны по схеме две рабочих и обходная системы шин [26]. От открытого распределительного устройства 110 кВ выходят 5 линий, от открытого распределительного устройства 220 кВ выходят 6 линий. Характеристика силовых трансформаторов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры трансформаторного оборудования Хабаровской ТЭЦ-3

Параметр	Трансформатор				
	1Т	2Т	3Т	4Т	АТ
Марка силового трансформатора	ТДЦ-250000/110	ТДЦ-250000/220			АТДЦТН-125000/220
Номинальная мощность трансформатора, МВА	250	250			125
Номинальное напряжение трансформатора, кВ	110/10	220/10			220/110/35

Как следует из таблицы 2, схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-1 не достаточно надежна по причине использования устаревшего оборудования. Для повышения надежности необходима модернизация.

1.3.2 Структурный анализ электрических сетей города Хабаровска

Для того чтобы рассчитать режимы электрической сети рассматриваемого района развития, необходимо рассматривать сети не только класса номинального напряжения 110 кВ, но и сеть 220 кВ, так как без сети 220 кВ правильно рассчитать режим не получится. Для этого необходимо провести краткий структурный анализ сетей.

На рисунке 3 приведена карта-схема электрических сетей 110-220 кВ города Хабаровска. Она включает в себя подстанции 35 кВ, подстанции 110 кВ, подстанции 220 кВ. Также на карте-схеме изображены линии различного класса напряжения.

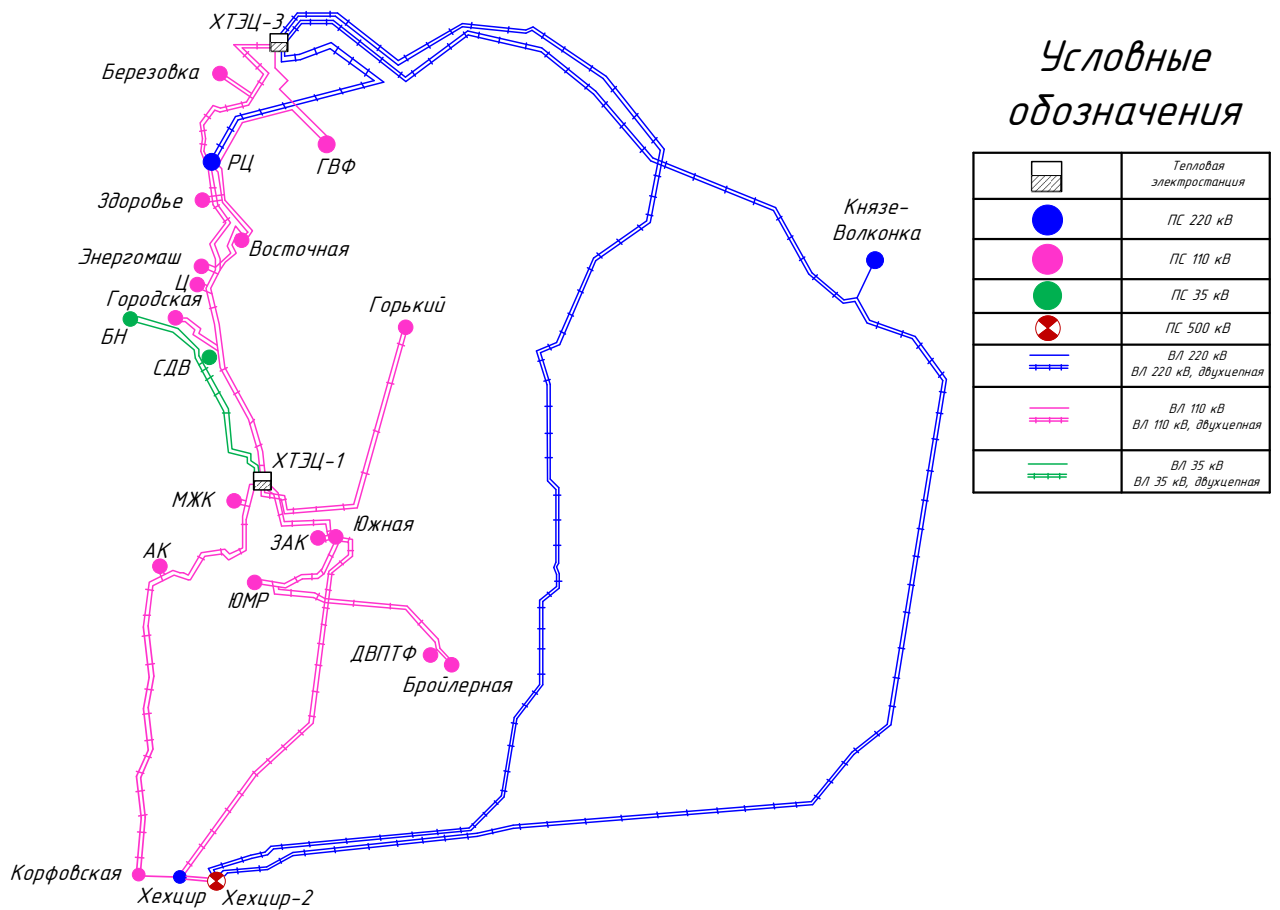


Рисунок 3 – Карта-схема рассматриваемого района развития

В таблице 6 представлена сортировка линий по напряжению, по марке и по суммарной длине линий.

Таблица 6 – Воздушные линии

Напряжение линии	Марка линии	Суммарная длина линий, км	Наименование линий
1	2	3	4
220 кВ	АС-300	0,68	ХТЭЦ-3 – Князе-Волконская
	АС-400	115,44	ХТЭЦ-3 – Хехцир РЦ - ХТЭЦ-3
110 кВ	АС-95	1,94	ХТЭЦ-3 - Березовка

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
110	АС-120	112,79	ХТЭЦ-1 – МЖК ХТЭЦ-1 – АК ХТЭЦ-1 – Ц Южная – ЗАК Южная – ЮМР АК – Корфовская Южная – ДВПТФ Южная - Бройлерная
	АС-150	25,92	РЦ – ХТЭЦ-3 ХТЭЦ-3 - ГВФ
	АС-185	106,73	ХТЭЦ-1 – Горький ХТЭЦ-1 – Городская РЦ - Восточная
	АС-240	3,2	РЦ - Здоровье
	АСО-300	43,4	Южная - Хехцир
35 кВ	АС-120	10,71	ХТЭЦ -1 – СДВ ХТЭЦ – 1 – БН

В таблице 7 представлено распределение линий электропередачи по классам номинального напряжения сети.

Таблица 7 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения сети

Номинальное напряжение линии $U_{\text{ном}}$, кВ	Суммарная протяженность, км
220	116,12
110	293,98
35	10,71

1.3.3 Структурный анализ подстанций города Хабаровска

В таблице 8 приведены подстанции рассматриваемой схемы выдачи мощности, их тип, вид РУ и типы силовых трансформаторов, установленных на этих подстанциях.

Таблица 8 – Анализ подстанций

Наименование ПС	Тип ПС	Количество и мощность трансформаторов	Вид РУ	U _{ном} ПС, кВ
1	2	3	4	5
Южная	Проходная	2хТДТН - 25000/110/35/6	Две рабочие и обходная система шин (13Н)	110
ЮМР	Тупиковая	2хТДТН - 25000/110/35/6	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	110
АК	Ответвительная	2хТДТН - 25000/110/35/6	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	110
МЖК	Ответвительная	2хТДН - 16000/110/6	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	110
Горький	Тупиковая	2хТДТН - 40000/110/35/6	Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)	110
СДВ	Ответвительная	2хТДТН - 40000/110/35/6	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (5АН)	35

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
БН	Тупиковая	2хТДН - 16000/35/6	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	35
Городская	Тупиковая	2хТРДН - 40000/110/6	Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)	110
Ц	Ответвительная	2хТДТН - 40000/110/35/6	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	110
Энергомаш	Ответвительная	2хТРДН - 25000/110/6	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	110
Восточная	Проходная	ТДТН - 25000/110/35/6 ТДТНГ - 20000/110/35/6	Блок (линия трансформатор) с выключателем (3Н)	110
Здоровье	Ответвительная	2хТДН - 16000/110/6	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)	110
Корфовская	Опорная	ТДТН - 10000/110/35/10 ТДТН - 16000/110/35/10	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (12)	110

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
ДВПТФ	Ответвительная	ТМТН - 6300/110/35/10	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем (1)	110
Бройлерная-2	Тупиковая	2хТМТН-6300/110/35/10	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	110
ГВФ	Проходная	3хТДТН - 25000/110/35/6	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	110
Березовка	Ответвительная	2хТДН - 10000/110/6	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	110

Судя по таблице 8, ПС СДВ на 35 кВ, но трансформаторы стоят на 110 кВ. При таком подключении трансформаторы работают не в полную мощность, и большая часть мощности простаивает. При разработке вариантов схемы выдачи мощности будет предложено строительство РУ 110 кВ на ПС СДВ, тем самым увеличив мощность ПС.

В таблице 9 приведена информация по трансформаторам и их загрузке на подстанциях рассматриваемого участка схемы выдачи мощности в летний период.

Таблица 9 – Загрузка трансформаторов ПС в летний период

Наименование ПС	№ тр- ра	Мощность уста- новленных транс- форматоров, МВА	U, кВ	Нагрузка (МВА) на стороне			Коэф. Загрузки Тр-ра
				110 кВ	35 кВ	6-10 кВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
Южная	1	25+25	110	10,1	2,2	7,8	0,40
	2			6,8	2,9	3,8	0,27
ЮМР	1	25+25	110	10,1	2,9	7,2	0,41
	2			7,1	4,5	2,6	0,28
АК	1	25+25	110	9,6	4,0	5,6	0,38
	2			9,3	9,1	0,3	0,37
МЖК	1	16+16	110	4,7		4,7	0,30
	2			4,9		4,9	0,31
Горький	1	40+40	110	9,1	6,1	3,0	0,23
	2			13,7	8,0	5,7	0,34
СДВ	1	16+16	35		7,1	7,1	0,44
	2				7,7	7,7	0,48
БН	1	16+16	35		4,8	4,8	0,30
	2				6,0	6,0	0,37
Городская	1	40+40	110	14,0		14,0	0,35
	2			12,0		12,0	0,30
Ц	1	40+40	110	4,6	0,0	4,6	0,12
	2			7,2	0,0	7,2	0,18
Энергомаш	1	25+25	110	3,8		3,8	0,15
	2			3,8		3,8	0,15
Восточная	1	25+20	110	10,8	7,8	2,9	0,43
	2			2,7	0,0	2,7	0,14
Здоровье	1	16+16	110	2,7		2,7	0,17
	2			5,0		5,0	0,31
Корфовская	1	10+16	110	3,5	2,6	0,9	0,35
	2			7,5	7,5	0,0	0,47
ДВПТФ	1	6,3	110	0,7		0,7	0,12

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
Бройлерная-2	1	6,3+6,3	110	4,5	4,5	0,0	0,72
	2			0,8	0,0	0,8	0,13
ГВФ	1	25+25	110	3,3	0,0	3,3	0,13
	2			7,8	3,4	4,4	0,31
Березовка	1	10+10	110	0,8		0,8	0,08
	2			2,5		2,5	0,25

В таблице 10 приведена информация по силовым трансформаторам и их загрузке на подстанциях рассматриваемого участка схемы выдачи мощности в зимний период.

Таблица 10 – Загрузка трансформаторов ПС в зимний период

Наименование ПС	№ тр-ра	Мощность установленных трансформаторов, МВА	U, кВ	Нагрузка (МВА) на стороне			Коэф. загрузки Тр-ра
				110 кВ	35 кВ	6-10 кВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
Южная	1	25+25	110	10,2	2,0	8,2	0,41
	2			10,0	5,4	4,6	0,40
ЮМР	1	25+25	110	18,3	6,9	11,3	0,73
	2			12,9	5,6	7,2	0,51
АК	1	25+25	110	11,3	4,1	7,1	0,45
	2			20,5	15,8	4,6	0,82
МЖК	1	16+16	110	6,5		6,5	0,41
	2			4,3		4,3	0,27
Горький	1	40+40	110	23,6	16,8	6,9	0,59
	2			21,4	13,3	8,1	0,54
СДВ	1	16+16	35		10,9	10,9	0,68
	2				6,0	6,0	0,38
БН	1	16+16	35		8,1	8,1	0,51
	2				9,4	9,4	0,59

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
Городская	1	40+40	110	16,8		16,8	0,42
	2			18,5		18,5	0,46
Ц	1	40+40	110	8,4	0,0	8,4	0,21
	2			11,1	0,0	11,1	0,28
Энергомаш	1	25+25	110	4,2		4,2	0,17
	2			6,1		6,1	0,24
Восточная	1	25+20	110	20,5	13,2	7,3	0,82
	2			5,4	0,0	5,4	0,27
Здоровье	1	16+16	110	5,0		5,0	0,31
	2			4,3		4,3	0,27
Корфовская	1	10+16	110	7,2	3,6	3,6	0,72
	2			15,8	15,8	0,0	0,99
ДВПТФ	1	6,3	110	0,5		0,5	0,08
Бройлерная-2	1	6,3+6,3	110	5,9	5,9	0,0	0,94
	2			1,0	0,0	1,0	0,16
ГВФ	1	25+25+25	110	7,7	0,0	7,7	0,31
	2			14,3	5,4	8,9	0,57
	3			1,2		1,2	0,05
Березовка	1	10+10	110	1,1		1,1	0,11
	2			3,2		3,2	0,32

Для дальнейшего анализа режимной ситуации электрических сетей 110 кВ используем данные по загрузке трансформаторов в ДКЗ за 2021 год представленные в таблице 9 и 10. Эти контрольные замеры анализировались в течении пятилетнего периода, с 2016 по 2021 год. Для развития был выбран 2021 год как наиболее загруженный.

1.4 Анализ схемно-режимной ситуации

Для того чтобы выявить проблемы в режимах и определить «узкие» места в схеме выдачи мощности необходимо произвести расчёты нормальных и послеаварийных режимов сети.

1.4.1 Характеристика ПК RastrWin3 для расчёта режимов схемы выдачи мощности

На основании реальных замеров по году наибольшей нагрузки был составлен эквивалент схемы сети, приведенный на рисунке 9. Для данного эквивалента проводилось исследование схемно-режимной ситуации. Для этого был выбран программно-вычислительный комплекс RastrWin3, потому что на нём можно выполнить [16]:

- 1) расчет установившихся режимов электрической сети в рамках заданной схемы выдачи мощности;
- 2) расчёт послеаварийных режимов схемы выдачи мощности;
- 3) учёт изменения активного и реактивного сопротивления силового трансформатора при изменении положения РПН;
- 4) анализ потерь мощности в схеме, рассмотреть потери отдельных составляющих электроэнергетической сети схемы выдачи;
- 5) симуляция отключения части ЛЭП, создание послеаварийной ситуации;
- 6) анализ загрузки линий и силовых трансформаторов. Выявление перегрузки линий по длительно-допустимому току.
- 7) сравнение различных режимов (установившихся или послеаварийных) по определенному списку параметров.

1.4.2 Формирование эквивалента схемы выдачи мощности и анализ его корректности

Перед проведением расчетов режимов по программе, нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной для RastrWin. Для этого нужно:

- представить схему замещения выдачи мощности с указанием всех необходимых узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и написать в соответствующую вкладку;

- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощности потребления. Если исходные данные заданы активной мощностью и $\cos \varphi$, – рассчитать реактивную мощность;

- для линий электропередачи определить активное и реактивное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер пишется знаком минус);

- для силовых трансформаторов определить активное и реактивное сопротивление, приведенное к стороне ВН, проводимость шунта на землю и коэффициент трансформации.

- задать номер балансирующего узла и его модуль напряжения [12].

Параметры расчётных схем элементов схемы выдачи определяются по следующим формулам [12].

$$r_l = r_o \cdot l, \quad (1)$$

где r_0 – активное сопротивление, Ом/км.

$$x_l = x_o \cdot l, \quad (2)$$

где x_0 – реактивное сопротивление, Ом/км.

Активная и реактивная проводимости рассчитываются по следующим формулам:

$$b_l = b_o \cdot l, \quad (3)$$

где b_0 – реактивная проводимость, См/км.

$$g_l = g_o \cdot l, \quad (4)$$

где g_0 – удельная активная проводимость, См/км.

Для более точного расчёта режима в ПВК RastrWin 3 нужно выполнить пересчет активного сопротивления линий зимой, так как температура зимой в Хабаровске отличается от номинальной 20 градусов Цельсия.

Сопротивление линии зимой считается по формуле:

$$r_{0,t} = r_0 \cdot [1 + \alpha_T(t - 20)]; \quad (5)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводника при 20 °С, Ом/км;

α_T - температурный коэффициент, 1/°С, равный 0,004 для проводов АС;

t – температура проводника, °С

Пример пересчета удельного активного сопротивления для провода АС-240.

$$r_{0,t} = 0,121 \cdot [1 + 0,004(-15,7 - 20)] = 0,104 \text{ Ом/км.}$$

Результаты по расчёту удельных активных сопротивлений для других линий приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Удельное активное сопротивление проводов

Марка и сечение провода	r_0 , Ом/км	$r_{0,t}$, Ом/км
АС-120	0,249	0,213
АС-150	0,198	0,169
АС-185	0,162	0,139
АС-240	0,121	0,104
АС-300	0,098	0,084
АС-400	0,075	0,064

Как показывает расчёт, удельное активное сопротивление проводника уменьшаться с уменьшением температуры окружающей среды. Именно эти сопротивления будем использовать при расчете режима зимой.

Для режима летних нагрузок, будем использовать справочные данные ЛЭП.

Описание узлов схемы замещения приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Список узлов

Тип	Номер узла	Название	U_ном, кВ	Характеристика узла
1	2	3	4	5
База	1	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ	110	Балансирующий узел
Нагр	2	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ	110	СШ-110
Ген	3	ХТЭЦ-1 ТГ-1	10	Турбогенератор
Ген	4	ХТЭЦ-1 ТГ-2	10	Турбогенератор
Ген	5	ХТЭЦ-1 ТГ-3	10	Турбогенератор
Ген	6	ХТЭЦ-1 ТГ-4	10	Турбогенератор
Нагр	7	Нейтраль Т1	110	Нейтраль 3-х обмоточного трансформатора
Нагр	8	Нейтраль Т2	110	Нейтраль 3-х обмоточного трансформатора
Нагр	10	ХТЭЦ-1 6 кВ	6	СШ-6
Нагр	11	ХТЭЦ-1 35 кВ	35	СШ-35
Нагр	12	Отпайка 1 СДВ	35	Отпайка на ПС СДВ
Нагр	13	Отпайка 2 СДВ	35	Отпайка на ПС СДВ
Нагр	14	ПС СДВ	35	СШ-35
Нагр	15	ПС БН	35	СШ-35
Нагр	16	Отпайка 1 МЖК	110	Отпайка на ПС МЖК
Нагр	17	Отпайка 2 МЖК	110	Отпайка на ПС МЖК
Нагр	18	ПС МЖК	110	СШ-110
Нагр	19	Отпайка 1 АК	110	Отпайка на ПС АК
Нагр	20	Отпайка 2 АК	110	Отпайка на ПС АК
Нагр	21	ПС АК	110	СШ-110
Нагр	22	ПС Корфовская	110	СШ-110
Нагр	23	ПС Южная	110	СШ-110
Нагр	24	ПС ЗАК	110	СШ-110
Нагр	25	Отпайка 1 Бройлерная	110	Отпайка на ПС Бройлерная
Нагр	26	Отпайка 2 Бройлерная	110	Отпайка на ПС Бройлерная
Нагр	27	ПС ЮМР	110	СШ-110
Нагр	28	Отпайка ДВПТФ	110	Отпайка на ПС ДВПТФ
Нагр	29	ПС ДВПТФ	110	СШ-110

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Нагр	30	ПС Бройлерная	110	СШ-110
Нагр	31	ПС Горький	110	СШ-110
Нагр	32	Отпайка 1 Городская	110	Отпайка на ПС Городская
Нагр	33	Отпайка 2 Городская	110	Отпайка на ПС Городская
Нагр	34	ПС Городская	110	СШ-110
Нагр	35	Отпайка 1 Ц	110	Отпайка на ПС Ц
Нагр	36	Отпайка 2 Ц	110	Отпайка на ПС Ц
Нагр	37	ПС Ц	110	СШ-110
Нагр	38	ПС РЦ 110 кВ	110	СШ-110
Нагр	39	ПС РЦ 220 кВ	220	СШ-220
Нагр	40	Нейтраль Т1 РЦ	220	Нейтраль трансформатора
Нагр	41	Нейтраль Т2 РЦ	220	Нейтраль трансформатора
Нагр	42	Отпайка 1 Энергомаш	110	Отпайка на ПС Энергомаш
Нагр	43	Отпайка 2 Энергомаш	110	Отпайка на ПС Энергомаш
Нагр	61	ПС Восточная	110	СШ-110
Нагр	44	ПС Энергомаш	110	СШ-110
Нагр	45	Отпайка 1 Здоровье	110	Отпайка на ПС Здоровье
Нагр	46	Отпайка 2 Здоровье	110	Отпайка на ПС Здоровье
Нагр	47	ПС Здоровье	110	СШ-110
Нагр	48	ПС ГВФ	110	СШ-110
Ген	49	ХТЭЦ-3 110 кВ	110	Генерирующий узел
Ген	50	ХТЭЦ-3 220 кВ	220	Генерирующий узел
Нагр	51	Нейтраль АТ ХТЭЦ-3	220	Нейтраль автотрансформатора
Нагр	52	Отпайка 1 Березовка	110	Отпайка на ПС Березовка
Нагр	53	Отпайка 2 Березовка	110	Отпайка на ПС Березовка
Нагр	54	ПС Березовка	110	СШ-110
Нагр	55	ПС Хехцир 220 кВ	220	СШ-220
Нагр	56	Князе-Волконская	220	Отпайка на ПС Князе-Волконка
Нагр	57	ПС Князе-Волконка	220	СШ-220
Нагр	58	ПС Хехцир 110 кВ	110	СШ-110
Нагр	59	Нейтраль Т1 Хехцир	220	Нейтраль трансформатора
Нагр	60	Нейтраль Т2 Хехцир	220	Нейтраль трансформатора

Таблица 13 – Список ветвей

Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
56	55	Отпайка Князе-Волконская - ПС Хехцир 220 кВ	4,41	24,73	-159,03
50	55	ХТЭЦ-3 220 кВ - ПС Хехцир 220 кВ	6,63	37,17	-239
50	56	ХТЭЦ-3 220 кВ - Отпайка Князе-Волкон- ская	2,21	12,42	-79,88
56	57	Отпайка Князе-Волконская - ПС Князе- Волконка	0,067	0,29	-1,8
55	60	ПС Хехцир 220 кВ - Нейтраль Т2 Хехцир	0,55	59,2	0
55	59	ПС Хехцир 220 кВ - Нейтраль Т1 Хехцир	1,4	104	0
50	51	ХТЭЦ-3 220 кВ - Нейтраль АТ ХТЭЦ-3	0,3	30,4	0
39	40	ПС РЦ 220 кВ - Нейтраль Т1 РЦ	0,55	59,2	0
39	41	ПС РЦ 220 кВ - Нейтраль Т2 РЦ	0,55	59,2	0
1	2	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ	0	0	0
2	16	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 МЖК	0,26	0,52	-3,3
1	17	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 МЖК	0,26	0,52	-3,3
17	18	Отпайка 2 МЖК - ПС МЖК	0,01	0,01	-0,1
16	18	Отпайка 1 МЖК - ПС МЖК	0,01	0,01	-0,1
16	20	Отпайка 1 МЖК - Отпайка 2 АК	1,2	2,42	-15,1
17	19	Отпайка 2 МЖК - Отпайка 1 АК	1,2	2,42	-15,1
20	21	Отпайка 2 АК - ПС АК	0,07	0,15	-0,9
19	21	Отпайка 1 АК - ПС АК	0,07	0,15	-0,9
1	32	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 Город- ская	0,31	1,24	-20,7
2	33	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 Город- ская	0,31	1,24	-20,7
60	58	Нейтраль Т2 Хехцир - ПС Хехцир 110 кВ	0,48	0	0
59	58	Нейтраль Т1 Хехцир - ПС Хехцир 110 кВ	1,4	0	0
32	34	Отпайка 1 Городская - ПС Городская	0,18	0,54	-3,6
33	34	Отпайка 2 Городская - ПС Городская	0,18	0,54	-3,6
33	35	Отпайка 2 Городская - Отпайка 1 Ц	0,055	0,219	-3,7

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6
32	36	Отпайка 1 Городская - Отпайка 2 Ц	0,06	0,219	-3,7
36	37	Отпайка 2 Ц - ПС Ц	0,01	0,01	-0,1
35	37	Отпайка 1 Ц - ПС Ц	0,01	0,01	-0,1
2	23	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - ПС Южная	1,09	2,31	-14,9
1	23	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - ПС Южная	1,09	2,31	-14,9
23	24	ПС Южная - ПС ЗАК	0,09	0,19	-1,2
23	24	ПС Южная - ПС ЗАК	0,09	0,19	-1,2
23	25	ПС Южная - Отпайка 1 Бройлерная	0,75	1,29	-8,05
23	26	ПС Южная - Отпайка 2 Бройлерная	0,75	1,29	-8,1
51	49	Нейтраль АТ ХТЭЦ-3 - ХТЭЦ-3 110 кВ	0,6	0	0
48	49	ПС ГВФ - ХТЭЦ-3 110 кВ	1,2	2,56	-16,47
2	31	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - ПС Горький	1,73	5,13	-34,2
1	31	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - ПС Горький	1,73	5,13	-34,2
26	28	Отпайка 2 Бройлерная - Отпайка ДВПТФ	1,05	1,8	-11,22
28	29	Отпайка ДВПТФ - ПС ДВПТФ	0,08	0,14	-0,9
40	38	Нейтраль Т1 РЦ - ПС РЦ 110 кВ	0,48	0	0
41	38	Нейтраль Т2 РЦ - ПС РЦ 110 кВ	0,48	0	0
35	38	Отпайка 1 Ц - ПС РЦ 110 кВ	0,33	1,28	-20,8
36	38	Отпайка 2 Ц - ПС РЦ 110 кВ	0,33	1,28	-20,8
28	30	Отпайка ДВПТФ - ПС Бройлерная	1,32	2,27	-14,17
25	30	Отпайка 1 Бройлерная - ПС Бройлерная	2,37	4,07	-25,4
26	27	Отпайка 2 Бройлерная - ПС ЮМР	0,56	0,97	-6
25	27	Отпайка 1 Бройлерная - ПС ЮМР	0,56	0,97	-6,03
38	46	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Здоровье	0,16	0,65	-4,5
38	45	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Здоровье	0,16	0,65	-4,5
46	47	Отпайка 2 Здоровье - ПС Здоровье	0,01	0,01	-0,1
45	47	Отпайка 1 Здоровье - ПС Здоровье	0,01	0,01	-0,1
38	52	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Березовка	1,82	3,86	-24,84
38	53	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Березовка	1,82	3,86	-24,8
53	54	Отпайка 2 Березовка - ПС Березовка	0,29	0,42	-2,5
52	54	Отпайка 1 Березовка - ПС Березовка	0,29	0,42	-2,53

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6
46	43	Отпайка 2 Здоровье - Отпайка 2 Энергомаш	0,28	0,82	-5,5
45	42	Отпайка 1 Здоровье - Отпайка 1 Энергомаш	0,28	0,82	-5,5
43	61	Отпайка 2 Энергомаш - ПС Восточная	0,01	0,01	-0,1
42	61	Отпайка 1 Энергомаш - ПС Восточная	0,01	0,01	-0,1
43	44	Отпайка 2 Энергомаш - ПС Энергомаш	0,22	0,97	-6
42	44	Отпайка 1 Энергомаш - ПС Энергомаш	0,22	0,97	-5,99
38	48	ПС РЦ 110 кВ - ПС ГВФ	1,48	3,16	-20,3
58	22	ПС Хехцир 110 кВ - ПС Корфовская	2,12	9,3	-57,3
20	22	Отпайка 2 АК - ПС Корфовская	11,76	19,55	-120,9
19	22	Отпайка 1 АК - ПС Корфовская	11,76	19,55	-120,9
1	7	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - Нейтраль Т1	0,5	22	33,3
2	8	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - Нейтраль Т2	0,5	22	33,3
8	11	Нейтраль Т2 - ХТЭЦ-1 35 кВ	0,5	0	0
7	11	Нейтраль Т1 - ХТЭЦ-1 35 кВ	0,5	0	0
11	13	ХТЭЦ-1 35 кВ - Отпайка 2 СДВ	0,52	1,55	0
11	12	ХТЭЦ-1 35 кВ - Отпайка 1 СДВ	0,52	1,55	0
13	14	Отпайка 2 СДВ - ПС СДВ	0,01	0,01	0
12	14	Отпайка 1 СДВ - ПС СДВ	0,01	0,01	0
13	15	Отпайка 2 СДВ - ПС БН	0,65	1,3	0
12	15	Отпайка 1 СДВ - ПС БН	0,65	1,3	0
2	6	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-1 ТГ-4	0,4	11,1	5,2
1	5	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-1 ТГ-3	0,4	11,1	5,2
1	4	ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-1 ТГ-2	0,4	11,1	5,19
2	3	ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-1 ТГ-1	0,71	19,2	3,27
8	10	Нейтраль Т2 - ХТЭЦ-1 6 кВ	0,5	13,6	0
7	10	Нейтраль Т1 - ХТЭЦ-1 6 кВ	0,5	13,6	0

Нагрузка узлов схемы выдачи мощности приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Нагрузка узлов

№ узла	Нагрузка, МВА
3,4,5,6	8,2+j3,3
14	17,2+j6,9
15	17,1+j6,8
18	10,4+j4,2
21	31,9+j12,8
22	20,7+8,3
23	22,1+j8,8
24	8+j3,2
27	31,2+j12,5
29	0,7+j0,3
30	6,9+j2,8
31	50,5+j20,2
34	30,7+j12,3
37	25,3+j10,1
38	37+j12
61	24,5+j9,8
44	6,6+j2,6
47	11,8+j4,7
48	23,9+j9,6
54	7,1+j2,8
57	4,2+j1,8

Произведем сравнение расчетных данных с данными контрольных замеров.

