

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

«22» 06

2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрической сети Приморского края в
связи с подключением подстанции Раффлс

Исполнитель

студент группы 842-ом2


подпись, дата

11.06.2020

Д.С. Перемышленников

Руководитель

канд.техн.наук, доцент


подпись, дата

11.06.20

А.Н. Козлов

Руководитель

магистерской программы

докт.техн.наук,

профессор


подпись, дата

15.06.2020

Н.В. Савина

Нормоконтроль

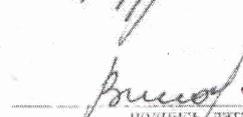
ст. преподаватель


подпись, дата

22.06.2020

Н.С. Бодруг

Рецензент


подпись, дата

24.06.2020

М.А. Виноградова

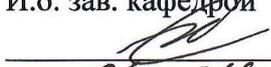
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 06 » 04 202 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Переломов Димитрий Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Иновационное развитие электрической сети Приморского края в связи с подключением подстанции Раффорс.
(утверждено приказом от 10.03.2019 № 548-УД)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта - схема района проектируемые подстанции Раффорс; Предполагаемая расчетная мощность подстанции Раффорс.

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

Структурный анализ электроэнергетической системы района; Расчет и анализ установившихся режимов электрической сети.

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

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

7. Дата выдачи задания 19.10.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козов А.Н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 19.10.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 101 с., 25 рисунков, 53 формулы, 51 таблицу, 22 использованных источника, 6 приложений.

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

В данной магистерской диссертации была произведена разработка схем подключения ПС Раффлс в Приморском крае к уже существующей сети. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin 3. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС Раффлс с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Приморского края	9
1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	9
1.1.1 Характеристика источников питания	9
1.1.2 Структурный анализ ЛЭП	16
1.1.3 Структурный анализ ПС	17
1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	19
1.2.1 Моделирование существующего участка сети	21
1.2.2 Анализ режимов существующей сети	21
2 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	29
2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе проектирования	29
2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	31
2.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Раффлс к ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Береговая 1	31
2.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Раффлс к РУ 110 кВ ПС Береговая 2	32
2.3 Выбор схемы ОРУ 110 кВ	37
2.4 Выбор КРУ 10 кВ	38
2.5 Выбор выключателей	39
2.6 Выбор разъединителей	45
2.7 Выбор трансформаторов тока	47
2.8 Выбор трансформаторов напряжения	53
2.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	56
2.10 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений	58
3 Выбор оптимального варианта развития сети	70

3.1	Капиталовложения	70
3.2	Расчет эксплуатационных издержек	72
3.3	Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	74
3.4	Оценка экономической эффективности проекта	75
3.4.1	Оценка экономической эффективности проекта №1	75
3.4.2	Оценка экономической эффективности проекта №2	80
4	Выбор устройств релейной защиты	83
4.1	Сведения о микропроцессорном устройстве	84
4.2	Расчет дифференциальной защиты трансформатора	86
4.2.1	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	87
4.2.2	Выбор уставок дифференциальной отсечки	88
4.2.3	Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты	89
4.3	Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора	90
4.4	Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора	94
4.5	Газовая защита трансформатора	95
	Заключение	98
	Библиографический список	99
	Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	102
	Приложение Б Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3	103
	Приложение В Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin 3	109
	Приложение Г Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin 3	115
	Приложение Д Расчёт экономической эффективности варианта № 1 в программе Mathcad Prime 3.1	121
	Приложение Е Расчёт экономической эффективности варианта № 2 в программе Mathcad Prime 3.1	123

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ИП – источник питания;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ВЛ – воздушная линия;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ТЭС – тепловая электростанция;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ШР – шунтирующий реактор;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- ТКЗ – токи короткого замыкания;
- ВДТ – вольтодобавочный трансформатор.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – это одна из самых значительных отраслей промышленности Российской Федерации. От уровня развития электроэнергетики зависит всё народное хозяйство, а также уровень научно-технического развития в стране.

В данной работе проводится разработка инновационной схемы подключения ПС Раффлс в Приморском крае. Разработка инновационной схемы подключения включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети, улучшить качество электроэнергии и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Целью проекта является разработка технически осуществимой, а также экономически выгодной схемы подключения проектируемой подстанции на основе инновационных технологий, способной обеспечить потребителей надёжной и качественной электроэнергией в рассматриваемом районе.

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

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

Магистерская диссертация разработана в операционной системе Windows 10 с использованием: Microsoft Office Word 2017г., Microsoft Office Visio 2017 г, Microsoft Office Excel 2017г, MathType 6.1 Equation, Mathcad Prime 3.1, ПКВ RastrWin 3.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

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

1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

1.1.1 Характеристика источников питания

Артемовская ТЭЦ

Основным видом деятельности Артемовской ТЭЦ является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме Артемовская ТЭЦ может осуществлять следующие функции:

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

На Артемовской ТЭЦ установлены турбоагрегаты мощности: №5, №6, №7, №8 — 100 МВт.

Генераторное напряжение – 10,5 кВ.

Марка генераторов – 4 x ТВФ-100-2.

ТВФ – турбогенератор с водородным охлаждением.

Количество полюсов – 2.

ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ.

Первый турбоагрегат пущен в работу в 1975 году, в 1980 году запущен четвертый гидроагрегат и Артемовская ТЭЦ вышла на полную мощность.

До 2025 года планируется произвести замену всех 4 турбоагрегатов.

Главная электрическая схема ТЭЦ построена следующим образом: все четыре турбоагрегата (№5, №6, №7 и №8) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа АДЦТН-125000/220 и ТДЦ-125000/110 и выдают мощность на напряжение 220 кВ. устройства ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ.

РУ ВН Артемовской ТЭЦ:

$U_{\text{НОМ}}$: 220 кВ

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

Количество ячеек: 5 линейные, 2 трансформаторные, 1 СОВ.

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

Выключатели: установлены по 1 выключателю на два присоединения.