Сравнение перетоков мощности с данными из контрольных замеров и данных программы RastrWin3 представлено в таблице 15. Сравнение напряжений в точках представлено в таблице 16.

Таблица 15 - Сравнение перетоков мощности

Диспетчерское наименование ЛЭП	Переток мощности по данным КЗ (15.12.2021)	Переток мощности согласно RastrWin3
ХТЭЦ-1 – ПС Горький	24,6+j9,6	25,1+j10,2
ХТЭЦ-1 – ПС Городская	16,5-j6,9	15,2-j6,6
ПС Южная – ПС ЗАК	3,8+j1,7	4+j1,6
ХТЭЦ-1 – ПС Южная	31,6+j11,6	34,2+j14
ХТЭЦ-1 – ПС СДВ	8,8+j3,2	8,6+j3,5
ПС СДВ – ПС БН	8+j3,4	8,2+j3,7
ПС Южная – ПС ЮМР	19,2+j7	19,4+j7,3
ПС Южная – ПС ДВПТФ	0,6+j0,4	0,7+j0,3
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК	6,8-j1,1	7-j1
ХТЭЦ-1 – ПС АК	16,2+j6,3	16+j6,4
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская	11-j2,1	11,2-j2
ПС Хехцир – ПС Корфовская	0,8-j9,1	0,7-j9,3
ХТЭЦ-3 – ПС Князе-Волконка	4,4+j1,6	4,2+j1,7
ХТЭЦ-3 – ПС ГВФ	3,4-j14,2	3,6-j14,4
ПС РЦ – ПС Березовка	3,7+j1,6	3,6+j1,4
ПС РЦ – ПС Здоровье	21,1+j8,2	21+j8
ПС РЦ - Энергомаш	3,4+j1,4	3,3+j1,2
ПС РЦ – ПС Восточная	12,1+j5	12,3+j4,9
ХТЭЦ-1 – ПС Ц	13,1+j3,9	13,3+j4,1

Сравнения напряжений произведем в точках согласно данным контрольных замеров.

Таблица 16 - Сравнение напряжений

Наименование узла	U, кВ по данным КЗ (15.12.2021)	U, кВ согласно RastrWin3
1	2	3
ХТЭЦ-1 - 110 кВ	121,01	115,02
ХТЭЦ-1 – 35 кВ	38,54	36,05
ПС МЖК	120,97	114,91

1	2	3
ПС АК	120,75	114,52
ПС Корфовская	120,25	113,70
ПС Горький	120,77	114,18
ПС Южная	120,76	114,41
ХТЭЦ-3 - 220 кВ	242,25	230,26
ХТЭЦ-3 – 110 кВ	121,43	114,19
ПС Хехцир – 220 кВ	231,78	230,47
ПС Хехцир – 110 кВ	120,23	114,47

Делаем вывод о корректности ввода параметров схемы замещения и контрольных замеров схемы выдачи мощности в ПВК RastrWin3.

1.4.3 Анализ нормального режима схемы выдачи мощности

Произведем анализ нормального режима схемы выдачи мощности в режиме зимних и летних нагрузок с помощью ПВК RastrWin3. Загрузка линий представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в режиме зимних нагрузок.

Наименование линии	Режим зимних нагрузок				
	Марка провода, кабеля	Сечение провода, мм ²	Нагрузка I, А	Плотность тока, А/мм ²	Токовый интервал
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Горький	АС	185	138	0,75	131÷135
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Горький	АС	185	137	0,74	131÷135
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Городская	АС	120	82	0,68	до 85
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Городская	АС	120	84	0,70	до 85
ПС Южная №1 – ПС ЗАК №1	АС	120	22	0,18	до 85
ПС Южная №2 – ПС ЗАК №2	АС	120	22	0,18	до 85
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Южная №1	АС	300	187	0,62	206÷345
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Южная №2	АС	300	185	0,62	206÷345

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №1	АС	120	151	1,26	до 85
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №2	АС	120	151	1,26	до 85
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №1	АС	120	151	1,26	до 85
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №2	АС	120	151	1,26	до 85
ПС Южная – ПС ЮМР №1	АС	120	85	0,71	до 85
ПС Южная – ПС ЮМР №2	АС	120	86	0,72	до 85
ПС Южная – ПС ДВПТФ	АС	120	4	0,03	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №1	АС	120	29	0,24	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №2	АС	120	35	0,29	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС АК №1	АС	120	87	0,73	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС АК №2	АС	120	87	0,73	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №1	АС	120	56	0,47	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №2	АС	120	54	0,45	до 85
ПС Хехцир – ПС Корфовская	АС	120	51	0,43	до 85
ХТЭЦ-3 – ПС Князе-Волконка	АС	300	11	0,04	206÷345
ХТЭЦ-3 – ПС ГВФ	АС	150	75	0,50	86÷130
ПС РЦ – ПС Березовка №1	АС	95	19	0,20	до 85
ПС РЦ – ПС Березовка №2	АС	95	19	0,20	до 85
ПС РЦ – ПС Здоровье №1	АС	240	32	0,13	до 380
ПС РЦ – ПС Здоровье №2	АС	240	32	0,13	до 380
ПС РЦ – Энергомаш №1	АПвПу2г	300	18	0,06	927
ПС РЦ – Энергомаш №2	АПвПу2г	300	18	0,06	927
ПС РЦ – ПС Восточная №1	АС	185	67	0,36	131÷135
ПС РЦ – ПС Восточная №2	АС	185	67	0,36	131÷135
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №1	АС	120	68	0,57	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №2	АС	120	70	0,58	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №1	АС	120	363	3,03	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №2	АС	120	367	3,06	до 85

Как следует из таблицы 17, линии 110 кВ, по которым осуществляется выдача мощности с Хабаровской ТЭЦ -1 и Хабаровской ТЭЦ-3, работают в режиме холостого хода, но некоторые линии перегружены по току более оптимальных

значений нагрузочной плотности тока, т.е., требуется замена провода ХТЭЦ-1 – РЦ № 1,2.

Так как большинство линий недогружено, возникают потери в сети. Потери в сети составляют 6,36 МВт, половину из них – это нагрузочные потери.

Таблица 18 – Потери в сети в режиме зимних нагрузок

Потери в ЛЭП $\Delta P_{лэп}, \%$	Нагрузочные потери $\Delta P_{нагр}, \%$	Потери в тр-рах $\Delta P_{тр}, \%$	Суммарные потери $\Delta P, \text{МВт}$
31,92	50	18,08	6,36

Произведем анализ напряжений в узлах. В таблице 19 представлено фактическое напряжение при расчёте нормального режима зимних нагрузок и отклонение напряжения от номинального значения.

Таблица 19 – Наибольшее отклонение напряжения в узлах нагрузки, его отклонение в режиме максимума нагрузки

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}, \text{кВ}$	Фактическое напряжение $U, \text{кВ}$	Отклонение напряжения от номинального $dU, \%$
1	2	3	4
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ	110	115,00	4,55
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ	110	115,02	4,56
ХТЭЦ-1 6 кВ	6	6,13	2,11
ХТЭЦ-1 35 кВ	35	36,05	3,01
ПС СДВ	35	35,49	1,40
ПС БН	35	35,21	0,59
ПС МЖК	110	114,91	4,46
ПС АК	110	114,52	4,11
ПС Корфовская	110	113,70	3,36
ПС Южная	110	114,41	4,01
ПС ЗАК	110	114,41	4,01
ПС ЮМР	110	114,07	3,70
ПС ДВПТФ	110	114,14	3,77

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
ПС Бройлерная	110	114,08	3,71
ПС Горький	110	114,18	3,80
ПС Городская	110	114,46	4,05
ПС Ц	110	114,44	4,04
ПС РЦ 110 кВ	110	114,13	3,75
ПС РЦ 220 кВ	220	228,26	3,75
ПС Восточная	110	113,97	3,61
ПС Энергомаш	110	113,95	3,59
ПС Здоровье	110	114,05	3,68
ПС ГВФ	110	113,91	3,55
ХТЭЦ-3 110 кВ	110	114,19	3,81
ХТЭЦ-3 220 кВ	220	230,26	4,66
ПС Березовка	110	114,02	3,65
ПС Хехцир 220 кВ	220	230,47	4,76
ПС Князе-Волконка	220	230,46	4,76
ПС Хехцир 110 кВ	110	114,47	4,06

Анализ отклонения напряжения в узлах показал, что напряжение находится в допустимых пределах.

Теперь произведем анализ режима для летних нагрузок. В таблице 20 представлена загрузка ЛЭП.

Таблица 20 – Загрузка ЛЭП в режиме летних нагрузок

Наименование линии	Режим летних нагрузок				
	Марка провода, кабеля	Сечение провода, мм ²	Нагрузка I, А	Плотность тока, А/мм ²	Токовый интервал
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Горький	АС	185	62	0,34	131÷135
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Горький	АС	185	63	0,34	131÷135
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Городская	АС	120	64	0,53	до 85

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Городская	АС	120	63	0,53	до 85
ПС Южная №1 – ПС ЗАК №1	АС	120	22	0,18	до 85
ПС Южная №2 – ПС ЗАК №2	АС	120	22	0,18	до 85
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Южная №1	АС	300	129	0,43	206÷345
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Южная №2	АС	300	133	0,44	206÷345
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №1	АС	120	120	1,00	до 85
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №2	АС	120	120	1,00	до 85
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №1	АС	120	85	0,71	до 85
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №2	АС	120	85	0,71	до 85
ПС Южная – ПС ЮМР №1	АС	120	51	0,43	до 85
ПС Южная – ПС ЮМР №2	АС	120	51	0,43	до 85
ПС Южная – ПС ДВПТФ	АС	120	4	0,03	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №1	АС	120	32	0,27	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №2	АС	120	32	0,27	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС АК №1	АС	120	47	0,39	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС АК №2	АС	120	47	0,39	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №1	АС	120	33	0,28	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №2	АС	120	33	0,28	до 85
ПС Хехцир – ПС Корфовская	АС	120	46	0,38	до 85
ХТЭЦ-3 – ПС Князе-Волконка	АС	300	11	0,04	206÷345
ХТЭЦ-3 – ПС ГВФ	АС	150	80	0,53	86÷130
ПС РЦ – ПС Березовка №1	АС	95	9	0,09	до 85
ПС РЦ – ПС Березовка №2	АС	95	9	0,09	до 85
ПС РЦ – ПС Здоровье №1	АС	240	20	0,08	до 380
ПС РЦ – ПС Здоровье №2	АС	240	20	0,08	до 380
ПС РЦ – Энергомаш №1	АПвПу2г	300	58	0,19	927
ПС РЦ – Энергомаш №2	АПвПу2г	300	59	0,20	927
ПС РЦ – ПС Восточная №1	АС	185	47	0,25	131÷135
ПС РЦ – ПС Восточная №2	АС	185	47	0,25	131÷135
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №1	АС	120	49	0,41	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №2	АС	120	44	0,37	до 85

1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №1	АС	120	318	2,65	до 85
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №2	АС	120	323	2,69	до 85

В режиме летних нагрузок также много линий работают в режиме холодного хода, а линия ХТЭЦ-1 – РЦ всё также перегружена. Потери в сети в режиме летних нагрузок составят 4 МВт, половину из которых – нагрузочные потери.

Таблица 21 – Потери в сети в режиме летних нагрузок

Потери в ЛЭП $\Delta P_{\text{лэп}}, \%$	Нагрузочные потери $\Delta P_{\text{нагр}}, \%$	Потери в тр-рах $\Delta P_{\text{тр}}, \%$	Суммарные потери $\Delta P, \text{МВт}$
22	50	28	4

Таблица 22 – Анализ отклонений напряжений в сети в режиме летних нагрузок

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Фактическое напряжение $U, \text{кВ}$	Отклонение напряжения от номинального $dU, \%$
1	2	3	4
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ	110	115,00	4,55
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ	110	115,03	4,57
ХТЭЦ-1 6 кВ	6	6,16	2,59
ХТЭЦ-1 35 кВ	35	36,23	3,52
ПС СДВ	35	35,85	2,43
ПС БН	35	35,69	1,97
ПС МЖК	110	114,97	4,52
ПС АК	110	114,81	4,38
ПС Корфовская	110	114,72	4,29
ПС Южная	110	114,60	4,18
ПС ЗАК	110	114,59	4,18
ПС ЮМР	110	114,39	3,99
ПС ДВПТФ	110	114,42	4,02
ПС Бройлерная	110	114,38	3,98

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
ПС Горький	110	114,64	4,21
ПС Городская	110	114,65	4,23
ПС Ц	110	114,65	4,23
ПС РЦ 110 кВ	110	114,46	4,05
ПС РЦ 220 кВ	220	228,92	4,05
ПС Восточная	110	114,35	3,95
ПС Энергомаш	110	114,34	3,95
ПС Здоровье	110	114,41	4,01
ПС ГВФ	110	114,59	4,17
ХТЭЦ-3 110 кВ	110	114,91	4,46
ХТЭЦ-3 220 кВ	220	231,85	5,39
ПС Березовка	110	114,41	4,01
ПС Хехцир 220 кВ	220	232,16	5,53
ПС Князе-Волконка	220	232,09	5,50
ПС Хехцир 110 кВ	110	115,40	4,91

Анализ отклонения напряжения в узлах в режиме летних нагрузок показал, что напряжение находится в допустимых пределах.

В результате анализа схемно-режимной ситуации в нормальном режиме выяснилось, что в большинстве загрузка линий не превышает 30 %. Вследствие этого выяснилось, что большую часть потерь в сети составляют нагрузочные потери. Это показано в таблицах 20 и 21. Схема потокораспределения в нормальном режиме приведена на рисунке 4.

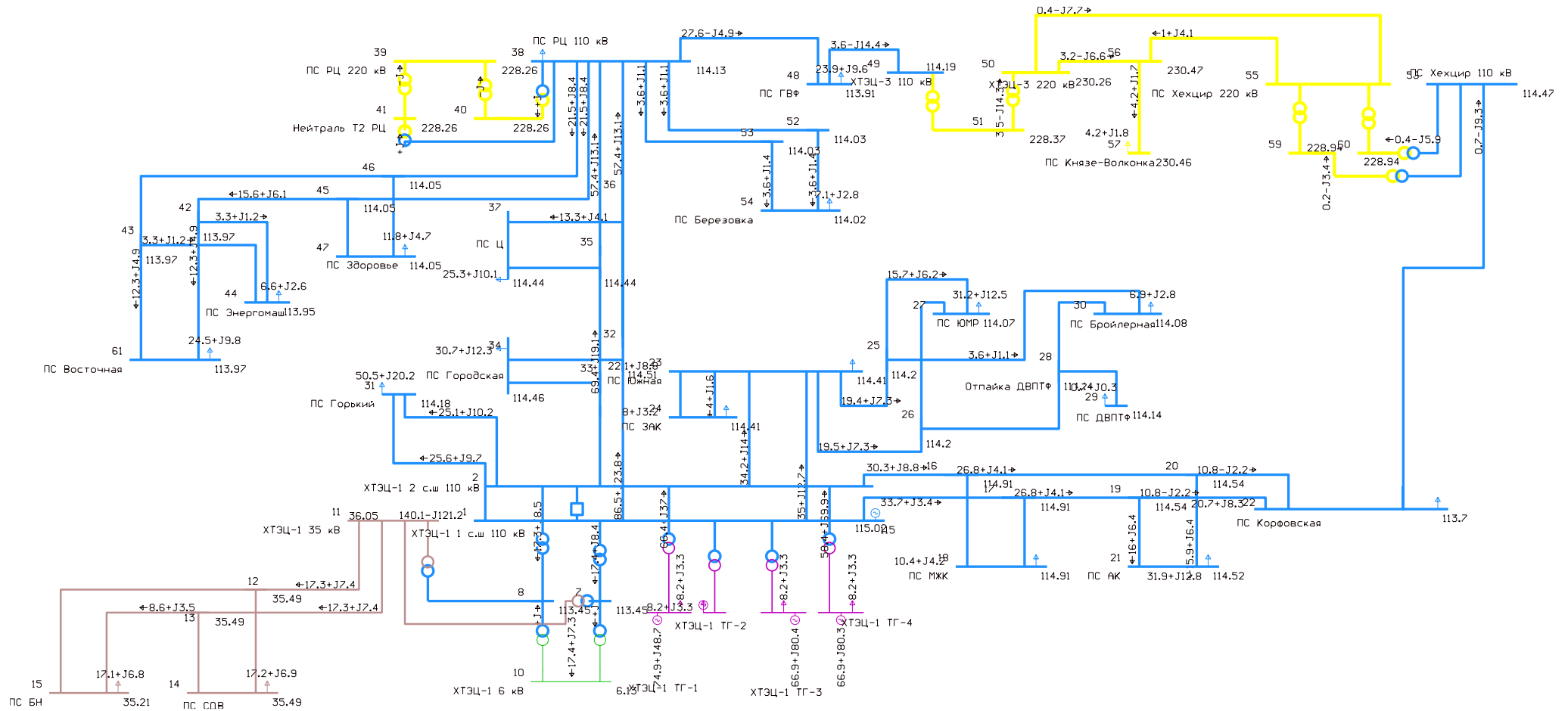


Рисунок 4 – Схема нормального режима сети рассматриваемого участка

1.4.4 Анализ послеаварийных режимов работы сети схемы выдачи мощности

Для оценивания состояния схемы выдачи мощности в ремонтных режимах и определение узких мест, необходимо смоделировать послеаварийные режимы и рассчитать их.

1. Отключим одну цепь линии ХТЭЦ-1 - ПС РЦ со стороны ХТЭЦ-1 и одну цепь линии ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская со стороны ХТЭЦ-1.

Так как к линии ХТЭЦ-1 – ПС РЦ подключены отпайками ПС Ц и ПС Городская, то одна линия этих подстанций тоже отключится.

В таблице 23 представлена токовая загрузка линий в ремонтном послеаварийном режиме.

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП

Название линии	Марка провода	Сечение провода в мм ²	Нагрузка, А	ДЦТН	Коэф.загрузки в р.р
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Горький	АС	185	138,54	510	0,27
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Горький	АС	185	134,86	510	0,26
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Городская	АС	120	-	380	
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Городская	АС	120	166,44	380	0,44
ПС Южная №1 – ПС ЗАК №1	АС	120	21,71	380	0,06
ПС Южная №2 – ПС ЗАК №2	АС	120	21,71	380	0,06
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Южная №1	АС	300	189,64	690	0,27
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Южная №2	АС	300	182,88	690	0,27
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №1	АС	120	150,69	380	0,40
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №2	АС	120	150,69	380	0,40
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №1	АС	120	151,01	380	0,40
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №2	АС	120	151,01	380	0,40
ПС Южная – ПС ЮМР №1	АС	120	85,43	380	0,22
ПС Южная – ПС ЮМР №2	АС	120	84,36	380	0,22
ПС Южная – ПС ДВПТФ	АС	120	3,79	380	0,01
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №1	АС	120	56,26	380	0,15

1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №2	АС	120	56,29	380	0,15
ХТЭЦ-1 – ПС АК №1	АС	120	173,96	380	0,46
ХТЭЦ-1 – ПС АК №2	АС	120	-	380	-
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №1	АС	120	101,76	380	0,27
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №2	АС	120	-	380	-
ПС Хехцир – ПС Корфовская	АС	120	49,85	380	0,13
ХТЭЦ-3 – ПС Князе-Волконка	АС	300	18,67	690	0,03
ХТЭЦ-3 – ПС ГВФ	АС	150	151,52	445	0,34
ПС РЦ – ПС Березовка №1	АС	95	18,93	330	0,06
ПС РЦ – ПС Березовка №2	АС	95	18,94	330	0,06
ПС РЦ – ПС Здоровье №1	АС	240	32,44	605	0,05
ПС РЦ – ПС Здоровье №2	АС	240	32,44	605	0,05
ПС РЦ – Энергомаш №1	АПвПу2г	300	18,02	927	0,02
ПС РЦ – Энергомаш №2	АПвПу2г	300	18,02	927	0,02
ПС РЦ – ПС Восточная №1	АС	185	67,4	510	0,13
ПС РЦ – ПС Восточная №2	АС	185	67,4	510	0,13
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №1	АС	120	138,22	380	0,36
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №2	АС	120	-	380	-
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №1	АС	120	-	380	-
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №2	АС	120	609,75	380	1,60

Судя по таблице, в этом ремонтном режиме наблюдается перегрузка линии ХТЭЦ-1 – ПС РЦ по длительно-допустимому току. Необходима замена этой линии.

Далее рассмотрим изменение напряжения в узлах. В аварийных режимах напряжение может как понижаться ниже допустимых пределов, так и повышаться.

В таблице 24 приведены напряжения в узлах в послеаварийном режиме.

Таблица 24 – Изменение напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Фактическое напряжение в нормальном режиме U , кВ	Фактическое напряжение в послеаварийном режиме U , кВ	Отклонение напряжения от номинального dU , %
1	2	3	4	5
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ	110	115,00	115,00	4,55
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ	110	115,02	115,01	4,55
ХТЭЦ-1 6 кВ	6	6,13	6,13	2,10
ХТЭЦ-1 35 кВ	35	36,05	36,05	3,01
ПС СДВ	35	35,49	35,49	1,39
ПС БН	35	35,21	35,21	0,59
ПС МЖК	110	114,91	114,89	4,45
ПС АК	110	114,52	114,48	4,07
ПС Корфовская	110	113,70	113,34	3,04
ПС Южная	110	114,41	114,41	4,01
ПС ЗАК	110	114,41	114,40	4,00
ПС ЮМР	110	114,07	114,07	3,70
ПС ДВПТФ	110	114,14	114,14	3,76
ПС Бройлерная	110	114,08	114,08	3,70
ПС Горький	110	114,18	114,17	3,79
ПС Городская	110	114,46	113,90	3,55
ПС Ц	110	114,44	113,87	3,52
ПС РЦ 110 кВ	110	114,13	113,26	2,96
ПС РЦ 220 кВ	220	228,26	226,52	2,96
ПС Восточная	110	113,97	113,10	2,81
ПС Энергомаш	110	113,95	113,08	2,80
ПС Здоровье	110	114,05	113,18	2,89
ПС ГВФ	110	113,91	113,11	2,83
ХТЭЦ-3 110 кВ	110	114,19	113,45	3,14
ХТЭЦ-3 220 кВ	220	230,26	228,91	4,05
ПС Березовка	110	114,02	113,15	2,86

1	2	3	4	5
ПС Хехцир 220 кВ	220	230,47	229,26	4,21
ПС Князе-Вол- конка	220	230,46	229,16	4,16
ПС Хехцир 110 кВ	110	114,47	113,96	3,60

Можно сделать вывод, что при отключении одной цепи линии ХТЭЦ-1 – ПС РЦ и одной цепи линии ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская, линия ХТЭЦ-1 – ПС РЦ испытывает перегрузку.

2. Далее отключим одну цепь линии ПС Хехцир – ПС Корфовская со стороны ПС Хехцир и одну цепь линии ХТЭЦ-3 – ПС Хехцир со стороны ХТЭЦ-3.

Таблица 25 – Токовая загрузка ЛЭП

Название линии	Марка провода	Сечение провода в мм ²	Нагрузка, А	ДДТН	Коэф.за- грузки в р.р
1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Горький	АС	185	138,16	510	0,27
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Горький	АС	185	136,89	510	0,27
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Городская	АС	120	82,12	380	0,22
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Городская	АС	120	84,53	380	0,22
ПС Южная №1 – ПС ЗАК №1	АС	120	21,74	380	0,06
ПС Южная №2 – ПС ЗАК №2	АС	120	21,74	380	0,06
ХТЭЦ-1 №1 – ПС Южная №1	АС	300	187,59	690	0,27
ХТЭЦ-1 №2 – ПС Южная №2	АС	300	185,56	690	0,27
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №1	АС	120	150,68	380	0,40
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС СДВ №2	АС	120	150,68	380	0,40
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №1	АС	120	151,01	380	0,40
ХТЭЦ-1 35 кВ – ПС БН №2	АС	120	151,01	380	0,40
ПС Южная – ПС ЮМР №1	АС	120	85,57	380	0,23
ПС Южная – ПС ЮМР №2	АС	120	84,51	380	0,22
ПС Южная – ПС ДВПТФ	АС	120	3,81	380	0,01
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №1	АС	120	28,13	380	0,07

1	2	3	4	5	6
ХТЭЦ-1 – ПС МЖК №2	АС	120	28,13	380	0,07
ХТЭЦ-1 – ПС АК №1	АС	120	86,74	380	0,23
ХТЭЦ-1 – ПС АК №2	АС	120	86,66	380	0,23
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №1	АС	120	57,08	380	0,15
ХТЭЦ-1 – ПС Корфовская №2	АС	120	57,08	380	0,15
ПС Хехцир – ПС Корфовская	АС	120	-	380	
ХТЭЦ-3 – ПС Князе-Волконка	АС	300	11,39	690	0,02
ХТЭЦ-3 – ПС ГВФ	АС	150	58,78	445	0,13
ПС РЦ – ПС Березовка №1	АС	95	18,78	330	0,06
ПС РЦ – ПС Березовка №2	АС	95	18,78	330	0,06
ПС РЦ – ПС Здоровье №1	АС	240	32,18	605	0,05
ПС РЦ – ПС Здоровье №2	АС	240	32,18	605	0,05
ПС РЦ – Энергомаш №1	АПвПу2г	300	17,87	927	0,02
ПС РЦ – Энергомаш №2	АПвПу2г	300	17,87	927	0,02
ПС РЦ – ПС Восточная №1	АС	185	66,86	510	0,13
ПС РЦ – ПС Восточная №2	АС	185	66,86	510	0,13
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №1	АС	120	67,52	380	0,18
ХТЭЦ-1 – ПС Ц №2	АС	120	70,36	380	0,19
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №1	АС	120	300,74	380	0,79
ХТЭЦ-1 – ПС РЦ №2	АС	120	300,65	380	0,79

Судя по таблице, две цепи линии ХТЭЦ-1 – ПС РЦ загружены на 79 %. Это означает, что при составлении вариантов развития, будет рассмотрена замена этой линии.

Рассмотрим напряжения в узлах в этом послеаварийном режиме. Как и в первом послеаварийном режиме, величина напряжения может понижаться, так и понижаться.

Данные по напряжениям представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение в нормальном режиме U , кВ	Фактическое напряжение в послеаварийном режиме U , кВ	Отклонение напряжения от номинального dU , %
1	2	3	4	5
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ	110	115,00	115,00	4,55
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ	110	115,02	115,02	4,56
ХТЭЦ-1 6 кВ	6	6,13	6,13	2,11
ХТЭЦ-1 35 кВ	35	36,05	36,05	3,01
ПС СДВ	35	35,49	35,49	1,40
ПС БН	35	35,21	35,21	0,59
ПС МЖК	110	114,91	114,89	4,44
ПС АК	110	114,52	114,40	4,00
ПС Корфовская	110	113,70	112,74	2,49
ПС Южная	110	114,41	114,41	4,01
ПС ЗАК	110	114,41	114,41	4,01
ПС ЮМР	110	114,07	114,07	3,70
ПС ДВПТФ	110	114,14	114,14	3,77
ПС Бройлерная	110	114,08	114,08	3,71
ПС Горький	110	114,18	114,18	3,80
ПС Городская	110	114,46	114,51	4,10
ПС Ц	110	114,44	114,50	4,09
ПС РЦ 110 кВ	110	114,13	114,24	3,86
ПС РЦ 220 кВ	220	228,26	228,49	3,86
ПС Восточная	110	113,97	114,08	3,71
ПС Энергомаш	110	113,95	114,07	3,70
ПС Здоровье	110	114,05	114,16	3,79
ПС ГВФ	110	113,91	114,28	3,89
ХТЭЦ-3 110 кВ	110	114,19	114,77	4,33
ХТЭЦ-3 220 кВ	220	230,26	232,68	5,77
ПС Березовка	110	114,02	114,13	3,76

1	2	3	4	5
ПС Хехцир 220 кВ	220	230,47	233,66	6,21
ПС Князе-Вол- конка	220	230,46	233,15	5,98
ПС Хехцир 110 кВ	110	114,47	116,83	6,21

Произведя структурный анализ и рассчитав режимы, можно сделать вывод, что недостаточно надёжна схема выдачи мощности ХТЭЦ -1 по следующим причинам:

1. В режимах зимнего максимума ремонтной схемы загрузка линии 110 кВ ХТЭЦ-1 – РЦ превышает длительно-допустимую на 60%.

2. На ПС СДВ имеются трансформаторы на 110 кВ, но сама ПС работает на напряжении 35 кВ, тем самым большая часть мощности пропадает впустую;

3. Значительная часть оборудования введена в строй более 30-40 лет назад.

Основным направлением развития этого региона является:

1) Демонтаж Хабаровской ТЭЦ-1 и строительство новой Хабаровской ТЭЦ-4;

2) Замена электротехнического оборудования выработавшее нормативный срок службы на новое;

3) Установка новых генераторов для снижения технических потерь;

4) Перевод ПС СДВ на 110 кВ. Установка РУ 110 кВ для повышения выдаваемой мощности подстанции.

1.5 Прогнозные нагрузки

Для дальнейшего расчета режима необходимо выполнить прогноз действующих нагрузок подстанций на 5 лет вперед.

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на подстанциях схемы выдачи мощности с учетом до 2025 года, с целью дальнейшего выбора сечения линий 110 кВ.

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

Формула сложных процентов, используемая для прогнозирования электрической нагрузки подстанций, выглядит так:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_{II}} \quad (6)$$

где S – прогнозируемая мощность;

S_T – текущая мощность;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год);

T_{II} – период времени, на который выполняется прогнозирование (лет);

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС.

Средняя активная и реактивная мощности определяется:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}}; \quad (7)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}}; \quad (8)$$

где T - период;

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (9)$$

$$Q_{\phi} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}; \quad (10)$$

Максимальная мощность определяется следующим образом:

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (11)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (12)$$

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

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

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} \quad (13)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

Если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [20].

Минимальная мощность определяется по формуле:

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min} \quad (14)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\min} \quad (15)$$

В таблице 27 приведены значения вероятностных характеристик зимой и ЛЕТОМ.

Таблица 27 – Значения вероятностных характеристик

Наименование ПС		P_{MAX} , МВт	P_{CP} , МВт	$P_{ЭФ}$, МВт	Q_{MAX} , МВар	Q_{CP} , МВар	$Q_{ЭФ}$, МВар
1		2	3	4	5	6	7
Южная	Зима	22,1	18,42	21,55	8,84	7,92	9,27
	Лето	15,8	13,17	15,41	6,32	5,66	6,62
ЮМР	Зима	31,2	26,00	30,42	12,48	11,70	13,69
	Лето	18,7	15,58	18,23	7,48	7,01	8,20
АК	Зима	31,9	26,58	31,10	12,76	11,43	13,37
	Лето	17,2	14,33	16,77	6,88	6,16	7,21
МЖК	Зима	10,4	8,67	10,14	4,16	3,99	4,66
	Лето	7,7	6,42	7,51	3,08	2,95	3,45
Горький	Зима	50,5	42,08	49,24	20,20	17,68	20,68
	Лето	23,5	19,58	22,91	9,40	8,23	9,62
СДВ	Зима	17,2	14,33	16,77	6,88	6,31	7,38
	Лето	13,8	11,50	13,46	5,52	5,06	5,92
БН	Зима	17,1	14,25	16,67	6,84	6,27	7,34
	Лето	9,8	8,17	9,56	3,92	3,59	4,20
Городская	Зима	30,7	25,58	29,93	12,28	11,26	13,17
	Лето	23,5	19,58	22,91	9,40	8,62	10,08
Ц	Зима	25,3	21,08	24,67	10,12	9,28	10,85
	Лето	17	14,17	16,58	6,80	6,23	7,29
Энергомаш	Зима	6,6	5,50	6,44	2,64	2,42	2,83
	Лето	4,4	3,67	4,29	1,76	1,61	1,89
Восточная	Зима	24,5	20,42	23,89	9,80	8,98	10,51
	Лето	17,2	14,33	16,77	6,88	6,31	7,38
Здоровье	Зима	11,8	9,83	11,51	4,72	4,33	5,06
	Лето	7,5	6,25	7,31	3,00	2,75	3,22
Корфовская	Зима	20,7	17,25	20,18	8,28	7,59	8,88
	Лето	11	9,17	10,73	4,40	4,03	4,72
ДВПТФ	Зима	0,7	0,58	0,68	0,28	0,26	0,30
	Лето	0,7	0,58	0,68	0,28	0,26	0,30
Бройлерная-2	Зима	6,9	5,75	6,73	2,76	2,53	2,96
	Лето	5,3	4,42	5,17	2,12	1,94	2,27

1		2	3	4	5	6	7
ГВФ	Зима	23,9	19,92	23,30	9,56	8,76	10,25
	Лето	11,1	9,25	10,82	4,44	4,07	4,76
Березовка	Зима	7,1	5,92	6,92	2,84	2,60	3,05
	Лето	3,3	2,75	3,22	1,32	1,21	1,42

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N; \quad (16)$$

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки принимаем равный 0,077;

N – срок выполнения прогноза, принимаем равным 5 лет.

Согласно [1], по Хабаровскому краю с 2020 по 2025 года потребление электроэнергии может увеличиться с 8778 до 12717 млн кВт.ч (рост на 44,9%) при среднегодовых темпах прироста 7,7%.

В таблице 28 приведены прогнозные нагрузки.

Таблица 28 – Прогнозные нагрузки

Наименование ПС	Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
	P_H	Q_H	P_H	Q_H	P_H	Q_H	P_H	Q_H
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Южная	32,02	12,81	18,68	8,03	22,89	9,16	13,36	5,74
ЮМР	45,21	18,08	26,37	11,87	27,10	10,84	15,81	7,11
АК	46,22	18,49	26,96	11,59	24,92	9,97	14,54	6,25
МЖК	15,07	6,03	8,79	4,04	11,16	4,46	6,51	2,99
Горький	73,18	29,27	42,69	17,93	34,05	13,62	19,86	8,34
СДВ	24,92	9,97	14,54	6,40	20,00	8,00	11,66	5,13
БН	24,78	9,91	14,45	6,36	14,20	5,68	8,28	3,64

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Городская	44,49	17,79	25,95	11,42	34,05	13,62	19,86	8,74
Ц	36,66	14,66	21,39	9,41	24,63	9,85	14,37	6,32
Энергомаш	9,56	3,83	5,58	2,45	6,38	2,55	3,72	1,64
Восточная	35,50	14,20	20,71	9,11	24,92	9,97	14,54	6,40
Здоровье	17,10	6,84	9,97	4,39	10,87	4,35	6,34	2,79
Корфовская	29,99	12,00	17,50	7,70	15,94	6,38	9,30	4,09
ДВПТФ	1,01	0,41	0,59	0,26	1,01	0,41	0,59	0,26
Бройлерная-2	10,00	4,00	5,83	2,57	7,68	3,07	4,48	1,97
ГВФ	34,63	13,85	20,20	8,89	16,08	6,43	9,38	4,13
Березовка	10,29	4,12	6,00	2,64	4,78	1,91	2,79	1,23

Для дальнейшего проектирования вариантов схемы выдачи мощности и расчета режимов электрической сети используем спрогнозированные нагрузки, представленные в таблице 28.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И ЛИНИЯХ

Для того чтобы решить проблемы, которые были выявлены в разделе 1 необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое применяемое для тепловых электрических станций и электрических сетей.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования тепловых электрических станций и подстанций

Сегодня при проектировании развития той или иной сети, участка сети, схемы выдачи мощности, необходимо применение новых инновационных технологий для бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей. Технологии, применяемые при проектировании тепловых электрических станций рассмотрены ниже.

2.1.1 Асинхронизированный турбогенератор

Эксплуатируемые на теплоэлектростанциях синхронные турбогенераторы традиционных типов не всегда удовлетворяют современным требованиям, обусловленными сложившимися к настоящему времени особенностями режимов отечественных энергосистем, в частности, связанными с необходимостью решения проблемы поддержания нормативных уровней напряжения в электрических сетях [41].

При строительстве новой Хабаровской ТЭЦ-4 будем использовать асинхронизированные турбогенераторы типа ТЗФА1102УЗ. Этот асинхронизированный турбогенератор имеет косвенное воздушное охлаждение обмотки статора и непосредственное воздушное охлаждение обмотки ротора и активной стали статора.

Плюсы асинхронизированных турбогенераторов по сравнению с синхронизированными турбогенераторами следующие [41]:

- обеспечение высокого уровня статической устойчивости во всем допустимом по условиям нагрева генератора диапазоне рабочих режимов, включая режимы глубокого потребления регулирования напряжения;
- увеличенное быстродействие регулировки напряжения;
- обеспечение равновысоких пределов динамической устойчивости в режимах выдачи и глубокого потребления РМ;
- поддержание высокого качества вырабатываемой электроэнергии при возмущениях в энергосистеме и в энергоблоке;
- возможность неограниченно длительных асинхронных режимов без возбуждения при обеспечении близкой к номинальной нагрузке и высокого качества электроэнергии;
- высокий уровень живучести при частичных отказах в системе возбуждения и при полной потере возбуждения (не требуется система резервного возбуждения);
- высокий коэффициент готовности;
- высокая ремонтпригодность системы возбуждения;
- облегченное техническое обслуживание систем возбуждения и управления;
- улучшение условий работы оперативного персонала станции.

Для сравнения возьмем синхронный генератор похожей мощности и сравним его технические характеристики с АСГ. Сравнение технических характеристик асинхронизированных турбогенераторов с синхронными приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение технических параметров турбогенераторов

Параметр	АСГ ТЗФА-110-2У3	СГ ТФ-110-2
Напряжение статора, кВ	10,5	10,5
Полная мощность, МВА	116	110
Коэффициент мощности	0,95	0,8
КПД, %	98,1	98,4

По техническим характеристикам, приведённым выше, у АСГ выше коэффициент мощности. Это означает, что асинхронизированный турбогенератор отдаёт 95 % именно активную (полезную мощность) потребителю. Реактивная составляющая мощности составляет всего 5 %, так как у синхронного генератора 20 %. Поэтому для ХТЭЦ-4 был выбран асинхронизированный генератор ТЗФА-110-2УЗ.

2.1.2 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств

КРУЭ – распределительное устройство высокого напряжения с элегазовой изоляцией. Оно необходимо для приёма, передачи и распределения электрической энергии на станции или подстанции. Использование такого вида распределительного устройства позволяет значительно уменьшить занимаемую площадь и объем на станции или подстанции, а также даёт возможность быстрого расширения РУ в случае необходимости [42].

Плюсами КРУЭ по сравнению с традиционными РУ являются [42]:

- многофункциональность – всё основное силовое оборудование находится в одном корпусе;
- пожаро- и взрывобезопасность;
- практически не восприимчив воздействию внешней среды;
- отсутствие электрических и магнитных полей;
- безопасность и удобство в эксплуатации;
- низкие эксплуатационные расходы;
- разнообразие компоновочных решений.

При проектировании распределительного устройства 110 кВ ХТЭЦ-4 и распределительного устройства 110 кВ ПС СДВ используем КРУЭ ELK-04 от компании АВВ.

Основные модули КРУЭ типа ELK-04

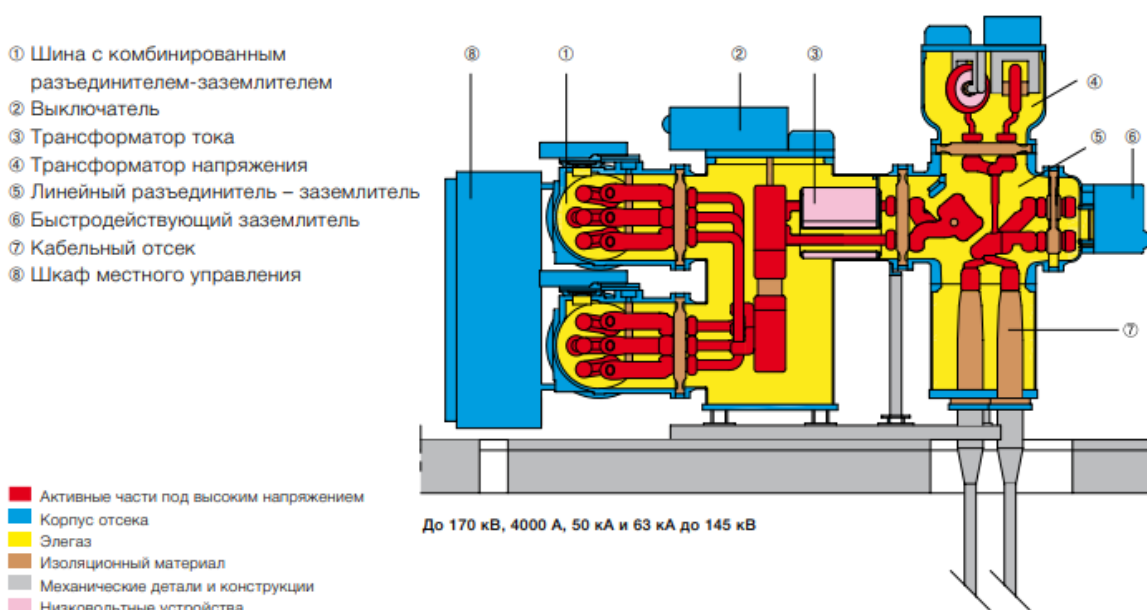


Рисунок 5 – Основные модули КРУЭ ELK-04

КРУЭ АВВ ELK-04 представляет собой идеальное, надежное, и экологически чистое решение проблемы электроснабжения на напряжение до 170 кВ, номинальный ток до 4000 А и токи отключения до 63 кА.

Сравним выбранное КРУЭ АВВ ELK-04 с КРУЭ ЯГТ-110 по техническим характеристикам.

Таблица 30 – Сравнение технических характеристик КРУЭ

Параметр	КРУЭ АВВ ELK-04	КРУЭ ЯГТ-110
Номинальное напряжение, кВ	170	110
Номинальный ток, А	4000	2500
Номинальный ток отключения, кА	63	40
Полное время отключения, мс	40	55
Собственное время отключения, мс	22	30

Судя по таблице 30, КРУЭ от АВВ ELK-04 является наиболее подходящим для установки на станции и подстанции. Время отключения значительно меньше у КРУЭ от АВВ.

2.1.3 Микропроцессорная дифференциальная защита трансформатора

Силовые трансформаторы на станциях и подстанциях играют очень важную роль в энергосистеме. Их замена и ремонт требуют значительное время. Поэтому основной задачей ДЗТ является защита силового трансформатора от поломок. [43].

1) Поломки трансформаторов можно разделить на несколько составляющих:

- 2) Повреждения обмотки в результате действия токов КЗ;
- 3) Повреждение изоляции сердечника;
- 4) Повреждение выводов (плохой контакт, короткое замыкание);
- 5) Повреждение устройства РПН силового трансформатора.

Для защиты трансформатора связи ХТЭЦ-4 и силовых трансформаторов ПС СДВ применим ДЗТ RET 670. Дифференциальная защита трансформатора RET 670 является быстродействующей и селективной защитой, выполняет мониторинг состояния трансформатора, предназначена для защиты всех типов трансформаторов. Заявленная поддержка основных протоколов связи в устройствах RET 670, позволяет организовать их подключение в систему АСУ или использовать без АСУ в качестве отдельных устройств.

Проведем сравнительную характеристику достоинств микропроцессорной релейной защиты с электромеханическими реле [43].

Таблица 31 – Достоинства и недостатки микропроцессорной РЗА

Достоинства	Недостатки
1	2
Сокращение эксплуатационных расходов за счет самодиагностики, автоматической регистрации режимов и событий.	Большая стоимость устройства по сравнению с электромеханической, что в российских условиях порой играет существенную роль.
Уменьшение времени на выяснение причин аварий за счет регистрации и записи	Переход на МПУ РЗА требует переучивания обслуживающего персонала

1	2
Возможность диагностики не только устройств РЗА, но и первичного оборудования.	При включении питания (например, после перерыва в энергоснабжении) системе на МПУ необходимо время на перезагрузку.
Снижение потребления по цепям оперативного постоянного тока и напряжения.	
Сокращение расходов на строительство, монтаж, уменьшение габаритов, экономия кабелей, уменьшение затрат на аппаратную часть.	
Улучшение контроля за состоянием оборудования и работой устройств РЗА.	

2.2 Инновационные технологии, применяемые для проектирования электрических сетей

2.2.1 Кабель из сшитого полиэтилена

Кабель из сшитого полиэтилена стал доступен на рынке позже других видов проводников. В виду очень хороших технических качеств, такой кабель стал очень популярным в использовании. [43].

Сшитый полиэтилен – это полимер с поперечно сшитыми молекулами. Это самый плотных вид полиэтилена, обладающими отличными техническими характеристиками, необходимыми для кабеля.

Плюсы кабеля из сшитого полиэтилена [43]:

1. Изоляция в таком кабеле способно выдерживать более высокие температуры по сравнению с другими кабелями. Это означает, что кабели из сшитого полиэтилена могут передать больше тока и мощности, чем другой кабель похожего сечения;

2. Этот кабель отлично переносит температуру нагрева при токах короткого замыкания. Кабель из СПЭ выходит из строя в 15 раз реже;

3. Изоляция такого кабеля легче резины, поэтому его легче проложить;

4. В составе кабеля отсутствует масло. Поэтому он не высыхает и не теряет электрическую прочность, а также не причиняет вреда окружающей среде;

5. Срок службы такого кабеля более 30 лет.

При замене линии ХТЭЦ-1 – ПС РЦ, либо при строительстве РУ ПС СДВ 110 кВ можно применить кабель типа АПвП2г 3х240. Срок службы кабеля кабеля АПвП2г 3х240 - 30 лет.

Проведем сравнительный анализ выбранного кабеля из сшитого полиэтилена с кабелем с бумажной изоляцией. Сравнительный анализ приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнение кабеля с СПЭ и БПИ изоляцией

Характеристики	Кабель с СПЭ изоляцией	Кабель с БПИ изоляцией
Температура жилы при работе в номинальном режиме, °С	90	70
Температура жилы при перегрузке, °С	105-110	90
Температура жилы при КЗ (до 5 с), °С	250	200
Минимальная температура прокладки без предварительного прогрева, °С	-15	0

Судя по таблице, кабель с СПЭ изоляцией выигрывает по многим показателям кабель с БПИ изоляцией.

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования схемы выдачи мощности ХТЭЦ-4 потребуются следующие инновационные технологии:

Асинхронизированный турбогенератор;

КРУЭ;

Кабель из сшитого полиэтилена.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ХАБАРОВСКОЙ ТЭЦ - 4 НА ИННОВАЦИОННОЙ ОСНОВЕ

Данный раздел посвящен разработке вариантов схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4, выбору номинального напряжения станции, выбору мощности трансформаторы связи на электростанции, а также технико-экономическому сравнению вариантов схемы выдачи мощности.

3.1 Разработка вариантов схемы выдачи мощности ХТЭЦ-4

Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4, как и любой другой ТЭЦ должна соответствовать следующим требованиям [44]:

- при ремонте отходящей линии от шин электростанции, трансформатора, выключателя или системы шин электростанции, в прилегающей к ТЭЦ электрической сети должна обеспечиваться выдача всей мощности станции с учётом нагрузки на собственные нужды;

- в нормальной схеме при возникновении одного возмущения не допускается срабатывания противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин;

- в ремонтной схеме при возникновении возмущения допускается срабатывание противоаварийной автоматики на отключение генераторов или разгрузку турбин в объеме, не превышающем ограничения выдачи мощности станции в ремонтном режиме;

Установленная электрическая мощность ХТЭЦ-4 составляет [1]:

- в зимний период 421.5 МВт;
- в летний период 384 МВт.

Для обеспечения надежного бесперебойного подключения ХТЭЦ-4 к сетям 110 кВ рассмотрим два варианта подключения.

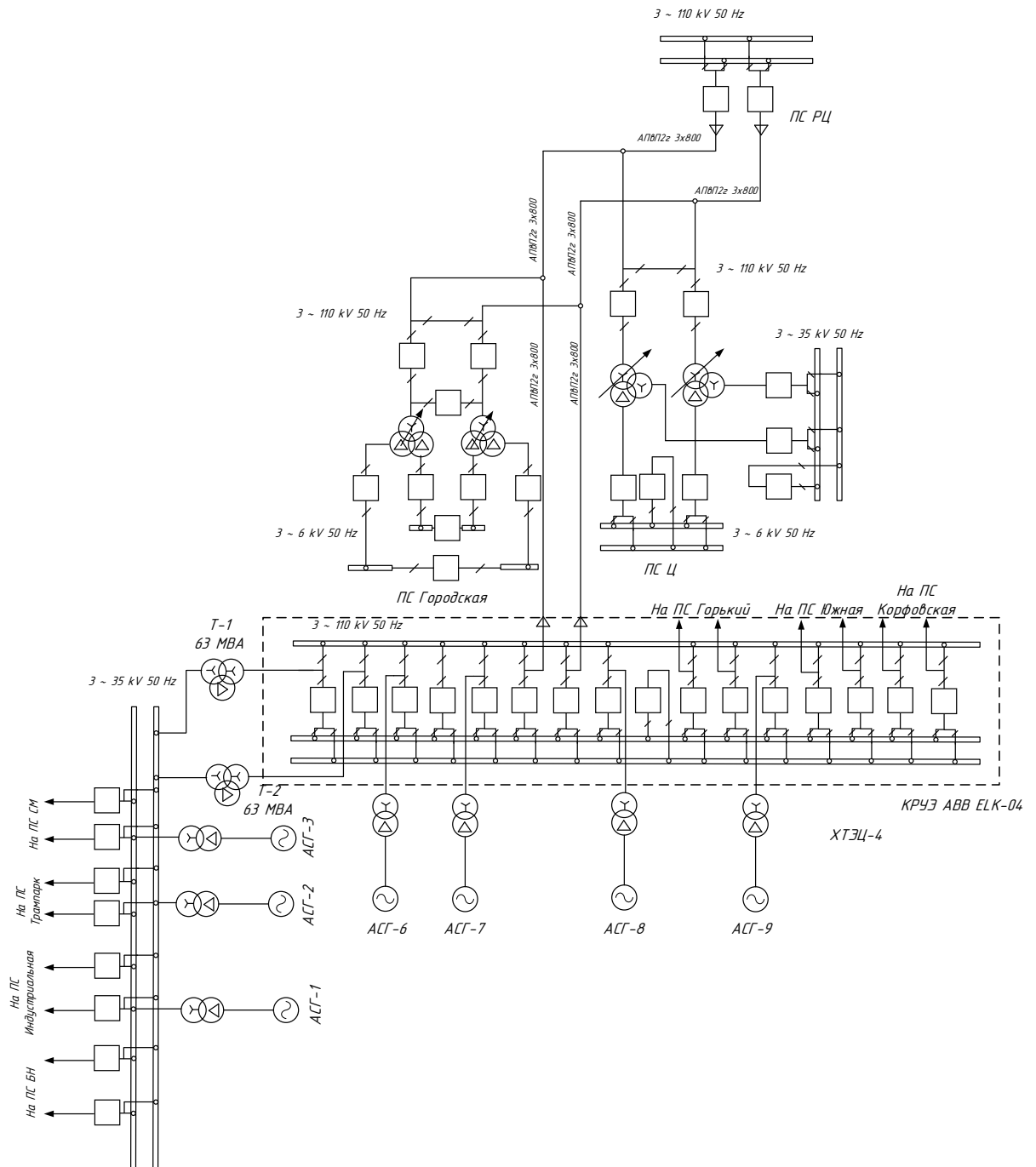


Рисунок 6 – Первый вариант схемы выдачи

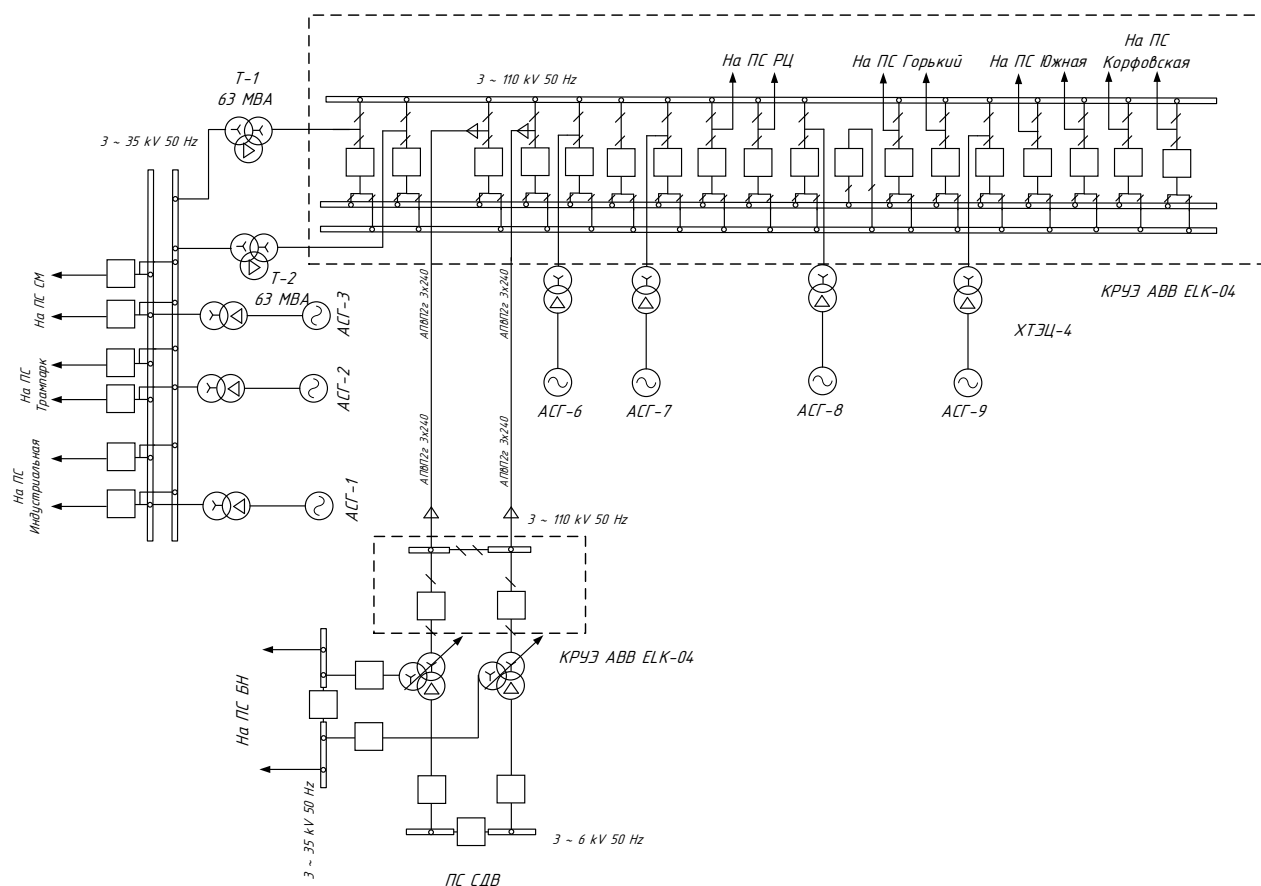


Рисунок 7 – Второй вариант схемы выдачи

Таблица 33 – Перечень основных мероприятий необходимых для реализации

№ Варианта	Перечень основных мероприятий необходимых для реализации
1	2
1	Применение асинхронизированных генераторов на станции
1	Использование распределительных устройств по схемам: 110 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем обходная система шин (12) (КРУЭ) 35 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
1	Замена ВЛ ХТЭЦ-4 – ПС РЦ №1,2 на КВЛ (2x17 км)
1	Перевод ВЛ 110 кВ с ХТЭЦ-1 на ХТЭЦ-4. Перевод ВЛ 35 кВ с ХТЭЦ-1 на ХТЭЦ-4
1	Демонтаж оборудования ХТЭЦ-1

1	2
	Применение асинхронизированных генераторов на станции
2	Использование распределительных устройств по схемам: 110 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем обходная система шин (12) (КРУЭ) 35 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
	Демонтаж оборудования ХТЭЦ-1
	Перевод ВЛ 110 кВ с ХТЭЦ-1 на ХТЭЦ-4. Перевод ВЛ 35 кВ с ХТЭЦ-1 на ХТЭЦ-4
	Перевод подстанции СДВ на напряжение 110 кВ с установкой КРУЭ
	Строительство двух КЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-4 – СДВ № 1, 2 (2х4,5 км)

Достоинствами варианта 1 являются:

- 1) отсутствует необходимость расширения существующих ПС 110 кВ;
- 2) возможность замены ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1 – РЦ на КЛ без отключения питания потребителей.

Недостатками варианта 1 являются:

- 1) большая протяжённость КЛ - 17 км (высокая цена).
- 2) проектирование и строительство кабельной линии в черте города может быть затруднено из-за согласованности трасс и с пересечениями кабельной линии с существующими коммуникациями города.

Достоинствами 2 варианта являются:

- 1) небольшая протяженность КЛ по сравнению с 1 вариантом (4,5 км);
- 2) увеличение выдаваемой мощности ПС СДВ за счёт установки РУ 110 кВ

Недостатками варианта 2 являются:

- 1) необходимость расширения существующей ПС СДВ с 35 кВ на 110 кВ;
- 2) проектирование и строительство кабельной линии в черте города вызывает такие же трудности, как и в первом варианте.

3.2 Выбор номинального напряжения для схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4

Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-1 осуществляется на напряжении 110 кВ. Строительство Хабаровской ТЭЦ-4 нужно на замену существующей Хабаровской ТЭЦ-1. Мощность новой электростанции нужна для покрытия нагрузок города Хабаровска и выдачу этой мощности в городскую сеть 110 кВ. Поэтому рассматривается только вариант выдачи мощности на напряжении 110 кВ. Выдача мощности на напряжении 220 кВ потребует строительство нового РУ на ХТЭЦ-4, строительство дополнительных линий что приведет к многократному удорожанию строительства. Поэтому схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 будет выполнено на напряжение 110 кВ.

3.3 Режим работы Хабаровской ТЭЦ-4

Тепловые электростанции города Хабаровска работают в базовой части суточного графика нагрузки. Эксплуатация газотурбинной установки для одновременной выработки электричества и теплоты показывает высокую эффективность использования газотурбинных установок и наличие возможности регулирования тепловой и электрической нагрузки.

ГТУ могут быть использованы в следующих режимах работы [45]:

- 1) Базовый;
- 2) Полупиковый;
- 3) Пиковый.

Целью строительства Хабаровской ТЭЦ-4 является повышение надежности и эффективности электроснабжения в городе Хабаровске, устранение скорого дефицита тепловой энергии в городе, повышение показателей надежности теплоснабжения южной части города Хабаровска [1]. На основании вышеизложенного, для наиболее эффективного использования электрической мощности Хабаровской ТЭЦ-4 принимаю:

- базовый режим работы ХТЭЦ-4 при высоких тепловых нагрузках (в отопительный сезон, около 200 дней в году);

- полупиковый режим работы ХТЭЦ-4 при низких тепловых нагрузках в летнее время.

3.4 Выбор мощности трансформаторов связи для ХТЭЦ-4

Определим мощность силового трансформатора связи для Хабаровской ТЭЦ-4.

Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле (17):

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

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

N – количество трансформаторов,

P – активная мощность, МВт,

Q – реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле (17).

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{52,9^2 + 20,2^2}}{2 \cdot 0,7} = 40,447 \text{ МВА}$$

Рассмотрим возможность использования современных силовых трансформаторов с пониженными значениями потерей холостого хода.

АО УЭТМ выпускает трансформаторы ТДТН-63000/110. Параметры трансформатора приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Параметры силового трансформатора ТДТН-63000/110

Марка	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ		
			ВН	СН	НН
ТДТН-63000/110	63000	Y _H /Y _H /D-0-11	115	38,5	6,6

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

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

$$K_{3,НОРМ} = \frac{\sqrt{52,9^2 + 20,2^2}}{2 \cdot 63} = 0,45$$

В послеаварийном режиме

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{(N - 1) \cdot S_{НОМ}} \quad (19)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{52,9^2 + 20,2^2}}{1 \cdot 63} = 0,9$$

Выбранный силовой трансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Исходя из расчета, трансформаторы на ХТЭЦ-4 не перегружаются выше максимальной величины загрузки в аварийном режиме $K_{з.п.ав} < 1,4$. Исходя из этого, проверка теплового режима трансформатора не требуется.

С учетом вышеперечисленных расчётов, к установке на ХТЭЦ-4 принимаем два силовых трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

3.5 Выбор сечения кабельной линии

Площадь сечения кабеля выбирается по расчётному току с последующей проверкой сечения по допустимому току. Для этого, проведём расчёт по алгоритму.

Нахождение расчетного тока в кабеле осуществляется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} \quad (20)$$

где P_{\max} , Q_{\max} – потоки активной максимальной и реактивной мощности;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Определение длительно допустимого тока для линии производится по формуле:

$$I_{длДоп} = I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \quad (21)$$

где $I_{длДоп}$ - длительно допустимый ток для данной среды по справочнику;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается по ПУЭ (для нормального режима – 1, для послеаварийного-1,15, при перегрузке не более 6 часов в сутки в течении 5 суток);

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

3. Выбор и проверка сечения кабельной линии по длительно допустимому току осуществляется по формуле:

$$I_{расч} \leq I_{длДоп} \quad (22)$$

В качестве примера рассчитаем выбор КВЛ для 2 варианта схемы выдачи мощности.

Определим расчетный ток линии ХТЭЦ-4 – ПС СДВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{24,92^2 + 9,97^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 70 \text{ А}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 70 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,13 = 79,1 \text{ А}$$

Принимаем кабель сечением в 240 мм²

Проверим выбранное сечение по условию (22)

$$79,1 \text{ A} < 389 \text{ A}$$

Условие соблюдается, сечение кабеля выбрано верно.

Проверим сечение кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{24,92^2 + 9,97^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 141 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 141 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,13 = 159,33 \text{ A}$$

Проверим по условию (22)

$$159,33 \text{ A} < 389 \text{ A}$$

Условие соблюдается, сечение кабеля выбрано верно.

3.6 Техничко-экономическое сравнение вариантов схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4

Произведём технико-экономический анализ представленных вариантов схемы выдачи. Для этого необходимо анализировать уровень напряжения в сети, получившийся в результате расчёта, а также токовую загрузку ЛЭП.

Расчёт электрических режимов производится с использованием прогнозных нагрузок на момент 2025 года, приведённых в предыдущем разделе.

Выполним расчёт нормального режима предложенных вариантов схем выдачи мощности и расчёт послеаварийного режима при отключении одной цепи новых проектируемых линий при разработке вариантов.

После расчёта каждого режима, уровни напряжений и загрузка ЛЭП проверяются нахождение их в допустимых пределах.

Проверим предложенные варианты в ПВК RastrWin3. Для первого варианта рассчитаем нормальный режим и ремонтный режим при отключении одной цепи КВЛ ХТЭЦ-4 – ПС РЦ со стороны ХТЭЦ-4. Для второго варианта рассчитаем нормальный режим и ремонтный режим при отключении одной цепи КВЛ ХТЭЦ-4 – ПС СДВ.

Расчётные напряжения нормального и послеаварийного режима в сети для первого варианта приведены в таблице 35. Токовая загрузка ЛЭП в нормальном и послеаварийном режиме для первого варианта приведена в таблице 36.

Таблица 35 – Расчетные напряжения нормального и послеаварийного режима для первого варианта схемы выдачи мощности

Наименование узла	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
	Нормальный режим			Послеаварийный режим		
1	2	3	4	5	6	7
ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ	110	115,00	4,55	110	115,00	4,55
ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ	110	115,02	4,56	110	115,03	4,57
ХТЭЦ-4 6 кВ	6	6,13	2,11	6	6,13	2,11
ХТЭЦ-4 35 кВ	35	36,05	3,01	35	36,06	3,02
ПС СДВ	35	35,49	1,40	35	35,49	1,40
ПС БН	35	35,21	0,59	35	35,21	0,60
ПС МЖК	110	114,91	4,46	110	114,91	4,46
ПС АК	110	114,52	4,11	110	114,49	4,08
ПС Корфов- ская	110	113,70	3,36	110	113,35	3,05
ПС Южная	110	114,41	4,01	110	114,42	4,02
ПС ЗАК	110	114,41	4,01	110	114,41	4,01
ПС ЮМР	110	114,07	3,70	110	114,08	3,71
ПС ДВПТФ	110	114,14	3,77	110	114,15	3,77
ПС Бройлерная	110	114,08	3,71	110	114,09	3,71
ПС Горький	110	114,18	3,80	110	114,18	3,80
ПС Городская	110	114,46	4,05	110	113,90	3,54
ПС Ц	110	114,44	4,04	110	113,86	3,51
ПС РЦ 110 кВ	110	114,13	3,75	110	113,25	2,95
ПС РЦ 220 кВ	220	228,26	3,75	220	226,50	2,95
ПС Восточная	110	113,97	3,61	110	113,09	2,81
ПС Энергомаш	110	113,95	3,59	110	113,07	2,79
ПС Здоровье	110	114,05	3,68	110	113,17	2,88
ПС ГВФ	110	113,91	3,55	110	113,10	2,82
ХТЭЦ-3 110 кВ	110	114,19	3,81	110	113,44	3,13
ХТЭЦ-3 220 кВ	220	230,26	4,66	220	228,90	4,05
ПС Березовка	110	114,02	3,65	110	113,14	2,85

1	2	3	4	5	6	7
ПС Хехцир 220 кВ	220	230,47	4,76	220	229,25	4,21
ПС Князе-Волконка	220	230,46	4,76	220	229,16	4,16
ПС Хехцир	110	114,47	4,06	110	113,96	3,60

Таблица 36 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном и послеаварийном режиме для первого варианта схемы выдачи мощности

Наименование ЛЭП	Токовая нагрузка ЛЭП, А		Длительно допустимый ток, А
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	
1	2	3	4
ХТЭЦ-1 35 кВ - Отпайка 1 СДВ	301,73	301,71	490,2
ХТЭЦ-1 35 кВ - Отпайка 2 СДВ	301,73	301,71	490,2
Отпайка 1 СДВ - ПС СДВ	150,68	150,67	490,2
Отпайка 2 СДВ - ПС СДВ	150,68	150,67	490,2
Отпайка 1 СДВ - ПС БН	151,00	151,00	490,2
Отпайка 2 СДВ - ПС БН	151,00	151,00	490,2
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 МЖК	158,48	184,41	490,2
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 МЖК	170,01	164,27	490,2
Отпайка 1 МЖК - ПС МЖК	29,37	40,07	490,2
Отпайка 2 МЖК - ПС МЖК	34,65	18,02	490,2
Отпайка 1 МЖК - Отпайка 2 АК	136,37	146,94	490,2
Отпайка 2 МЖК - Отпайка 1 АК	136,47	146,88	490,2
Отпайка 1 АК - ПС АК	86,64	86,59	490,2
Отпайка 2 АК - ПС АК	86,56	86,67	490,2
Отпайка 1 АК - ПС Корфовская	54,43	64,39	490,2
Отпайка 2 АК - ПС Корфовская	54,43	64,39	490,2
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - ПС Южная	187,38	183,91	657,9

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - ПС Южная	185,77	189,17	657,9
ПС Южная - ПС ЗАК	21,74	21,74	490,2
ПС Южная - ПС ЗАК	21,74	21,74	490,2
ПС Южная - Отпайка 1 Бройлерная	104,59	104,58	490,2
ПС Южная - Отпайка 2 Бройлерная	105,39	105,38	490,2
Отпайка 1 Бройлерная - ПС ЮМР	85,57	85,57	490,2
Отпайка 2 Бройлерная - ПС ЮМР	84,51	84,50	490,2
Отпайка 1 Бройлерная - ПС Бройлерная	19,77	19,77	490,2
Отпайка 2 Бройлерная - Отпайка ДВПТФ	21,31	21,30	490,2
Отпайка ДВПТФ - ПС ДВПТФ	3,81	3,81	490,2
Отпайка ДВПТФ - ПС Бройлерная	17,84	17,84	490,2
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - ПС Горький	138,07	136,36	657,9
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - ПС Горький	136,98	138,66	657,9
ХТЭЦ-1 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 Городская	450,73	881,71	1004,91
ХТЭЦ-1 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 Городская	444,72	0,00	1004,91
Отпайка 2 Городская - ПС Городская	82,27	0,24	657,9
Отпайка 1 Городская - ПС Городская	84,52	167,52	657,9
Отпайка 2 Городская - Отпайка 1 Ц	363,15	0,00	1004,91
Отпайка 1 Городская - Отпайка 2 Ц	366,98	715,37	1004,91
Отпайка 1 Ц - ПС Ц	67,77	0,01	490,2
Отпайка 2 Ц - ПС Ц	70,13	138,18	490,2
Отпайка 2 Ц - ПС РЦ 110 кВ	297,37	578,77	1004,91
Отпайка 1 Ц - ПС РЦ 110 кВ	297,28	0,00	1004,91
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Здоровье	116,76	117,67	780,45
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Здоровье	116,76	117,67	780,45
Отпайка 1 Здоровье - ПС Здоровье	32,17	32,42	780,45
Отпайка 2 Здоровье - ПС Здоровье	32,17	32,42	780,45

1	2	3	4
Отпайка 1 Здоровье - Отпайка 1 Энергомаш	84,71	85,37	657,9
Отпайка 2 Здоровье - Отпайка 2 Энергомаш	84,71	85,37	657,9
Отпайка 1 Энергомаш - ПС Восточная	66,84	67,36	657,9
Отпайка 2 Энергомаш - ПС Восточная	66,84	67,36	657,9
Отпайка 1 Энергомаш - ПС Энергомаш	18,01	18,15	890,1
Отпайка 2 Энергомаш - ПС Энергомаш	18,01	18,15	890,1
ПС РЦ 110 кВ - ПС ГВФ	141,38	123,72	574,05
ПС ГВФ - ХТЭЦ-3 110 кВ	73,97	76,50	574,05
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Березовка	19,30	19,45	574,05
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Березовка	19,30	19,45	574,05
Отпайка 1 Березовка - ПС Березовка	19,36	19,51	425,7
Отпайка 2 Березовка - ПС Березовка	19,36	19,51	425,7
ХТЭЦ-3 220 кВ - ПС Хехцир 220 кВ	12,46	11,75	1064,25
ХТЭЦ-3 220 кВ - Отпайка Князе-Волконская	9,90	7,76	1064,25
Отпайка Князе-Волконская - ПС Князе-Волконка	11,45	11,51	890,1
Отпайка Князе-Волконская - ПС Хехцир 220 кВ	11,29	12,20	1064,25
ПС Хехцир 110 кВ - ПС Корфовская	50,71	50,62	490,2

Схема потокораспределения составленная в ПВК RastrWin3 в нормальном и послеаварийном режиме для варианта схемы выдачи №1 представлены на рисунке 9 и рисунке 10.

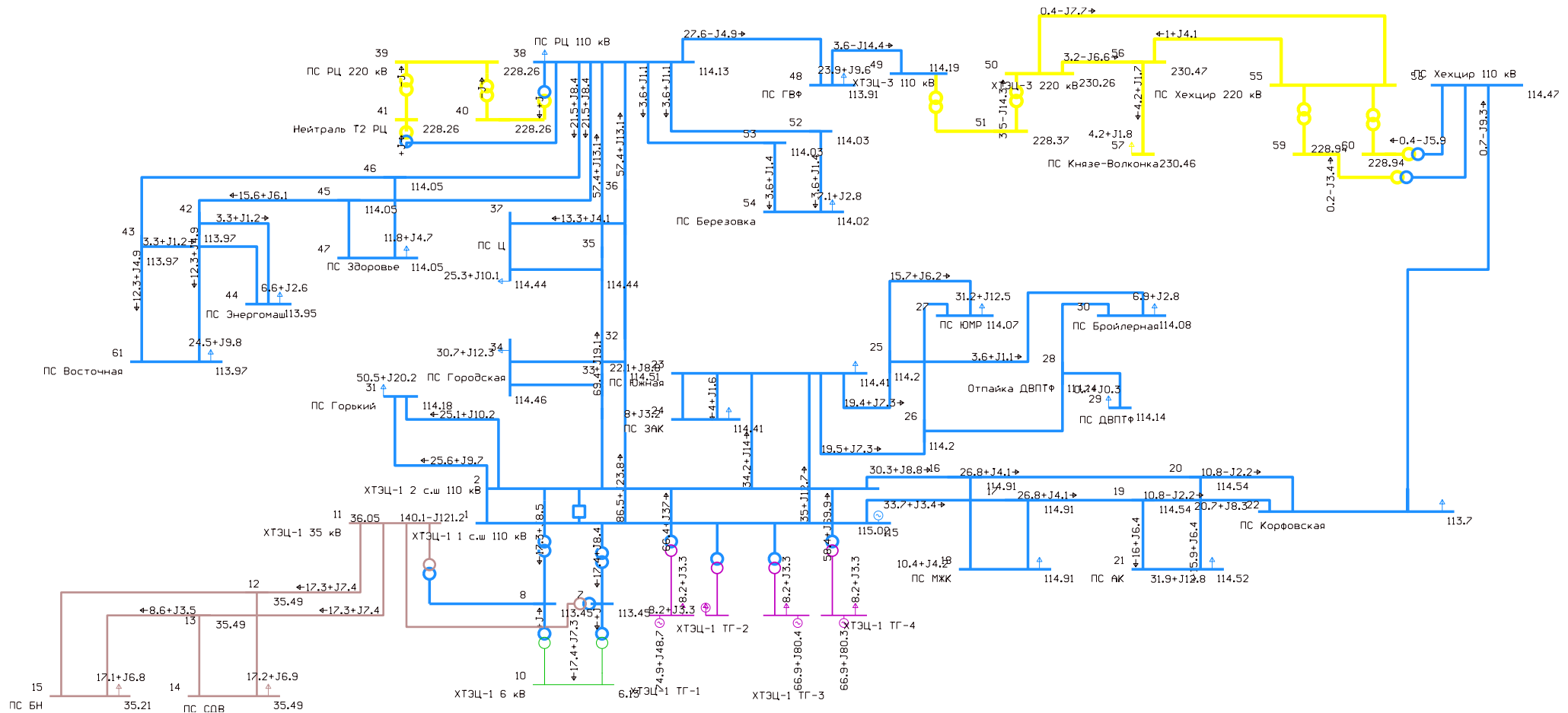


Рисунок 9 - Схема нормального режима для варианта схемы выдачи №1

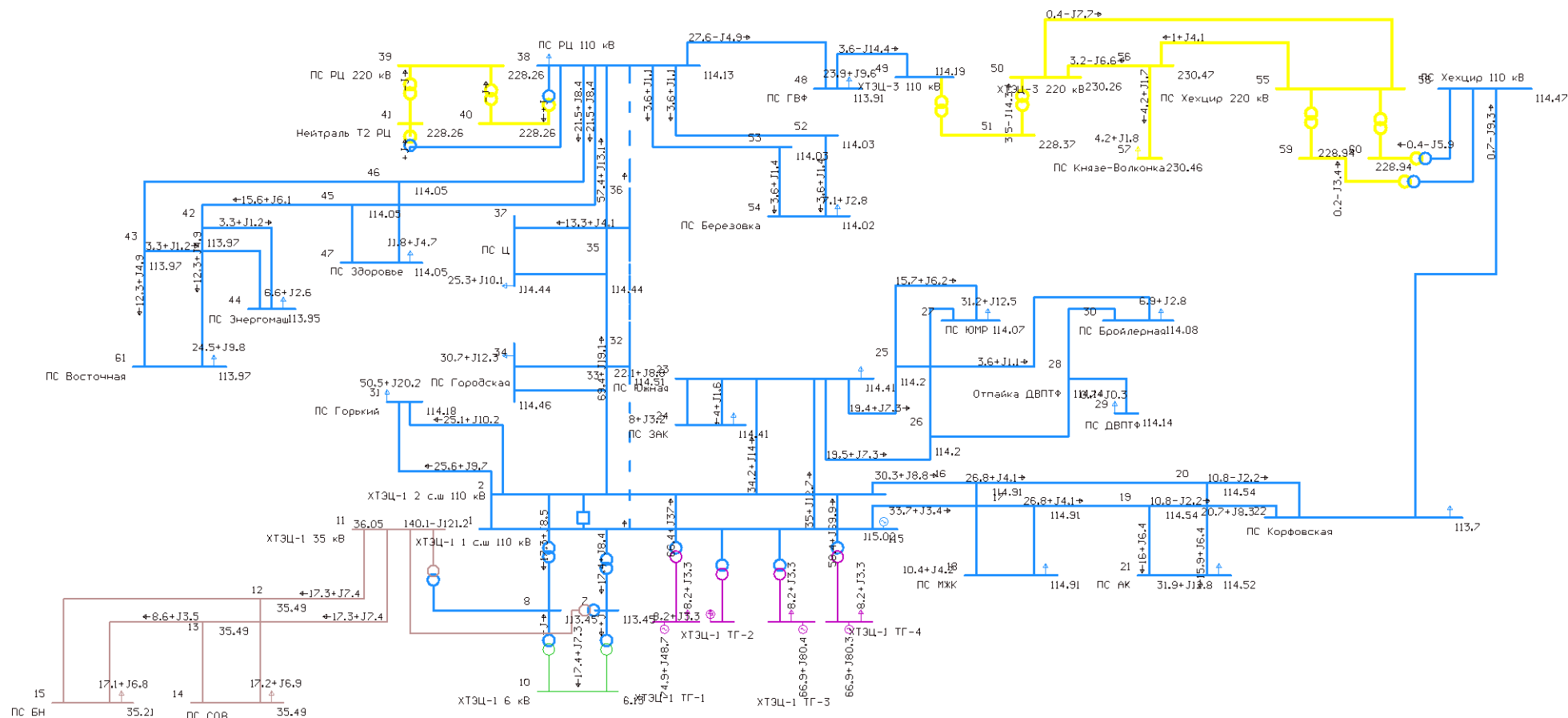


Рисунок 10 – Схема послеаварийного режима для варианта схемы выдачи №1

Таблица 37 – Расчётные напряжения нормального и послеаварийного режима в сети для второго варианта схемы выдачи мощности

Наименование узла	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
	Нормальный режим			Послеаварийный режим		
1	2	3	4	5	6	7
ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ	110	115.00	4.55	110	115.00	4.55
ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ	110	115.00	4.55	110	115.00	4.55
ХТЭЦ-4 35 кВ	35	36.57	4.49	35	36.57	4.49
ПС СДВ 110 кВ	110	114.73	4.30	110	114.47	4.06
СДВ 35 кВ	35	35.89	2.54	35	35.80	2.29
ПС БН	35	35.30	0.85	35	35.21	0.60
ПС МЖК	110	114.86	4.42	110	114.82	4.38
ПС АК	110	114.34	3.95	110	114.09	3.72
ПС Корфов- ская	110	113.72	3.38	110	111.60	1.45
ПС Южная	110	114.09	3.72	110	114.09	3.72
ПС ЗАК	110	114.08	3.71	110	114.08	3.71
ПС ЮМР	110	113.59	3.26	110	113.59	3.26
ПС ДВПТФ	110	113.69	3.36	110	113.69	3.36
ПС Бройлерная	110	113.60	3.27	110	113.60	3.27
ПС Горький	110	113.79	3.44	110	113.79	3.44
ПС Городская	110	113.77	3.42	110	113.76	3.42
ПС Ц	110	113.75	3.41	110	113.74	3.40
ПС РЦ 110 кВ	110	113.37	3.06	110	113.35	3.05
ПС РЦ 220 кВ	220	226.73	3.06	220	226.71	3.05
ПС Восточная	110	113.13	2.85	110	113.12	2.83
ПС Энергомаш	110	113.11	2.82	110	113.09	2.81
ПС Здоровье	110	113.25	2.96	110	113.24	2.94
ПС ГВФ	110	113.55	3.22	110	113.68	3.34
ХТЭЦ-3 110 кВ	110	114.38	3.98	110	114.64	4.22

1	2	3	4	5	6	7
ХТЭЦ-3 220 кВ	220	230.00	4.55	220	230.00	4.55
ПС Березовка	110	113.20	2.91	110	113.19	2.90
ПС Хехцир 220 кВ	220	230.10	4.59	220	230.92	4.96
ПС Князе-Волконка	220	230.11	4.60	220	230.39	4.72
ПС Хехцир 110 кВ	110	114.60	4.18	110	115.46	4.96

Таблица 38 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном и послеаварийном режиме для второго варианта схемы выдачи мощности

Наименование ЛЭП	Токовая нагрузка ЛЭП, А		Длительно допустимый ток, А
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	
1	2	3	4
ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 МЖК	166.17	238.26	490.2
ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 МЖК	189.99	256.17	490.2
Отпайка 1 МЖК - ПС МЖК	31.61	34.03	490.2
Отпайка 2 МЖК - ПС МЖК	55.06	50.83	490.2
Отпайка 1 МЖК - Отпайка 2 АК	137.27	206.66	490.2
Отпайка 2 МЖК - Отпайка 1 АК	137.43	206.78	490.2
Отпайка 1 АК - ПС АК	125.76	126.01	490.2
Отпайка 2 АК - ПС АК	125.60	125.90	490.2
Отпайка 1 АК - ПС Корфовская	19.95	83.55	490.2
Отпайка 2 АК - ПС Корфовская	19.95	83.55	490.2

1	2	3	4
ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ПС Южная	280.98	280.09	657.9
ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ПС Южная	275.12	275.99	657,9
ПС Южная - ПС ЗАК	38.28	38.28	490.2
ПС Южная - ПС ЗАК	38.28	38.28	490.2
ПС Южная - Отпайка 1 Бройлерная	152.55	152.55	490.2
ПС Южная - Отпайка 2 Бройлерная	153.71	153.71	490.2
Отпайка 1 Бройлерная - ПС ЮМР	124.53	124.53	490.2
Отпайка 2 Бройлерная - ПС ЮМР	122.99	122.99	490.2
Отпайка 1 Бройлерная - ПС Бройлерная	28.77	28.77	490.2
Отпайка 2 Бройлерная - Отпайка ДВПТФ	31.15	31.15	490.2
Отпайка ДВПТФ - ПС ДВПТФ	5.54	5.54	490.2
Отпайка ДВПТФ - ПС Бройлерная	25.96	25.96	490.2
ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ПС Горький	201.53	201.08	657.9
ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ПС Горький	198.40	198.84	657,9
ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 Городская	456.41	406.96	1004.91
ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 Городская	449.57	402.64	1004.91
Отпайка 2 Городская - ПС Городская	120.32	120.79	657.9

1	2	3	4
Отпайка 1 Городская - ПС Городская	122.84	122.39	657,9
Отпайка 2 Городская - От- пайка 1 Ц	330.27	285.99	1004.91
Отпайка 1 Городская - От- пайка 2 Ц	334.36	288.16	
Отпайка 1 Ц - ПС Ц	97.86	98.37	490.2
Отпайка 2 Ц - ПС Ц	102.64	102.12	490.2
Отпайка 2 Ц - ПС РЦ 110 кВ	233.92	194.22	1004.91
Отпайка 1 Ц - ПС РЦ 110 кВ	233.85	194.17	1004,91
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Здоровье	170.54	170.56	780.45
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Здоровье	170.54	170.56	780,45
Отпайка 1 Здоровье - ПС Здоровье	46.94	46.95	780,45
Отпайка 2 Здоровье - ПС Здоровье	46.94	46.95	780,45
Отпайка 1 Здоровье - От- пайка 1 Энергомаш	123.71	123.73	657.9
Отпайка 2 Здоровье - От- пайка 2 Энергомаш	123.71	123.73	657.9
Отпайка 1 Энергомаш - ПС Восточная	97.56	97.57	657.9
Отпайка 2 Энергомаш - ПС Восточная	97.56	97.57	657.9
Отпайка 1 Энергомаш - ПС Энергомаш	26.28	26.29	890.1
Отпайка 2 Энергомаш - ПС Энергомаш	26.28	26.29	890,1

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
ПС РЦ 110 кВ - ПС ГВФ	166.31	304.79	574.05
ПС ГВФ - ХТЭЦ-3 110 кВ	337.93	470.83	574.05
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Березовка	28.21	28.21	574.05
ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Березовка	28.21	28.21	574.05
Отпайка 1 Березовка - ПС Березовка	28.27	28.27	425.7
Отпайка 2 Березовка - ПС Березовка	28.27	28.27	425,7
ХТЭЦ-3 220 кВ - ПС Хехцир 220 кВ	37.12	2.92	1064.25
ХТЭЦ-3 220 кВ - Отпайка Князе-Волконская	47.85	20.36	
Отпайка Князе-Волконская - ПС Князе-Волконка	17.63	17.61	890.1
Отпайка Князе-Волконская - ПС Хехцир 220 кВ	31.46	2.93	1064.25
ПС Хехцир 110 кВ - ПС Корфовская	137.80	0.00	490,2
ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ПС СДВ	142.46	275.46	501,8
ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ПС СДВ	132.51	0.00	501,8
СДВ 35 кВ - ПС БН	218.26	218.81	490,2
СДВ 35 кВ - ПС БН	218.26	218.81	490,2

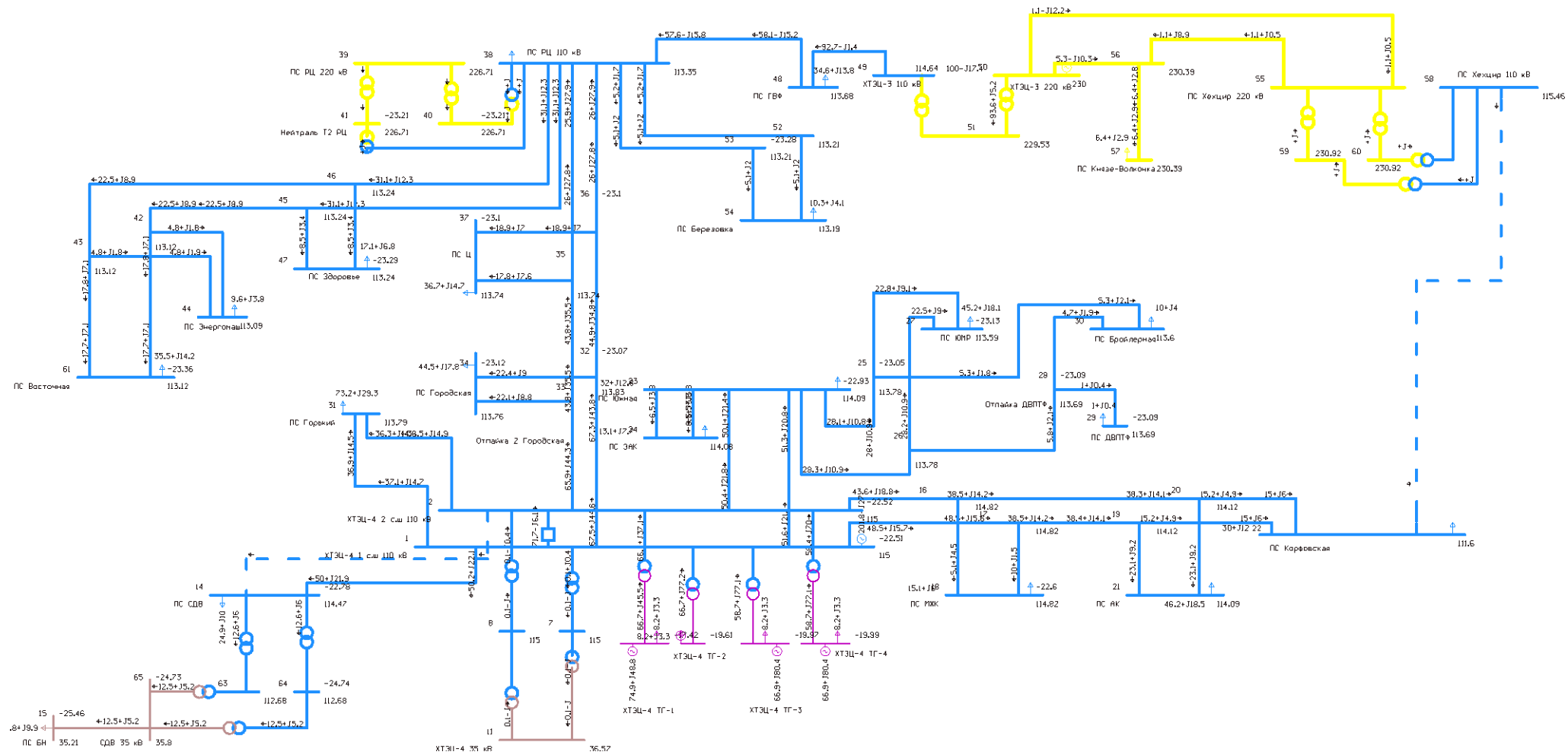


Рисунок 12 – Схема в послеаварийном режиме варианта схемы выдачи мощности №2

Анализируя полученные результаты, отметим, что диапазон отклонений напряжения как в нормальном, так и в послеаварийном режиме не превышает допустимых значений.

Исходя из проведенного технического сравнения двух вариантов схем выдачи мощности, делаем вывод, что оба варианта могут быть приняты, но для окончательного выбора одного варианта, необходимо рассчитать экономические показатели, показатели надежности, произвести оценку их сравнительной эффективности по методу приведённых затрат.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ХТЭЦ-4

4.1 Расчет и оценка показателей надежности сравниваемых вариантов схемы выдачи мощности

Под надежностью электрической сети (или ее участка) понимают способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии от источников к потребителям при нормативных уровнях напряжения и в соответствии с заданным графиком нагрузки. Надежность участка сети определяется надежностью и параметрами входящих в ее состав элементов (трансформаторов, коммутационной аппаратуры, линий электропередачи и др.) и схемой их соединения [22].

Отказ – нарушение работы объекта. В зависимости от схемы при отказе отдельных элементов может произойти как полное погашение питания, так и частичный отказ схемы, приводящий к нарушению питания потребителей, либо к частичному ограничению выдаваемой мощности.

При разработке вариантов схемы выдачи мощности должны быть соблюдены требования нормативных и руководящих документов к надежности. Однако в ряде случаев могут потребоваться дополнительные расчеты количественных показателей надежности для решения следующих вопросов [22]:

- сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности;
- обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований [22].

При сопоставлении различных мероприятий для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности или обосновании экономической целесообразности повышения надежности сверх нормативных требований рекомендуется рассматривать математическое ожидание ущерба от вынужденных простоев.

Расчет надежности начинается с составления расчетной схемы. В расчёт-

ной схеме цифрами обозначается элемент, участвующий в электроснабжении потребителя. Не учитываются трансформаторы тока и напряжения, так как нарушается не электроснабжение потребителя, а ведение учёта.

Произведем расчёт надёжности на примере второго варианта схемы выдачи мощности.

Расчетная схема показана на рисунке 13.

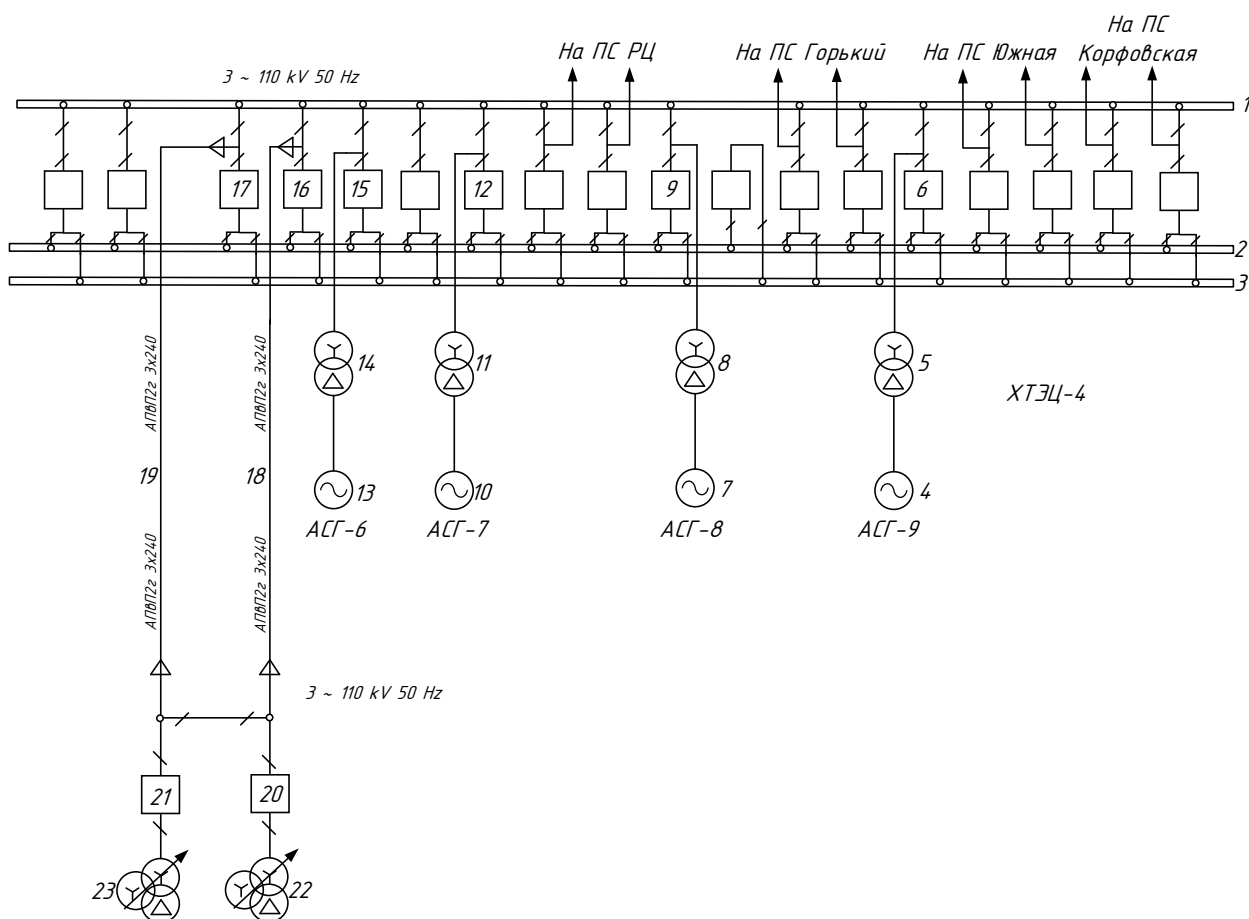


Рисунок 13 – Расчетная схема участка сети

По составленной расчётной схеме участка сети составляется схема замещения для расчёта надёжности. Элемент, который участвует в электроснабжении обозначается прямоугольником с соответствующей цифрой. Элементы могут быть соединены последовательно и параллельно.

Для данной схемы использован блочный подход оценивания надёжности. Он заключается в выделении групп в схеме по характерному признаку, учитывающему специфику данного участка сети, и рассмотрении каждой из них.

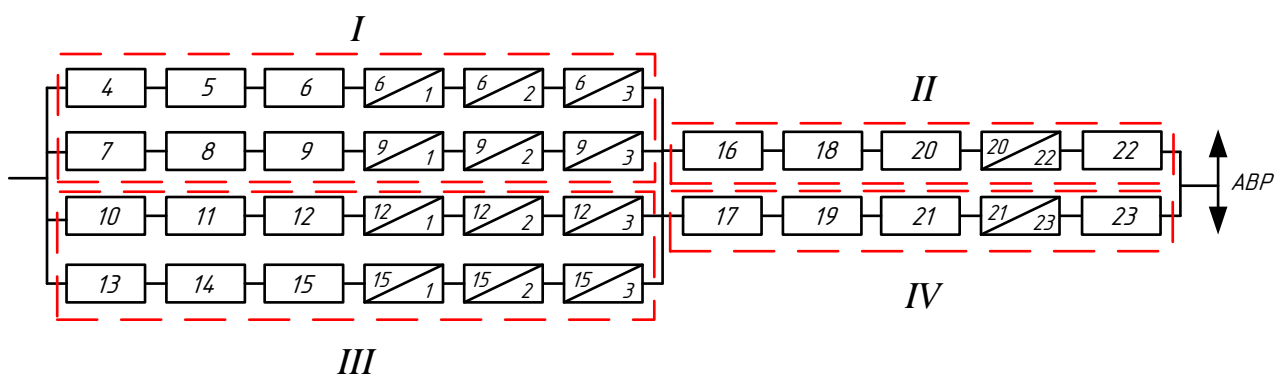


Рисунок 14 – Схема замещения рассматриваемого участка сети

В таблице 39 приведены показатели надежности для основных элементов схемы.

Таблица 39 – Показатели надежности для расчетной схемы

Элемент	Параметр потока отказов ω , 1/год	Среднее время восстановления t_B , час	Частота плановых и преднамеренных отключений $\mu_{пл}$, 1/год	Время плановых и преднамеренных отключений $t_{пр}$, час
Выключатель 110 кВ	0,017	20	0,8	12
Шины 110 кВ (на одно присоединение)	0,016	5	0,166	4
Кабельная линия 110 кВ (на 100 км)	1,3	9	2,1	15
Трансформатор 110 кВ (от 10 до 80 МВт)	0,075	95	0,166	30
Турбогенератор	0,007	41	2	120

Определим вероятность отказа каждого элемента:

$$q_{ij} = \frac{\omega_{ij} \cdot T_{Bij}}{8760}, \quad (23)$$

$$q_{КЛ} = \frac{1,3 \cdot 9}{8760} = 6,01 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{Ш} = \frac{0,016 \cdot 5}{8760} = 9,132 \cdot 10^{-6}$$

$$q_T = \frac{0,075 \cdot 95}{8760} = 8,134 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{вык} = \frac{0,017 \cdot 20}{8760} = 3,881 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ТГ} = \frac{0,007 \cdot 41}{8760} = 3,276 \cdot 10^{-5}$$

Определяем вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов:

Первый эквивалент:

$$q_I = q_{ТГ} + q_T + q_{вык} + a_{В.авт6} \cdot (q_{Ш} + q_{Ш} + q_{Ш}) \quad (24)$$

$$q_I = 9,055 \cdot 10^{-4}$$

Второй эквивалент:

$$q_{II} = q_{вык} + q_{КЛ} + q_{вык} + a_{В.авт20} \cdot q_T + q_T \quad (25)$$

$$q_{II} = 9,941 \cdot 10^{-4}$$

Третий эквивалент:

$$q_I = q_{III} = 9,055 \cdot 10^{-4}$$

Четвертый эквивалент:

$$q_{II} = q_{IV} = 9,941 \cdot 10^{-4}$$

Пятый эквивалент:

$$q_V = q_I + q_{II} \quad (26)$$

$$q_V = 9,055 \cdot 10^{-4} + 9,941 \cdot 10^{-4} = 1,9 \cdot 10^{-3}$$

Шестой эквивалент:

$$q_{VI} = q_{III} + q_{IV} \quad (27)$$

$$q_{VI} = 9,055 \cdot 10^{-4} + 9,941 \cdot 10^{-4} = 1,9 \cdot 10^{-3}$$

Вероятность отказа и безотказной работы всей схемы:

$$q_c = q_V \cdot q_{VI} \quad (28)$$

$$P_c = 1 - q_c \quad (29)$$

$$q_c = 1,9 \cdot 10^{-3} \cdot 1,9 \cdot 10^{-3} = 3,609 \cdot 10^{-6}$$

$$p_c = 1 - 3,609 \cdot 10^{-6} = 0,9999963$$

Определяем параметры потока отказов элементов схемы:

$$\omega_I = \omega_{m2} + \omega_T + \omega_{Q_{\text{вык}}} + a_{B.авт6} \cdot (\omega_{III} + \omega_{III} + \omega_{III}) \quad (30)$$

$$\omega_I = 0,103$$

$$\omega_{II} = \omega_{Q_{\text{вык}}} + \omega_{BЛ} + \omega_{Q_{\text{вык}}} + a_{B.авт20} \cdot \omega_m + \omega_m \quad (31)$$

$$\omega_{II} = 0,176$$

$$\omega_{III} = \omega_I = 0,103$$

$$\omega_{IV} = \omega_{II} = 0,176$$

$$\omega_V = \omega_I + \omega_{II} \quad (32)$$

$$\omega_V = 0,279$$

$$\omega_{VI} = \omega_V = 0,279$$

Параметр потока отказа всей системы:

$$\omega_c = \omega_V \cdot \omega_{VI} \quad (33)$$

$$\omega_c = 0,078$$

Среднее время безотказной работы:

$$T_C = \frac{1}{\omega_c} \quad (34)$$

$$T_C = \frac{1}{0,078} = 12,865 \text{ лет}$$

Расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,105$

$$T_P = \alpha \cdot T_C \quad (35)$$

$$T_P = 0,105 \cdot 12,865 = 1,351 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_c}{\omega_c} \quad (36)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{3,609 \cdot 10^{-6}}{0,078} = 0,407 \text{ часов}$$

Теперь необходимо рассчитать ущерб от перерыва электроснабжения. Недоотпуск электроэнергии определим по следующей формуле:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{дефи}} \cdot K_{\text{ПСi}} \cdot T \quad (37)$$

где $P_{\text{дефи}}$ – дефицит мощности для i -го случая

T – анализируемый период по надежности

$$W_{\text{нед}} = 291 \cdot 10^3 \cdot 3,609 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 9,2 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Затем необходимо рассчитать основной ущерб. Суммарный ущерб состоит из внезапного и основного ущербов. Основной ущерб определяется следующим образом:

$$Y_{\text{осн}} = Y_0 \cdot W_{\text{нед}} \quad (38)$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, руб./кВт•ч, значения которого приведены в [18].

$$Y_{\text{осн}} = 11,25 \cdot 9,2 \cdot 10^3 = 103,5 \text{ тыс.руб}$$

Определим внезапный ущерб:

$$Y_{\text{вн}} = Y_0 \cdot P_{\text{деф}} \quad (39)$$

$$Y_{\text{вн}} = 11,25 \cdot 291 \cdot 10^3 = 3,282 \text{ млн.руб}$$

Теперь определим суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{осн}} + Y_{\text{вн}} \quad (40)$$

$$Y_{\Sigma} = 0,1035 + 3,282 = 3,385 \text{ млн.руб}$$

Теперь произведем расчет показателей надежности для первого варианта схемы выдачи мощности. Показатели надежности приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Показатели надежности для расчетной схемы

Элемент	Параметр потока отказов ω , 1/год	Среднее время восстановления t_B , час	Частота плановых и преднамеренных отключений $\mu_{пл}$, 1/год	Время плановых и преднамеренных отключений $t_{пр}$, час
Выключатель 110 кВ	0,017	20	0,8	12
Шины 110 кВ (на одно присоединение)	0,016	5	0,166	4
Кабельная линия 110 кВ (на 100 км)	1,3	9	2,1	15
Трансформатор 110 кВ (от 10 до 80 МВт)	0,075	95	0,166	30
Турбогенератор	0,007	41	2	120

Расчет проводится аналогично с первым вариантом расчета показателей надежности. В свою очередь подробный расчет обоих вариантов представлен в приложении В.

В таблице 41 приведены результаты расчета показателей надежности для двух вариантов схем выдачи мощности.

Таблица 41 – Результаты расчёта показателей надежности

Вариант	q_{cx}	λ_{cx} , 1/год	T_p , лет	T_c , лет	U_{Σ} , млн.руб
1	$1,266 \cdot 10^{-7}$	0,084	1,252	11,922	2,572
2	$3,609 \cdot 10^{-6}$	0,078	1,351	12,865	3,385

4.2 Оценка экономической стоимости вариантов схемы выдачи мощности

4.2.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений строительство ЛЭП и подстанций.

Для строительства новых, реконструкции действующих и расширении объектов необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Все вместе это называется капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на строительство подстанций;
- капиталовложения на строительство ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (41)$$

На капитальные вложения подстанций входят суммы на покупку силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, на строительство РУ и на постоянную часть затрат.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (42)$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} \quad (43)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина линии.

При оценке стоимости КЛ в центральной части крупнейших городов следует учитывать стоимость сооружения коллектора (туннеля) [28].

Все базисные стоимости приведены в ценах 01.01.2000 г.

Таблица 42 – Базисная стоимость прокладки ВЛ или КЛ [28]

Вариант подключения	Марка и сечение провода	Длина, км	Базисная стоимость 1 км линии (для КЛ - с учётом туннеля), тыс.руб/км
1	КЛ АПвП2Г 3*800	17	31686
2	КЛ АПвП2Г 3*240	4,5	31686

При расширении и реконструкции ПС, капиталовложения могут быть определены набором отдельных основных элементов, к которым относятся [38]:

1. Отдельные ячейки выключателей;
2. Трансформаторы;
3. Компенсирующие и регулирующие устройства;
4. Постоянная часть затрат;

Стоимость ячейки одного комплекта выключателя представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Стоимость комплекта выключателя [38]

Класс напряжения, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя тыс.руб	
	ОРУ	КРУЭ
110	6580	10340
35	1880	-

Стоимость ячейки выключателя включает:

- оборудование (60%);
- релейная защита, кабели, панели в ОПУ (22%);

- ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы (18%).

Стоимость ячейки КРУЭ включает строительную часть здания.

Показатели стоимости ячейки трансформатора учитывают установленное оборудование (трансформатор, панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке и др.), материалы, строительные и монтажные работы.

Стоимость ячейки трансформатора приведена в таблице 44.

Таблица 44 – Стоимость ячейки трансформатора [38]

Мощность, МВА	Стоимость трансформатора, тыс.руб	
	110/35/НН	
63	12032	

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, устройство собственных нужд подстанции, систему оперативного постоянного тока, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы [28].

Базисная стоимость постоянной части затрат по ПС приведена в таблице 45.

Таблица 45 – Базисная стоимость постоянной части затрат по ПС [38]

Напряжение, кВ	Стоимость, тыс.руб	
	Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
110/35/10	10340	6580

Так как строительство ХТЭЦ-4 предполагает замену существующей ХТЭЦ-1, необходимо рассчитать стоимость демонтажа старого оборудования станции.

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристики оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования [38].

Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций приведена в таблице 46.

Таблица 46 – Стоимость демонтажа оборудования [38]

Наименование оборудования	Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб
Выключатель 110 кВ	4,0
Металлические конструкции	0,7
ВЛ 35 кВ с сечением до 120 мм ² (на 1 км)	5,85

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,12$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Капитальные затраты на сооружение КЛ для 1 и 2 варианта выдачи мощности приведены ниже.

Таблица 47 – Капитальные вложение в сооружение ВЛ или КЛ

Вариант подключения	Марка провода и сечение	Длина, км	Капитальные вложения в сооружение ВЛ или КЛ, тыс.руб
1	АПвП2г 3*800	17	4934143
2	АПвП2г 3*240	4,5	1306096

Подробный расчет капиталовложений для двух вариантов выдачи мощности приведен в приложении А.

В таблице 48 представлены суммарные капиталовложения для каждого из вариантов.

Таблица 48 – Сводная таблица капиталовложений вариантов выдачи мощности

Вариант проектирования	Капиталовложения в строительство ЛЭП, млрд.руб	Капиталовложения в строительство ПС, млрд.руб	Суммарные капиталовложения, млрд.руб
1 вариант	2,757	0,904	3,873
2 вариант	0,730	1,221	1,951

4.2.2 Расчет эксплуатационных издержек

В задачи данного раздела входит определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W} \quad (44)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (45)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,8\%$; $\alpha_{тэоПС} = 5,9\%$ - для 110 кВ).

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (46)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 1,6 тыс.руб/ МВт·ч.

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \quad (47)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Результаты расчета издержек приведены в таблице 49:

Таблица 49 – Издержки

Издержки, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Издержки на ремонт и эксплуатацию	87 883	77 907
Амортизационные издержки	193 677	97 576
Издержки на потери	41 068	33 708
Итого:	322 630	209 192

4.2.3 Расчет затрат

Эквивалентные годовые расходы рассчитываются по формуле:

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (48)$$

где E – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования Центрального Банка РФ; принимается равным 0,1.

Все результаты, полученные в результате экономического расчёт сводим в таблицу 50.

Таблица 50 – Экономические показатели вариантов проектирования

Наименование параметра	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения, тыс.руб	3 873 547	1 951 524
Издержки, тыс.руб	322 630	209 192
Затраты, тыс.руб	709 984	404 344

Разницу между двумя вариантами определим по формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\%, \quad (49)$$

$$\varepsilon = \frac{709984 - 404344}{709984} \cdot 100 = 43,05\%$$

В результате технико-экономических расчетов вариантов выдачи мощности, разница между двумя вариантами составила 43,05%. Такая разница вполне ожидаема, так как в одном варианте КЛ 17 км длиной, а во втором КЛ 4.5 км длиной.

Исходя из расчётов выше, целесообразно выбрать вариант №2 для дальнейшей проработки.

4.3 Оценка экономической эффективности выбранного варианта схемы выдачи мощности

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T \quad (50)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max} , \quad (51)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5000 ч.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t \quad (52)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$У_t$ – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{\delta t}) \quad (53)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($P_{\text{ч}t}$) численно равна прибыли от реализации ($P_{\text{б}t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{\text{ч}t} = P_{\delta t} - H_t \quad (54)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1-d)^t} \quad (55)$$

где $d = 8\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Рассчитаем ЧДД для выбранного варианта выдачи мощности. Расчет произведен с помощью программы MathCad 15.0. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 15.

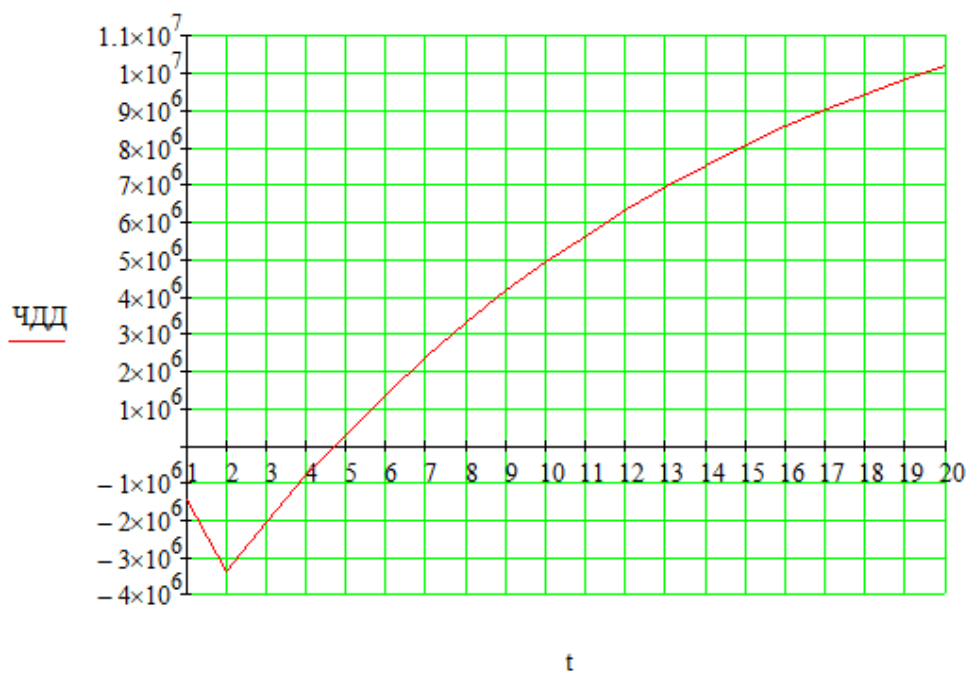


Рисунок 15 – Расчёт ЧДД для варианта №2

Судя по графику, предложенный вариант развития не является убыточным и окупится почти за 5 лет.

5 ВЫБОР ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ХТЭЦ-4 И ПС СДВ

5.1 Расчет токов короткого замыкания шин ХТЭЦ-4 и ПС СДВ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 110 кВ и 35 кВ ХТЭЦ-4, на шине 110 кВ подстанции СДВ.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки силового оборудования ХТЭЦ-4 и ПС СДВ.

Согласно [52] в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ.

-сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}} \quad (56)$$

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_L = x_O \cdot l \quad (57)$$

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{n.n} = 3 \cdot x_o \cdot l \quad (58)$$

Расчет токов короткого замыкания производим при помощи ПВК RastrWin3.

Для начала необходимо задать все узлы во вкладке Узлы/Несим/ИД. Для заданных узлов указать тип нейтрали, номер узла и его номинальное напряжение. Также необходимо указать ветви. Это делается во вкладке Ветви/Несим/ИД. Там же указываются сопротивления прямой и нулевой последовательности. Вкладка Генераторы/Несим нужна для задания всех систем, с указанием сопротивлений и ЭДС генератора или системы.

Таблица 51 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ
1	2	3	4
у	1	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ	110
у	2	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ	110
у	3	ХТЭЦ-4 ТГ-1	10
у	4	ХТЭЦ-4 ТГ-2	10
у	5	ХТЭЦ-4 ТГ-3	10
у	6	ХТЭЦ-4 ТГ-4	10
у	7	Нейтраль Т1	110
у	8	Нейтраль Т2	110
у	11	ХТЭЦ-4 35 кВ	35
у	14	ПС СДВ	110
у	15	ПС БН	35
у	16	Отпайка 1 МЖК	110
у	17	Отпайка 2 МЖК	110
у	18	ПС МЖК	110
у	19	Отпайка 1 АК	110
у	20	Отпайка 2 АК	110
у	21	ПС АК	110
у	22	ПС Корфовская	110

1	2	3	4
у	23	ПС Южная	110
у	24	ПС ЗАК	110
у	25	Отпайка 1 Бройлерная	110
у	26	Отпайка 2 Бройлерная	110
у	27	ПС ЮМР	110
у	28	Отпайка ДВПТФ	110
у	29	ПС ДВПТФ	110
у	30	ПС Бройлерная	110
у	31	ПС Горький	110
у	32	Отпайка 1 Городская	110
у	33	Отпайка 2 Городская	110
у	34	ПС Городская	110
у	35	Отпайка 1 Ц	110
у	36	Отпайка 2 Ц	110
у	37	ПС Ц	110
у	38	ПС РЦ 110 кВ	110
у	39	ПС РЦ 220 кВ	220
у	40	Нейтраль Т1 РЦ	220
у	41	Нейтраль Т2 РЦ	220
у	42	Отпайка 1 Энергомаш	110
у	43	Отпайка 2 Энергомаш	110
у	61	ПС Восточная	110
у	44	ПС Энергомаш	110
у	45	Отпайка 1 Здоровье	110
у	46	Отпайка 2 Здоровье	110
у	47	ПС Здоровье	110
у	48	ПС ГВФ	110
у	49	ХТЭЦ-3 110 кВ	110
у	50	ХТЭЦ-3 220 кВ	220
у	51	Нейтраль АТ ХТЭЦ-3	220
у	52	Отпайка 1 Березовка	110
у	53	Отпайка 2 Березовка	110

1	2	3	4
у	54	ПС Березовка	110
у	55	ПС Хехцир 220 кВ	220
у	56	Отпайка Князе-Волконская	220
у	57	ПС Князе-Волконка	220
у	58	ПС Хехцир 110 кВ	110
у	59	Нейтраль Т1 Хехцир	220
у	60	Нейтраль Т2 Хехцир	220
у	63	Нейтраль Т1 СДВ	110
у	64	Нейтраль Т2 СДВ	110
у	65	СДВ 35 кВ	35

Таблица 52 – Ветви/Несим/ИД

Тип	N_нач	N_кон	Название	X	x0
1	2	3	4	5	6
Выкл	1	2	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ	0	0
Тр-р	2	3	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-4 ТГ-1	19,2	67,2
Тр-р	1	4	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-4 ТГ-2	11,1	38,85
Тр-р	1	5	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-4 ТГ-3	11,1	38,85
Тр-р	2	6	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ХТЭЦ-4 ТГ-4	11,1	38,85
Тр-р	1	7	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - Нейтраль Т1	22	77
Тр-р	2	8	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - Нейтраль Т2	22	77
Тр-р	7	11	Нейтраль Т1 - ХТЭЦ-4 35 кВ	0	0
Тр-р	8	11	Нейтраль Т2 - ХТЭЦ-4 35 кВ	0	0
ЛЭП	2	16	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 МЖК	0,52	1,82
ЛЭП	1	17	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 МЖК	0,52	1,82
ЛЭП	16	18	Отпайка 1 МЖК - ПС МЖК	0,01	0,035
ЛЭП	17	18	Отпайка 2 МЖК - ПС МЖК	0,01	0,035
ЛЭП	16	20	Отпайка 1 МЖК - Отпайка 2 АК	2,42	8,47
ЛЭП	17	19	Отпайка 2 МЖК - Отпайка 1 АК	2,42	8,47
ЛЭП	19	21	Отпайка 1 АК - ПС АК	0,15	0,525
ЛЭП	20	21	Отпайка 2 АК - ПС АК	0,15	0,525

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	19	22	Отпайка 1 АК - ПС Корфовская	19,55	68,425
ЛЭП	20	22	Отпайка 2 АК - ПС Корфовская	19,55	68,425
ЛЭП	1	23	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ПС Южная	2,31	8,085
ЛЭП	2	23	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ПС Южная	2,31	8,085
ЛЭП	23	24	ПС Южная - ПС ЗАК	0,19	0,665
ЛЭП	23	24	ПС Южная - ПС ЗАК	0,19	0,665
ЛЭП	23	25	ПС Южная - Отпайка 1 Бройлерная	1,29	4,515
ЛЭП	23	26	ПС Южная - Отпайка 2 Бройлерная	1,29	4,515
ЛЭП	25	27	Отпайка 1 Бройлерная - ПС ЮМР	0,97	3,395
ЛЭП	26	27	Отпайка 2 Бройлерная - ПС ЮМР	0,97	3,395
ЛЭП	25	30	Отпайка 1 Бройлерная - ПС Бройлерная	4,07	14,245
ЛЭП	26	28	Отпайка 2 Бройлерная - Отпайка ДВПТФ	1,8	6,3
ЛЭП	28	29	Отпайка ДВПТФ - ПС ДВПТФ	0,14	0,49
ЛЭП	28	30	Отпайка ДВПТФ - ПС Бройлерная	2,27	7,945
ЛЭП	1	31	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ПС Горький	5,13	17,955
ЛЭП	2	31	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ПС Горький	5,13	17,955
ЛЭП	1	32	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - Отпайка 1 Городская	2,24	7,84
ЛЭП	2	33	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - Отпайка 2 Городская	2,24	7,84
ЛЭП	33	34	Отпайка 2 Городская - ПС Городская	0,54	1,89
ЛЭП	32	34	Отпайка 1 Городская - ПС Городская	0,54	1,89
ЛЭП	33	35	Отпайка 2 Городская - Отпайка 1 Ц	0,219	0,7665
ЛЭП	32	36	Отпайка 1 Городская - Отпайка 2 Ц	0,219	0,7665
ЛЭП	35	37	Отпайка 1 Ц - ПС Ц	0,01	0,035
ЛЭП	36	37	Отпайка 2 Ц - ПС Ц	0,01	0,035
ЛЭП	36	38	Отпайка 2 Ц - ПС РЦ 110 кВ	1,28	4,48
ЛЭП	35	38	Отпайка 1 Ц - ПС РЦ 110 кВ	1,28	4,48
Тр-р	39	41	ПС РЦ 220 кВ - Нейтраль Т2 РЦ	59,2	207,2
Тр-р	39	40	ПС РЦ 220 кВ - Нейтраль Т1 РЦ	59,2	207,2
Тр-р	41	38	Нейтраль Т2 РЦ - ПС РЦ 110 кВ	0	0
Тр-р	40	38	Нейтраль Т1 РЦ - ПС РЦ 110 кВ	0	0
ЛЭП	38	45	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Здоровье	0,65	2,275
ЛЭП	38	46	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Здоровье	0,65	2,275

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	45	47	Отпайка 1 Здоровье - ПС Здоровье	0,01	0,035
ЛЭП	46	47	Отпайка 2 Здоровье - ПС Здоровье	0,01	0,035
ЛЭП	45	42	Отпайка 1 Здоровье - Отпайка 1 Энергомаш	0,82	2,87
ЛЭП	46	43	Отпайка 2 Здоровье - Отпайка 2 Энергомаш	0,82	2,87
ЛЭП	42	61	Отпайка 1 Энергомаш - ПС Восточная	0,01	0,035
ЛЭП	43	61	Отпайка 2 Энергомаш - ПС Восточная	0,01	0,035
ЛЭП	42	44	Отпайка 1 Энергомаш - ПС Энергомаш	0,97	3,395
ЛЭП	43	44	Отпайка 2 Энергомаш - ПС Энергомаш	0,97	3,395
ЛЭП	38	48	ПС РЦ 110 кВ - ПС ГВФ	3,16	11,06
ЛЭП	48	49	ПС ГВФ - ХТЭЦ-3 110 кВ	2,56	8,96
Тр-р	50	51	ХТЭЦ-3 220 кВ - Нейтраль АТ ХТЭЦ-3	30,4	106,4
Тр-р	51	49	Нейтраль АТ ХТЭЦ-3 - ХТЭЦ-3 110 кВ	0	0
ЛЭП	38	52	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 1 Березовка	3,86	13,51
ЛЭП	38	53	ПС РЦ 110 кВ - Отпайка 2 Березовка	3,86	13,51
ЛЭП	52	54	Отпайка 1 Березовка - ПС Березовка	0,42	1,47
ЛЭП	53	54	Отпайка 2 Березовка - ПС Березовка	0,42	1,47
ЛЭП	50	55	ХТЭЦ-3 220 кВ - ПС Хехцир 220 кВ	37,17	130,095
ЛЭП	50	56	ХТЭЦ-3 220 кВ - Отпайка Князе-Волконская	12,42	43,47
ЛЭП	56	57	Отпайка Князе-Волконская - ПС Князе-Волконка	0,29	1,015
ЛЭП	56	55	Отпайка Князе-Волконская - ПС Хехцир 220 кВ	24,73	86,555
Тр-р	55	59	ПС Хехцир 220 кВ - Нейтраль Т1 Хехцир	104	364
Тр-р	55	60	ПС Хехцир 220 кВ - Нейтраль Т2 Хехцир	59,2	207,2
Тр-р	59	58	Нейтраль Т1 Хехцир - ПС Хехцир 110 кВ	0	0
Тр-р	60	58	Нейтраль Т2 Хехцир - ПС Хехцир 110 кВ	0	0
ЛЭП	58	22	ПС Хехцир 110 кВ - ПС Корфовская	9,3	32,55
ЛЭП	1	14	ХТЭЦ-4 1 с.ш 110 кВ - ПС СДВ	1,51	5,285
ЛЭП	2	14	ХТЭЦ-4 2 с.ш 110 кВ - ПС СДВ	1,51	5,285
Тр-р	14	63	ПС СДВ - Нейтраль Т1 СДВ	35,5	124,25
Тр-р	14	64	ПС СДВ - Нейтраль Т2 СДВ	35,5	124,25

1	2	3	4	5	6
Тр-р	63	65	Нейтраль Т1 СДВ - СДВ 35 кВ	0	0
Тр-р	64	65	Нейтраль Т2 СДВ - СДВ 35 кВ	0	0
ЛЭП	65	15	СДВ 35 кВ - ПС БН	1,708	5,978
ЛЭП	65	15	СДВ 35 кВ - ПС БН	1,708	5,978

Таблица 53 – Генератор/Несим

Название	№ узла	X	X0	E
Генератор	3	0,275	0,2	11
Генератор	4	0,275	0,2	11
Генератор	5	0,275	0,2	11
Генератор	6	0,275	0,2	11
Система	1	6,05	27,22	115
Система	50	24,2	108,9	230
Система	49	6,05	27,22	115

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (59)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Таблица 54 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Значение тока трехфазного	Значение тока однофазного
	КЗ, $I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	КЗ, $I_{\text{ПО}}^{(1)}$, кА
СШ-110 кВ ХТЭЦ-4	27,71	5,52
СШ-35 кВ ХТЭЦ-4	50,81	8,34
СШ-110 кВ ПС СДВ	21,2	4,13

Определим ударный ток на шинах 110 кВ ХТЭЦ-4:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 27,71 = 62,70 \text{ кА}$$

Определим ударный ток на шинах 35 кВ ХТЭЦ-4:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 50,81 = 114,97 \text{ кА}$$

Определим ударный ток на шинах 110 кВ ПС СДВ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 21,2 = 47,97 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 55.

Таблица 55 – Результаты расчёта ТКЗ

Место КЗ	Значение тока трехфазного КЗ, $I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	Значение ударного тока КЗ, $i_{y\partial}$, кА
СШ-110 кВ ХТЭЦ-4	27,71	62,70
СШ-35 кВ ХТЭЦ-4	50,81	114,97
СШ-110 кВ ПС СДВ	21,2	47,97

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (60)$$

Выключатели ХТЭЦ-4:

$$I = \frac{\sqrt{80,24^2 + 32,01^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 453 \text{ А}$$

Выключатели ПС СДВ:

$$I = \frac{\sqrt{24,9^2 + 10,0^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 141 \text{ А}$$

Таблица 56 – Рабочие максимальные токи

ПС/Выключатель	Рабочий максимальный ток, А
Выключатели ХТЭЦ-4	453
Выключатели ПС СДВ	141

5.2 Выбор выключателей Хабаровской ТЭЦ-4

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам [14]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (61)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (62)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)} \quad (63)$$

где $I_{пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}, \quad (64)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}. \quad (65)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{\text{вкл.ном}}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}} \quad (66)$$

где $i_{\text{аном}}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (67)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (68)$$

где β – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{св}} \quad (69)$$

где $t_{з\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{з\min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{отк.ном} \geq I_{пр}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат} \quad (70)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (71)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (72)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (73)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²с;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^{(3)2} (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (74)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения, с.

Время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.выкл}}, \quad (75)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{\text{отк.выкл}}$ – полное время отключения выключателя, с.

Для ХТЭЦ-4 выберем элегазовые выключатели КРУЭ ELK-04 производства АВВ.

В таблице 57 представлено сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателя на ХТЭЦ-4

Таблица 57 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей КРУЭ ELK-04

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 170 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{Р.МАХ}} = 453 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,71 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$I_{\text{ВКЛ.НОМ}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,71 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}}$
$i_{\text{ПИК}} = 130 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 62,70 \text{ кА}$	$i_{\text{ПИК}} \geq i_{\text{УД}}$
$I_{\text{ПР.СКВ}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,71 \text{ кА}$	$I_{\text{ПР.СКВ}} \geq I_{\text{ПО}}$
$i_{\text{ПР.СКВ}} = 130 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 62,70 \text{ кА}$	$i_{\text{ПР.СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_K = 27,71^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 1789 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Выключатель подходит по всем параметрам и может быть принят к установке.

5.3 Реконструкция подстанции СДВ

Для распределительного устройства 110 кВ выбрано комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией типа ELK-04, до 170 кВ фирмы АББ [42].

С конца 60-х годов портфель продукции КРУЭ АББ постоянно пополняется и улучшается. Требования рынка и заказчиков формируют новейшие решения. Например, КРУЭ типа ELK-04 было разработано так, чтобы ячейка полностью помещалась в один стандартный контейнер. Ко времени запуска в производство в 1992 г., ELK-04 разрабатывалось на номинальный ток 3150 А, ток отключения 40 кА и номинальное напряжение 170 кВ. В зависимости от требований заказа сегодня стало возможным изготовление ячеек КРУЭ на максимальные или минимальные номинальные параметры с оптимизацией их стоимости на основе модульной системы. Различные решения по компоновке КРУЭ возможны, в основном, за счет использования унифицированного диаметра фланца. На номинальное напряжение 145 кВ и номинальный ток 2500 А применяются модули с малым диаметром фланца. Для максимальных параметров необходимы модули с большим диаметром фланца.

Система КРУЭ составлена из функциональных модулей, состоящих из различных первичных и вторичных устройств. Каждый функциональный модуль выполняет свои задачи оптимальным способом во взаимодействии с другими модулями.

5.3.1 Выбор выключателей для ПС СДВ

Выключатели являются самой важной частью КРУЭ. Их конструктивные особенности сильно влияют на компоновку и общие габариты всех распределительных устройств. В основном выключатели в КРУЭ типа ELK-04 оборудуются автокомпрессионными дугогасительными камерами, с одной камерой на полюс. Эти камеры требуют минимального обслуживания и небольшой энергии для оперирования. В зависимости от требований заказчика имеются различные типоразмеры корпусов выключателей с фланцами различного диаметра. Таким образом, компоновка КРУЭ определяется числом фланцев.

Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя КРУЭ ELK-04 приведено в таблице 58.

Таблица 58 – Сравнение каталожных и расчётных данных выключателей КРУЭ ELK-04

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 170$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_{ном} > U_p$
$I_{ном} = 4000$ А	$I_{раб.мах} = 0,141$ кА	$I_{ном} > I_{раб.мах}$
$I_{откл} = 50$ кА	$I_{нт} = 21,2$ кА	$I_{откл} > I_{нт}$
$I_{вкл} = 50$ кА	$I_{но} = 21,2$ кА	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{дин} = 130$ кА	$i_{уд} = 47,97$ кА	$i_{вкл} > i_{уд}$

Выключатели проходят по условиям проверки.

5.3.2 Выбор разъединителей для ПС СДВ

Разъединитель – это коммутационный аппарат, необходимый для создания видимого разрыва, отключения элементов от сети и для безопасности персонала [24]. Разъединители переключают обычно при отсутствии тока, но разрешено переключать разъединители в момент присутствия тока, но обязательно без нагрузки, либо при токах нагрузки маломощных трансформаторов.

Категорически нельзя отключать цепь разъединителем под нагрузкой, так как это приведёт к возникновению стабильной дуги, вызывающей неисправность между фазами.

Сравнение каталожных и расчётных данных разъединителя КРУЭ ELK-04 приведено в таблице 59.

Таблица 59 – Условия проверки разъединителя КРУЭ ELK-04

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 170$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 0,141 \text{ кА}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 1 = 2500$ кА ² с	$B_{к} = 43,774 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{оин} = 130 \text{ кА}$	$i_{уд} = 47,97 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

5.3.3 Выбор трансформаторов тока для ПС СДВ

При выборе трансформатора тока номинальный ток должен быть насколько возможно ближе к рабочему току оборудования, иначе недозагруженность первичной обмотки приведёт к увеличению погрешности.

Для выбора трансформатора тока нужно найти нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (76)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2, \quad (77)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (78)$$

Для выбора ТТ, необходимо знать мощность подключаемых к нему приборов и их количество, а также суммарную мощность подключаемых к трансформатору тока приборов.

Минимальные сечения проводов должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения – 6 и 10 мм². После этого находится сопротивление наиболее нагруженной фазы. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 60.

Таблица 60 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	1		
Ваттметр	ВТ-01-ТК	1		
Варметр	ВТ-01-ТК	1		
Счетчик АЭ	БИМ	0.8	0.8	0.8
Счетчик РЭ	БИМ	0.8	0.8	0.8
ИТОГО		7,8		

Класс точности трансформаторов тока для электрических счетчиков должен быть 0,2.

Для обеспечения установленного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (79)$$

На стороне высокого напряжения установим трансформатор тока входящего в КРУЭ ELK-04. Нагрузку определим по формуле:

$$R_{НАГР} = \sum R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (80)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{\text{ПР}} = R_{2\text{НОМ}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}}, \quad (81)$$

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

$R_{2\text{НОМ}} = 3 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ – сопротивление всех приборов, которые подключены к трансформатору тока на стороне высокого напряжения, определяется по формуле:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (82)$$

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

$I_{2\text{Н}}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Рассчитаем по формуле (82):

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{7,8}{5^2} = 0,312 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{К}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода равно:

$$R_{\text{ПР}} = 2 - 0,312 - 0,05 = 1,638 \text{ Ом}.$$

Сечение провода находим по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (83)$$

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

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

В таблице 61 представлена зависимость длины кабеля от напряжения.

Таблица 61 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_H , кВ	l , м
110	60
35	48
10	4

Сечение провода определим по формуле:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{1,638} = 1,036 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 2,5 мм².

Сопротивление нагрузки будет:

$$Z_2 = 0,312 + 0,283 + 0,05 = 0,645 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 62.

Таблица 62 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 170 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_P = 141 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,645 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 47,97 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$

Как видим по результатам трансформатор тока подходит по данным условиям и может быть принят к установке.

5.3.4 Выбор трансформаторов напряжения для ПС СДВ

Трансформаторы напряжения могут быть выбраны по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \tag{84}$$

- по конструкции и схемы соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (85)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов, подключенных к ТН.

Для более простого расчёта нагрузку приборов не будем разделять по фазам, следовательно:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (86)$$

Если нагрузка на вторичной обмотке превышает номинальную мощность ТТ, то устанавливается второй трансформатор и к нему подключаются некоторые устройства.

Для выбора трансформатора напряжения нужно знать общую суммарную нагрузку всех приборов, подключенных к нему. Список приборов приведен в таблице 63.

Таблица 63 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	5	2	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	2	15
Частотомер	СС3021	5	2	10
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	2	2

1	2	3	4	5
Ваттметр	CP3021	5	2	10
Варметр	CB3021	5	2	10
Итого				57

Каталожные данные ТН-110 кВ представлены в таблице 64.

Таблица 64 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН КРУЭ ELK-04

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 57 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной магистерской диссертации был рассмотрен вариант развития схемы выдачи мощности города Хабаровск. Был проведен анализ вариантов выдачи мощности и принят наиболее оптимальный вариант. В качестве исходных данных для расчета использовались контрольные замеры зимнего максимума и летнего максимума.

Произведен выбор оптимального варианта схемы выдачи при строительстве Хабаровской ТЭЦ-4. Он включает в себя следующие виды работ и сооружений:

- При проектировании КРУЭ 110 кВ ПС ХТЭЦ-4 принять схему: Одна рабочая секционированная выключателем обходная система шин. На ОРУ 35 кВ была принята схема: Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- Произведен демонтаж существующей Хабаровской ТЭЦ-1;
- Пере завод существующих ЛЭП с ХТЭЦ-1 на ХТЭЦ-4
- Перевод ПС СДВ на напряжение 110 кВ и строительство КРУЭ 110 кВ;
- Строительство двух КЛ ХТЭЦ-4 – ПС СДВ протяженностью 4,5 км.

К достоинствам данной работы можно отнести актуальность выбранной темы, использование инновационных технологий и оборудования при разработке схемы выдачи мощности, качественно и в полном объеме выполнен расчет электрических режимов для выбранного варианта развития.

Для принятого варианта сети были выбраны: трансформаторы связи, КРУЭ, а также сечения кабельных линий, применяя метод токовых экономических интервалов, осуществлена проверка по длительно допустимому току в послеаварийном режиме. Были рассчитаны токи короткого замыкания и определены такие величины: периодическая составляющая тока короткого замыкания, ударный ток короткого замыкания, аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, ток однофазного КЗ.

После расчетов токов короткого замыкания было выбрано и проверено по условиям выбора необходимое оборудование: элегазовые выключатели КРУЭ АВВ ELK-04, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разъединители.

Были рассчитаны электрические режимы схемы выдачи мощности, определено потокораспределение, напряжения в максимальном, минимальном и послеаварийных режимах, все напряжения находятся в допустимых пределах. Также определена токовая нагрузка ЛЭП. Все токи находятся в допустимых пределах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2021-2025 годы. Том 1. Пояснительная записка. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://tek.khabkrai.ru/?menu=getfile&id=2156&view=1> (дата обращения 21.03.2022).
2. Город Хабаровск: климат, экология, районы, экономика. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://nesiditsa.ru/city/habarovsk> (дата обращения: 21.03.2022).
3. Экономика Хабаровска. Основные виды экономической деятельности Хабаровска. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://khabara.ru/14314-yeconomika-habarovska.html> (дата обращения: 23.03.2022).
4. Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – М.: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 52 с.
5. Бочаров Ю.Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Бочаров Ю.Н., Дудкин С.М., Титков В.В.— Электрон. текстовые данные. — СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2013.— 265 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/43976> (дата обращения: 25.04.2021).
6. Герасименко А.А Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
7. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.
8. Гончарюк Н.В. Методические и программные средства формирования расчетных схем объединенных энергосистем на базе современных технологий / Н.В. Гончарюк, В.И. Фролов. – Электричество, 2003. - № 5. — С. 3-12.

9. ГОСТ 32144-13. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-22-06. - М.: Изд-во стандартов, 2. – IV, 20 с.
10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – М: Энергоатомиздаг, 1989 – 594 с.
11. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 256 с.
12. Казакул А.А. Промышленные программно вычислительные комплексы в электроэнергетике [Электронный ресурс]: метод. указ. для самостоятельной работы студентов / А. А. Казакул ; АмГУ, Эн. ф. – Благовещенск: Изд-во Амур.гос. ун-та, 2014. – 109 с. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6851.pdf (дата обращения: 05.05.2022)
13. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов / пер. с венгерского /под ред. Е. Г. Тарле. – М.: Энергия, 1980. – 180 с.
14. Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина , А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2002. - 140 с. : табл., рис. - Библиогр.: с. 139. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7362.pdf (дата обращения: 21.05.2022).
15. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Под ред. Ю.Н. Руденко. Том. 1. Общие модели анализа и синтеза надежности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 480 с.
16. Неуймин В.Г. Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев. Екатеринбург : программное обеспечение 2013. – 266 с.
17. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС), СТО 56947007-29.240.10.028-2009, Энергосетьпроект, 2009 г.

18. Программные комплексы RastrWin, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/rastr/-RastrHelp.php>. (дата обращения 15.05.2022)
19. Поспелов Г.Е., Электрические системы и сети : уч. пособие для вузов / Г.Е. Поспелов. – Мн. : Высш. шк., 2013. - 308 с.
20. Правила устройства электроустановок : нормативно-технич. материал. 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2006. – 280с.
21. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153-34.0-20.527-98, НЦ ЭНАС, 2002 г.
22. Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011.
23. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary-/AmurSU_Edition/7062.pdf. (дата обращения 09.04.2022).
24. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов М.А. Козина. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с. Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72327> (дата обращения: 18.05.2022).
25. СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электро-сетевых объектов. Требования при проектировании.
26. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Режим доступа: <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 02.04.2022).
27. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.soups.ru/in-dex.php?id=551> (дата обращения 10.03.2022).

28. Файбисович Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с.

29. Хвостов В.С. Электрические машины: Машины постоянного тока: Учеб. Для студ. электром. спец. вузов/Под ред. И. П. Копылова. – М.: Высш. шк., 1988. – 336 с.

30. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] : справ. — Электрон. дан. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/72341> (дата обращения: 04.04.2022).

31. Официальный сайт Министерства энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 06.04.2022).

32. Официальный сайт Группы компаний «ABB» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://new.abb.com/ru> (дата обращения: 08.04.2022).

33. Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.so-ups.ru/?id=oes_east (дата обращения: 18.04.2022).

34. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 08.04.2022).

35. Официальный сайт ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 07.04.2022).

36. Шутов К.А. Разработка технологии изготовления и исследование сверхпроводящих силовых кабелей на основе высокотемпературных сверхпроводников первого поколения: автореф. дис. канд. техн. Наук / К.А. Шутов. - Москва: 2013. – 28с.

37. Тимошина Д.В. Разработка мероприятий по повышению качества производства ячеек комплектных распределительных устройств / Д.В. Тимошина // Инновационная экономика: перспективы развития и совершенствования. - 2018. - №8 (34). – С. 18-26.

38. Зацаринная Ю.Н. Преимущества эксплуатации комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией / Ю.Н. Зацаринная, Т.А. Нурмеев // Вестник Казанского технологического университета. - 2014. - №22. – С. 10-18.

39. Кириллов Г.А. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией / Г. А.Кириллов, Я.М. Кашин, В.В. Шкода // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 4: Естественно-математические и технические науки. - 2018. - №4 (231). – С. 60-66.

40. Бичевина А.А., Развитие системы электроснабжения в изолированных районах Хабаровского края на основе концепции smart grid / А.А. Бичевина, Н.В. Савина // Вестник ИрГТУ. - 2014. - №8 (91). – С. 77-81.

41. Асинхронизированные турбогенераторы. Качественное регулирование напряжения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2007/43/09.php> (дата обращения: 01.05.2022)

42. Комплектное Распределительное Устройство с Элегазовой изоляцией (КРУЭ) типа ELK-04. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://library.e.abb.com/public/4a7c6ebe9a61b9c4c1257703002df161/ABB_1HDX580101ru_ELK-04.pdf (дата обращения: 03.05.2022)

43. Конструкция, технические характеристики и особенности СПЭ кабелей из сшитого полиэтилена. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://220.guru/electroprovodka/provoda-kabeli/iz-sshitogo-polietilena.html> (дата обращения: 08.05.2022)

44. Приказ Минэнерго России от 28.12.2020 N 1195 "Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 3 августа 2018 г. N 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем", от 8 февраля 2019 г. N 81 "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и

автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229" (Зарегистрировано в Минюсте России 27.04.2021 N 63248)

45. СТО 70238424.27.100.016-2009 Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

46. Горбатенко, Н. А. Цифровизация электроэнергетики России / Н.А. Горбатенко // Вестник науки и образования. - 2020. - №6-2 (84). – С. 55-61

47. Фурсанов, М.И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение городских электрических сетей в условиях smart grid / М.И. Фурсанов // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. - 2017. - №5. – С. 48-52

48. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2007

49. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат. 1997

50. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р.

51. Инновационные методы развития электрических сетей / К.С. Квартальнов // Молодежь XXI века: шаг в будущее. Материалы XXIII региональной научно-практической конференции. – Благовещенск: Дальневосточный ГАУ, 2022. – С 66-67.

52. Мониторинг состояния воздушных линий с помощью беспилотных аппаратов / К.С. Квартальнов // «День науки». Материалы XXX научной конференции Амурского государственного университета (15 апреля 2021 г.). – Благовещенск, типография АмГУ, 2021. – С 58-59.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт экономических показателей

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

$$k_{\text{инф}} := 5.12$$

Капиталовложения в строительство кабеля:

Удельные капиталовложения для двухцепной КЛ 110 кВ,
провод АПвПуг с сечением 800 мм², длина ЛЭП 17 км:

$$k_{\text{тч}} := 31686 \quad \text{тыс.руб/км} \quad l_{\text{л}} := 17 \text{ км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{тч}} \cdot l_{\text{л}} \cdot k_{\text{инф}} = 2757949.44 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в демонтаж ХТЭЦ-1:

$$K_{\text{ДВЫК}} := 4$$

$$K_{\text{ДМК}} := 0.7$$

$$K_{\text{ДВЛ}} := 5.85$$

$$K_{\text{дем}} := (30 \cdot K_{\text{ДВЫК}} + 5 \cdot 0.7 + 10.71 \cdot K_{\text{ДВЛ}}) \cdot k_{\text{инф}} = 953.10592$$

Капиталовложения в трансформаторы связи 110/35/10 мощностью 63 МВА:

$$k_{\text{тр110}} := 12032 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.}} := 2 \cdot k_{\text{тр110}} \cdot k_{\text{инф}} = 123207.68 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в РУ ХТЭЦ-4:

$$k_{\text{ру.110}} := 10340 \quad \text{тыс.руб}$$

$$k_{\text{ру.35}} := 1880 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := (16 \cdot k_{\text{ру.110}} + 6 \cdot k_{\text{ру.35}}) \cdot k_{\text{инф}} = 904806.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост.}} := 16920 \cdot k_{\text{инф}} = 86630.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} + K_{\text{дем}} = 1115597.586 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 3873547.026 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рзовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рзопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рзовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рзопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 87883.853 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T=20$ лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 55779.879 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 137897.472 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 193677.351 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 5.58 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 4600 = 25668 \quad \text{МВт*ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.6 \quad \text{тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 41068.8 \quad \text{тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 322630.004 \quad \text{тыс.руб.}$$

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

$$k_{\text{инф}} := 5.12$$

Капиталовложения в строительство кабеля:

Удельные капиталовложения для двухцепной КЛ 110 кВ,
провод АПвПуг с сечением 240 мм², длина ЛЭП 4,5 км:

$$k_{\text{тч}} := 31686 \quad \text{тыс.руб/км} \quad l_w := 4.5 \text{ км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{тч}} \cdot l_w \cdot k_{\text{инф}} = 730045.44 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в демонтаж ХТЭЦ-1:

$$K_{\text{двык}} := 4$$

$$K_{\text{дмк}} := 0.7$$

$$K_{\text{двл}} := 5.85$$

$$K_{\text{дем}} := (30 \cdot K_{\text{двык}} + 5 \cdot 0.7 + 10.71 \cdot K_{\text{двл}}) \cdot k_{\text{инф}} = 953.10592$$

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы связи 110/35/10 мощностью 63 МВА:

$$k_{\text{тр110}} := 12032 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.}} := 2 \cdot k_{\text{тр110}} \cdot k_{\text{инф}} = 123207.68 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в РУ ХТЭЦ-4 и ПС СДВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 10340 \quad \text{тыс.руб}$$

$$k_{\text{ору.35}} := 1880 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := (18 \cdot k_{\text{ору.110}} + 6 \cdot k_{\text{ору.35}}) \cdot k_{\text{инф}} = 1010688 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост.}} := 16920 \cdot k_{\text{инф}} = 86630.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} + K_{\text{дем}} = 1221479.186 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 1951524.626 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рзовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рзопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рзовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рзопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 77907.635 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T=20$ лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 61073.959 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 36502.272 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 97576.231 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 4.58 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 4600 = 21068 \quad \text{МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.6 \quad \text{тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 33708.8 \quad \text{тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 209192.667 \quad \text{тыс.руб.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт ЧДД

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5000 \text{ ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := 1203277000 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2406554 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_3 - I_{\text{амз}} = 180449 \quad \text{тыс.руб}$$

$$P_{\text{год}} := O - I = 2226105 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$N := P_{\text{год}} \cdot 0.24 = 534265.2 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\Theta_t}{(1 + E_H)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_3 = 1396400 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_3 = 2094600 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_H := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -1576849 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_H)^1} = -1460045.37037 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1460045.37037 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -2275049 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_H)^2} = -1950487.82579 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_1. + \text{ЧДД}_2 = -3410533.19616 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_H)^3} = 1343036.97988 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3. := \text{ЧДД}_2. + \text{ЧДД}_3 = -2067496.21628 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^4} = 1243552.75915 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4. := \text{ЧДД}_3. + \text{ЧДД}_4 = -823943.45713$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^5} = 1151437.73995 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5. := \text{ЧДД}_4. + \text{ЧДД}_5 = 327494.28282$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^6} = 1066146.05551 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6. := \text{ЧДД}_5. + \text{ЧДД}_6 = 1393640.33834$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 987172.27362 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 2380812.61196$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 914048.4015 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 3294861.01346$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 846341.1125 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 4141202.12596$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 783649.17824 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 4924851.3042$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 725601.09097 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 5650452.39517$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 671852.862 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 6322305.25717$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 622085.98334 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 6944391.24051$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 576005.54013 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 7520396.78064$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 533338.46308 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 8053735.24372$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 493831.91026 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 8547567.15398$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 457251.76876 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 9004818.92274$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 423381.26737 \text{ тыс.руб}$$

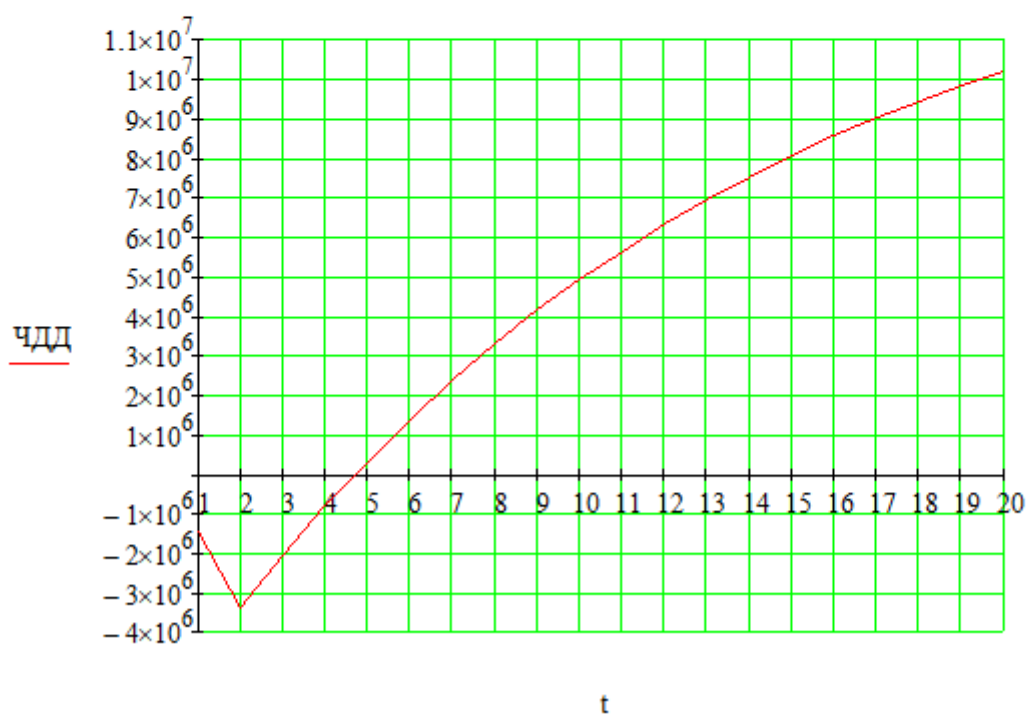
$$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 9428200.19011$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 392019.69201 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 9820219.88212$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 362981.1963 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 10183201.07843$$



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_3} + 1 = 3.91699$$

$\text{ИДД} > 1$, следовательно, проект экономически эффективен.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$$\text{ЧД} := \sum \Theta_t$$

$$\text{ЧД}_1 := \Theta_1 = -1576849 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1576849 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \Theta_2 = -2275049 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -3851898 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \Theta_3 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2160058.2 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \Theta_4 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -468218.4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \Theta_5 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 1223621.4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \Theta_6 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 2915461.2 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_7 := \Theta_7 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 4607301 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_8 := \Theta_8 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 6299140.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_9 := \Theta_9 = 1691839.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 7990980.6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{10} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 9682820.4 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{11} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 11374660.2 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{12} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 13066500 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{13} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 14758339.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{14} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 16450179.6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{15} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 18142019.4 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{16} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 19833859.2 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{17} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 21525699 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{18} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

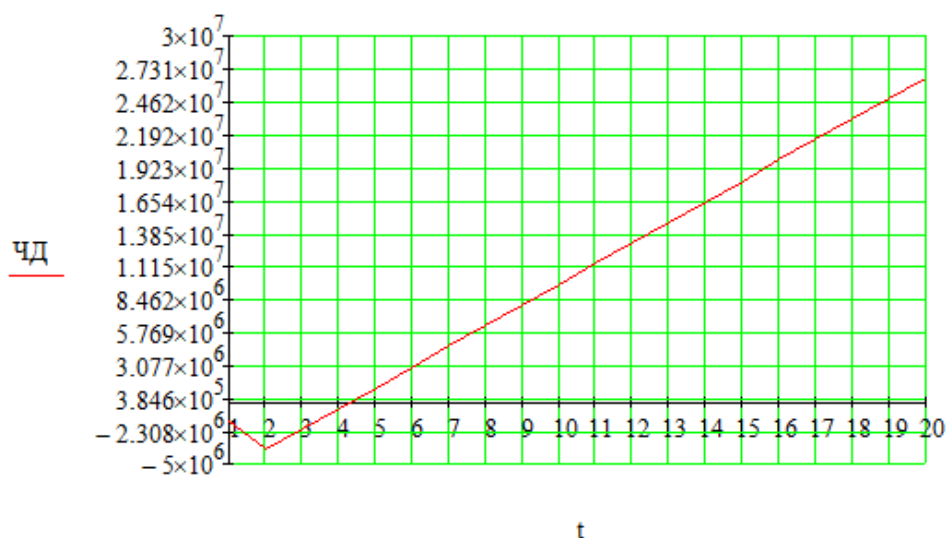
$$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 23217538.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{19} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 24909378.6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{20} := \Theta = 1691839.8 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 26601218.4 \text{ тыс.руб}$$



Простой срок окупаемости составит 4 года 11 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 4 года 5 месяцев.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_3} \cdot 100 = -45.16898\%$$

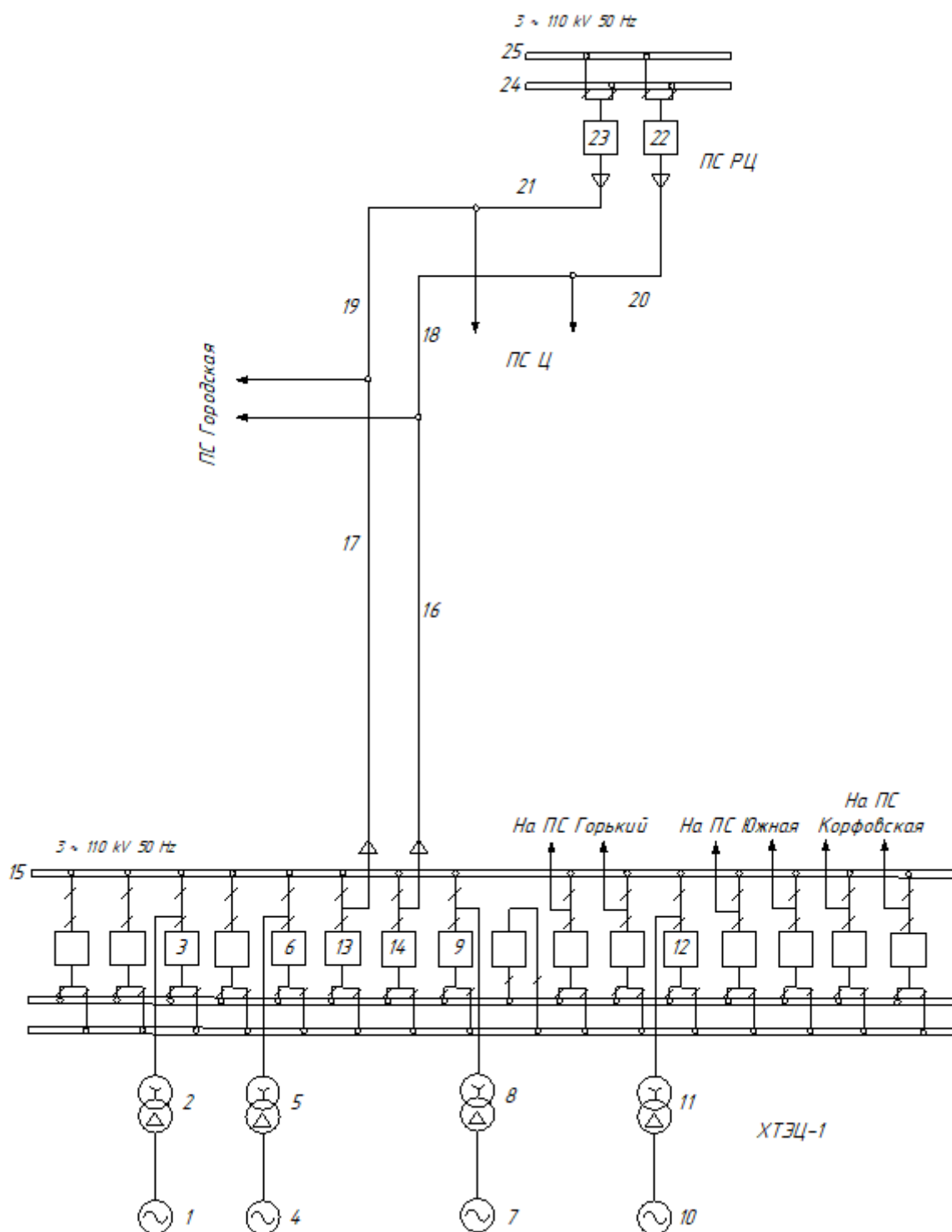
$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_3} \cdot 100 = -65.16898 \%$$

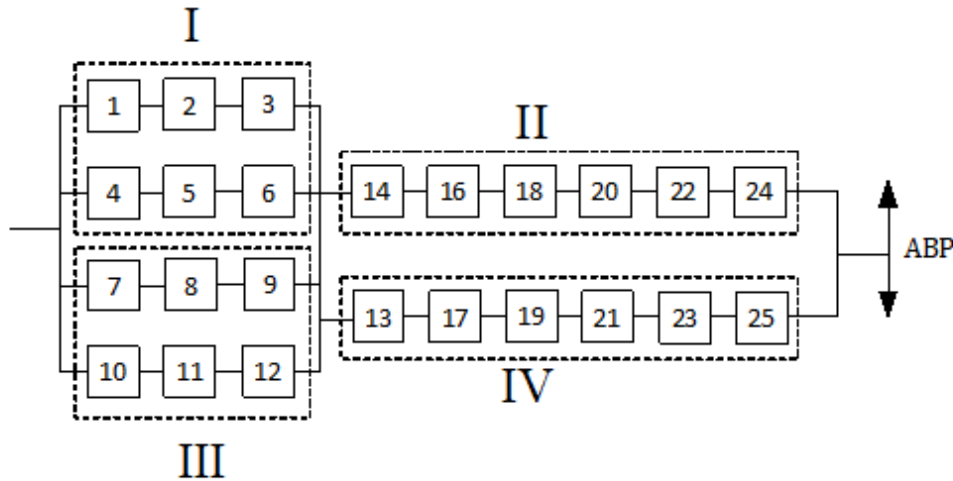
$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_3} \cdot 100 = 48.4629 \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1,951 млрд руб. составит 4 года 11 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=3,92). Рентабельность проекта составит 48,5% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчёт надёжности

Расчёт надёжности для варианта №1





Параметры элементов.

КЛ 110 кВ	$\omega_{\text{вл}} := 1.3 \frac{1}{\text{ГОД}}$	$\mu_{\text{вл}} := 2.1 \frac{1}{\text{год}}$
	$T_{\text{вл}} := 9 \text{ ч}$	$T_{\text{рвл}} := 15 \text{ ч}$

Вероятность отказа дана на 100 км длины, поэтому

$$l_1 := 17 \text{ км} \quad \omega_1 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.221$$

$$l_2 := 17 \text{ км} \quad \omega_2 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_2}{100} = 0.221$$

Шины 110 кВ	$\omega_{\text{ш110}} := 0.016 \frac{1}{\text{год}}$	$\mu_{\text{ш110}} := 0.166 \frac{1}{\text{год}}$
	$T_{\text{ш110}} := 5 \text{ ч}$	$T_{\text{рш110}} := 4 \text{ ч}$

Трансформаторы 110 кВ, мощностью 10-80 МВт

	$\omega_{\text{т}} := 0.075 \frac{1}{\text{год}}$	$\mu_{\text{т}} := 0.166 \frac{1}{\text{год}}$
	$T_{\text{вт}} := 95 \text{ ч}$	$T_{\text{рт}} := 30 \text{ ч}$

Выключатели 110 кВ	$\omega_{\text{в110}} := 0.017 \frac{1}{\text{год}}$	$\mu_{\text{в110}} := 0.8 \frac{1}{\text{год}}$
	$T_{\text{в110}} := 20 \text{ ч}$	$T_{\text{рв110}} := 12 \text{ ч}$
	$a_{\text{кзв110}} := 0.0024$	$a_{\text{оп110}} := 0.0025$

Турбогенератор	$\omega_{\text{ТГ}} := 0.007 \frac{1}{\text{год}}$	$\mu_{\text{ТГ}} := 2 \frac{1}{\text{год}}$
	$T_{\text{ВТГ}} := 41 \text{ ч}$	$T_{\text{РТГ}} := 120 \text{ ч}$

Параметры надежности защит:

ДЗШ	$q_{\text{дзш}} := 0.0096$	$\omega_{\text{откдзш}} := 0.00136$	$p_{\text{дзш}} := 1 - q_{\text{дзш}} = 0.99$
ДЗТ	$q_{\text{дзт}} := 0.0044$	$\omega_{\text{откдзт}} := 0.0002$	$p_{\text{дзт}} := 1 - q_{\text{дзт}} = 0.996$
ГЗ	$q_{\text{гз}} := 0.00525$	$\omega_{\text{откгз}} := 0.0000087$	$p_{\text{гз}} := 1 - q_{\text{гз}} = 0.995$
ДФЗ линии	$q_{\text{дфзвл}} := 0.0012$	$\omega_{\text{откдфзвл}} := 0.00194$	$p_{\text{дфзвл}} := 1 - q_{\text{дфзвл}} = 0.999$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы

КЛ 110 кВ

$$q_{\text{вл1}} := \frac{\omega_1 \cdot T_{\text{Ввл}}}{8760} = 2.271 \times 10^{-4}$$

$$q_{\text{вл2}} := \frac{\omega_2 \cdot T_{\text{Ввл}}}{8760} = 2.271 \times 10^{-4}$$

$$p_{\text{вл1}} := 1 - q_{\text{вл1}} = 0.99977$$

$$p_{\text{вл2}} := 1 - q_{\text{вл2}} = 0.99977$$

Шины

$$q_{\text{ш110}} := \frac{\omega_{\text{ш110}} \cdot T_{\text{Вш110}}}{8760} = 9.132 \times 10^{-6}$$

$$p_{\text{ш220}} := 1 - q_{\text{ш110}} = 0.99999$$

Трансформаторы

$$q_{\text{т}} := \frac{\omega_{\text{т}} \cdot T_{\text{Вт}}}{8760} = 8.134 \times 10^{-4}$$

$$p_{\text{т}} := 1 - q_{\text{т}} = 0.99919$$

Выключатели 110 кВ

$$q_{В110} := \frac{\omega_{В110} \cdot T_{В110}}{8760} = 3.881 \times 10^{-5}$$

$$p_{В220} := 1 - q_{В110} = 0.99996$$

Дополнительные параметры для выключателей:

$$a_{кзв110} = 2.4 \times 10^{-3} \quad a_{о.п} := 0.004 \quad N_{оп} := 1 \quad T_{оп} := 45 \quad a := 1 \quad k_{апв} := \frac{1}{13}$$

$$q_{ст.вык110} := \frac{\omega_{В110} \cdot T_{В110}}{8760} = 3.881 \times 10^{-5}$$

$$p_{ст.вык220} := 1 - q_{ст.вык110}$$

$$\begin{aligned} & q_{ст.вык110} \dots = 5.937 \times 10^{-5} \\ & + a_{кзв110} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (1 - p_{ст.вык220} \cdot p_{вл1}) \cdot (1 - p_{дфзвл} \cdot p_{дзш}) \dots \\ & + a_{о.п} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} \end{aligned}$$

Турбогенератор

$$q_{ТГ} := \frac{\omega_{ТГ} \cdot T_{ВТГ}}{8760} = 3.276 \times 10^{-5}$$

$$p_{ТГ} := 1 - q_{ТГ} = 0.99997$$

Определяем вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов:

$$q_{I} := (q_{ТГ} + q_{Г} + q_{Q_{ВЫК}}) \cdot (q_{ТГ} + q_{Г} + q_{Q_{ВЫК}}) = 8.199 \times 10^{-7}$$

$$q_{III} := (q_{ТГ} + q_{Г} + q_{Q_{ВЫК}}) \cdot (q_{ТГ} + q_{Г} + q_{Q_{ВЫК}}) = 8.199 \times 10^{-7}$$

$$q_{II} := q_{Q_{ВЫК}} + q_{вл1} + q_{Q_{ВЫК}} + q_{ш110} = 3.549 \times 10^{-4}$$

$$q_{IV} := q_{Q_{ВЫК}} + q_{вл1} + q_{Q_{ВЫК}} + q_{ш110} = 3.549 \times 10^{-4}$$

$$q_{э1} := q_{I} + q_{II} = 3.557 \times 10^{-4}$$

$$q_{э2} := q_{III} + q_{IV} = 3.557 \times 10^{-4}$$

$$q_c := q_{з1} \cdot q_{з2} = 1.266 \times 10^{-7} \quad 1 - q_c = 0.9999998734$$

Определяем параметры потока отказов смежных элементов схемы замещения:

$$\omega_{\text{ст.вык110}} := \omega_{\text{в110}} = 0.017$$

$$\omega_{\text{смил}} := (1 - \omega_{\text{ш110}}) \cdot (1 - \omega_{\text{ст.вык110}}) \cdot (1 - \omega_1)$$

$$\omega_{\text{рми1}} := (1 - \omega_{\text{откдфзвл}}) \cdot (1 - \omega_{\text{откдфзвл}})$$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{Qвык}} := & \omega_{\text{ст.вык110}} \dots \\ & + a_{\text{кзв110}} \cdot (1 + a \cdot k_{\text{апв}}) \cdot (1 - \omega_{\text{смил}}) \cdot (1 - \omega_{\text{рми1}}) \dots \\ & + a_{\text{о.п}} \cdot N_{\text{оп}} \end{aligned}$$

$$\omega_{\text{I}} := (\omega_{\text{тг}} + \omega_{\text{т}} + \omega_{\text{Qвык}}) \cdot (\omega_{\text{тг}} + \omega_{\text{т}} + \omega_{\text{Qвык}}) = 0.011$$

$$\omega_{\text{III}} := (\omega_{\text{тг}} + \omega_{\text{т}} + \omega_{\text{Qвык}}) \cdot (\omega_{\text{тг}} + \omega_{\text{т}} + \omega_{\text{Qвык}}) = 0.011$$

$$\omega_{\text{II}} := \omega_{\text{Qвык}} + \omega_1 + \omega_{\text{Qвык}} + \omega_{\text{ш110}} = 0.279$$

$$\omega_{\text{IV}} := \omega_{\text{Qвык}} + \omega_1 + \omega_{\text{Qвык}} + \omega_{\text{ш110}} = 0.279$$

$$\omega_{з1} := \omega_{\text{I}} + \omega_{\text{II}} = 0.29$$

$$\omega_{з2} := \omega_{\text{III}} + \omega_{\text{IV}} = 0.29$$

$$\omega_c := \omega_{з1} \cdot \omega_{з2} = 0.084 \quad 1 - \omega_c = 0.9161234716$$

Среднее время б/о работы:

$$T_c := \frac{1}{\omega_c} = 11.922 \text{ лет}$$

Расчетное время б/о работы:

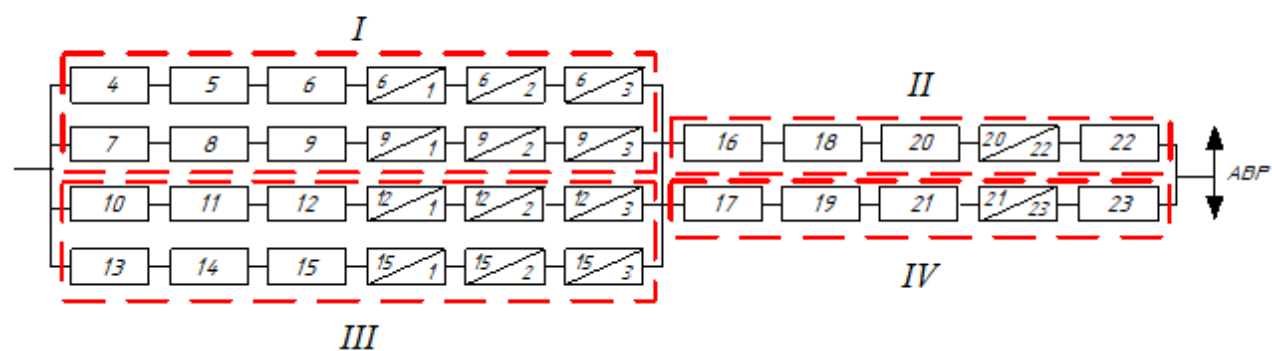
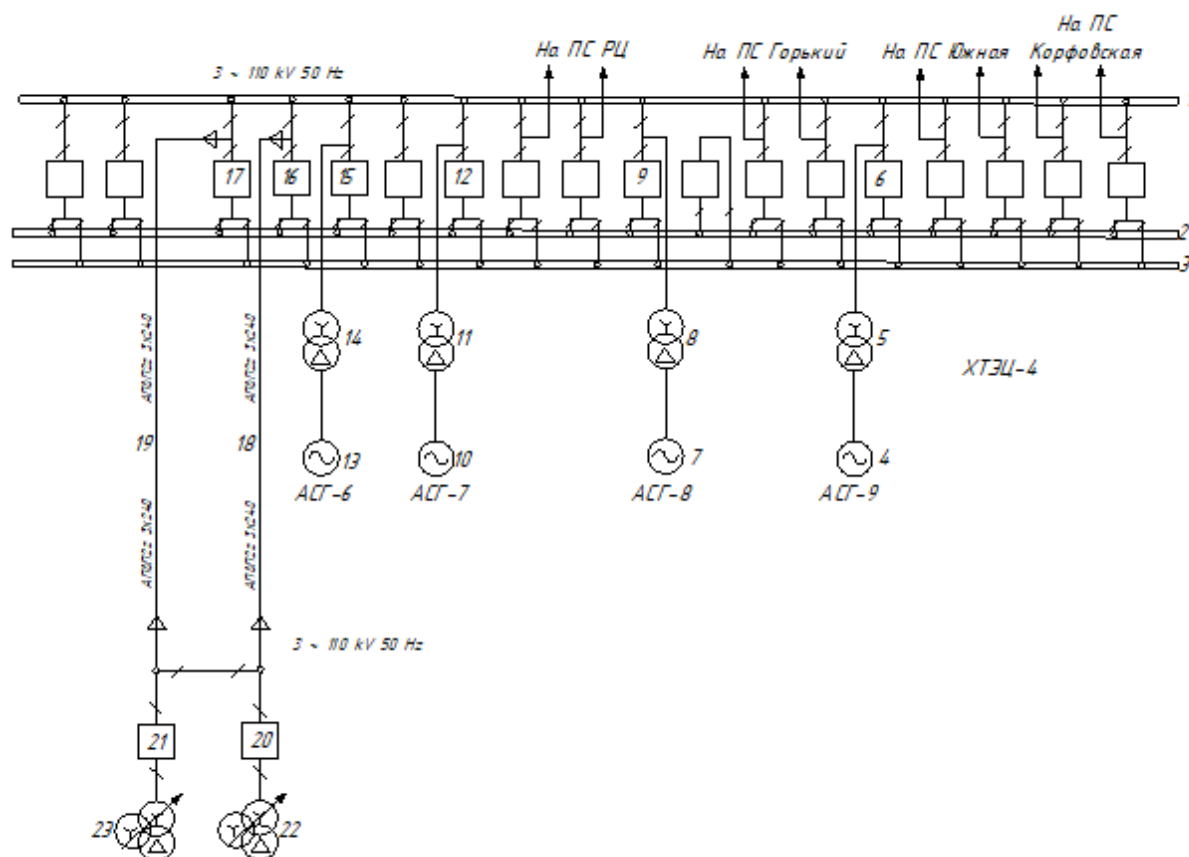
$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 1.252 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} := \frac{q_c}{\omega_c} \cdot 8760 = 0.013 \text{ часов}$$

Расчёт надёжности для варианта №2



Параметры элементов.

ВЛ 110 кВ

$$\omega_{\text{ВЛ}} := 1.7 \frac{1}{\text{ГОД}}$$

$$\mu_{\text{ВЛ}} := 3.8 \frac{1}{\text{ГОД}}$$

$$T_{\text{ВЛ}} := 7 \text{ ч}$$

$$T_{\text{рВЛ}} := 15 \text{ ч}$$

Вероятность отказа дана на 100 км длины, поэтому

$$l_1 := 4.5 \text{ км} \quad \omega_1 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.077$$

$$l_2 := 4.5 \text{ км} \quad \omega_2 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_2}{100} = 0.077$$

$$\begin{array}{l} \text{Шины 110 кВ} \\ \omega_{\text{ш110}} := 0.016 \frac{1}{\text{год}} \quad \mu_{\text{ш110}} := 0.166 \frac{1}{\text{год}} \\ T_{\text{вш110}} := 5 \text{ ч} \quad T_{\text{рш110}} := 4 \text{ ч} \end{array}$$

Трансформаторы 110 кВ, мощностью 10-80 МВт

$$\begin{array}{l} \omega_{\text{т}} := 0.075 \frac{1}{\text{год}} \quad \mu_{\text{т}} := 0.166 \frac{1}{\text{год}} \\ T_{\text{вт}} := 95 \text{ ч} \quad T_{\text{рт}} := 30 \text{ ч} \end{array}$$

$$\begin{array}{l} \text{Выключатели 110 кВ} \\ \omega_{\text{в110}} := 0.017 \frac{1}{\text{год}} \quad \mu_{\text{в110}} := 0.8 \frac{1}{\text{год}} \\ T_{\text{вв110}} := 20 \text{ ч} \quad T_{\text{рв110}} := 12 \text{ ч} \\ a_{\text{кзв110}} := 0.0024 \quad a_{\text{оп110}} := 0.0025 \end{array}$$

$$\begin{array}{l} \text{Турбогенератор} \\ \omega_{\text{тг}} := 0.007 \frac{1}{\text{год}} \quad \mu_{\text{тг}} := 2 \frac{1}{\text{год}} \\ T_{\text{втг}} := 41 \text{ ч} \quad T_{\text{ртг}} := 120 \text{ ч} \end{array}$$

Параметры надежности защит:

$$\begin{array}{l} \text{ДЗШ} \quad q_{\text{дзш}} := 0.0096 \quad \omega_{\text{откдзш}} := 0.00136 \quad p_{\text{дзш}} := 1 - q_{\text{дзш}} = 0.99 \\ \text{ДЗТ} \quad q_{\text{дзт}} := 0.0044 \quad \omega_{\text{откдзт}} := 0.0002 \quad p_{\text{дзт}} := 1 - q_{\text{дзт}} = 0.996 \\ \text{ГЗ} \quad q_{\text{гз}} := 0.00525 \quad \omega_{\text{откгз}} := 0.0000087 \quad p_{\text{гз}} := 1 - q_{\text{гз}} = 0.995 \\ \text{ДФЗ линии} \quad q_{\text{дфзвл}} := 0.0012 \quad \omega_{\text{откдфзвл}} := 0.00194 \quad p_{\text{дфзвл}} := 1 - q_{\text{дфзвл}} = 0.999 \end{array}$$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы

ВЛ 110 кВ

$$q_{\text{вл1}} := \frac{\omega_1 \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 6.113 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{вл2}} := \frac{\omega_2 \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 6.113 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{вл1}} := 1 - q_{\text{вл1}} = 0.99994$$

$$P_{\text{вл2}} := 1 - q_{\text{вл2}} = 0.99994$$

Шины

$$q_{\text{ш110}} := \frac{\omega_{\text{ш110}} \cdot T_{\text{Вш110}}}{8760} = 9.132 \times 10^{-6}$$

$$P_{\text{ш220}} := 1 - q_{\text{ш110}} = 0.99999$$

Трансформаторы

$$q_{\text{т}} := \frac{\omega_{\text{т}} \cdot T_{\text{Вт}}}{8760} = 8.134 \times 10^{-4}$$

$$P_{\text{т}} := 1 - q_{\text{т}} = 0.99919$$

Выключатели 110 кВ

$$q_{\text{в110}} := \frac{\omega_{\text{в110}} \cdot T_{\text{Вв110}}}{8760} = 3.881 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{в220}} := 1 - q_{\text{в110}} = 0.99996$$

Дополнительные параметры для выключателей:

$$a_{\text{кзв110}} = 2.4 \times 10^{-3} \quad a_{\text{о.п}} := 0.004 \quad N_{\text{оп}} := 1 \quad T_{\text{оп}} := 45 \quad a := 1 \quad k_{\text{апв}} := \frac{1}{13}$$

$$q_{\text{ст.вык110}} := \frac{\omega_{\text{в110}} \cdot T_{\text{Вв110}}}{8760} = 3.881 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{ст.вык220}} := 1 - q_{\text{ст.вык110}}$$

Турбогенератор

$$q_{\text{ТГ}} := \frac{\omega_{\text{ТГ}} \cdot T_{\text{ВТГ}}}{8760} = 3.276 \times 10^{-5}$$

$$p_{\text{ТГ}} := 1 - q_{\text{ТГ}} = 0.99997$$

Определяем вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов:

$$q_{\text{I}} := q_{\text{ТГ}} + q_{\text{Г}} + q_{\text{QВЫК}} + a_{\text{КЗВ110}} \cdot (q_{\text{Ш110}} + q_{\text{Ш110}} + q_{\text{Ш110}}) = 9.055 \times 10^{-4}$$

$$q_{\text{II}} := q_{\text{QВЫК}} + q_{\text{ВЛ1}} + q_{\text{QВЫК}} + (a_{\text{КЗВ110}} \cdot q_{\text{Г}}) + q_{\text{Г}} = 9.952 \times 10^{-4}$$

$$q_{\text{III}} := q_{\text{ТГ}} + q_{\text{Г}} + q_{\text{QВЫК}} + a_{\text{КЗВ110}} \cdot (q_{\text{Ш110}} + q_{\text{Ш110}} + q_{\text{Ш110}}) = 9.055 \times 10^{-4}$$

$$q_{\text{IV}} := q_{\text{QВЫК}} + q_{\text{ВЛ1}} + q_{\text{QВЫК}} + (a_{\text{КЗВ110}} \cdot q_{\text{Г}}) + q_{\text{Г}} = 9.952 \times 10^{-4}$$

$$q_{\text{Э1}} := q_{\text{I}} + q_{\text{II}} = 1.901 \times 10^{-3}$$

$$q_{\text{Э2}} := q_{\text{III}} + q_{\text{IV}} = 1.901 \times 10^{-3}$$

$$q_{\text{С}} := q_{\text{Э1}} \cdot q_{\text{Э2}} = 3.613 \times 10^{-6} \quad 1 - q_{\text{С}} = 0.9999963873$$

Определяем параметры потока отказов смежных элементов схемы замещения:

$$\omega_{\text{СТ.ВЫК110}} := \omega_{\text{В110}} = 0.017$$

$$\omega_{\text{СМ11}} := (1 - \omega_{\text{Ш110}}) \cdot (1 - \omega_{\text{СТ.ВЫК110}}) \cdot (1 - \omega_1)$$

$$\omega_{\text{РМ11}} := (1 - \omega_{\text{ОТКДФЗВЛ}}) \cdot (1 - \omega_{\text{ОТКДФЗВЛ}})$$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{QВЫК}} := & \omega_{\text{СТ.ВЫК110}} \dots \\ & + a_{\text{КЗВ110}} \cdot (1 + a \cdot k_{\text{АПВ}}) \cdot (1 - \omega_{\text{СМ11}}) \cdot (1 - \omega_{\text{РМ11}}) \dots \\ & + a_{\text{О.П}} \cdot N_{\text{ОП}} \end{aligned}$$

$$\omega_I := \omega_{\Gamma} + \omega_T + \omega_{Q_{\text{ВЫК}}} + a_{\text{КЗВ110}} \cdot (\omega_{\text{ш110}} + \omega_{\text{ш110}} + \omega_{\text{ш110}}) = 0.103$$

$$\omega_{II} := \omega_{Q_{\text{ВЫК}}} + \omega_2 + \omega_{Q_{\text{ВЫК}}} + a_{\text{КЗВ110}} \cdot \omega_T + \omega_T = 0.194$$

$$\omega_{III} := \omega_{\Gamma} + \omega_T + \omega_{Q_{\text{ВЫК}}} + a_{\text{КЗВ110}} \cdot (\omega_{\text{ш110}} + \omega_{\text{ш110}} + \omega_{\text{ш110}}) = 0.103$$

$$\omega_{IV} := \omega_{Q_{\text{ВЫК}}} + \omega_2 + \omega_{Q_{\text{ВЫК}}} + a_{\text{КЗВ110}} \cdot \omega_T + \omega_T = 0.194$$

$$\omega_{31} := \omega_I + \omega_{II} = 0.297$$

$$\omega_{32} := \omega_{III} + \omega_{IV} = 0.297$$

$$\omega_c := \omega_{31} \cdot \omega_{32} = 0.088$$

Среднее время б/о работы:

$$T_c := \frac{1}{\omega_c} = 11.352 \text{ лет}$$

Расчетное время б/о работы:

$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 1.192 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} := \frac{q_c}{\omega_c} \cdot 8760 = 0.359 \text{ часов}$$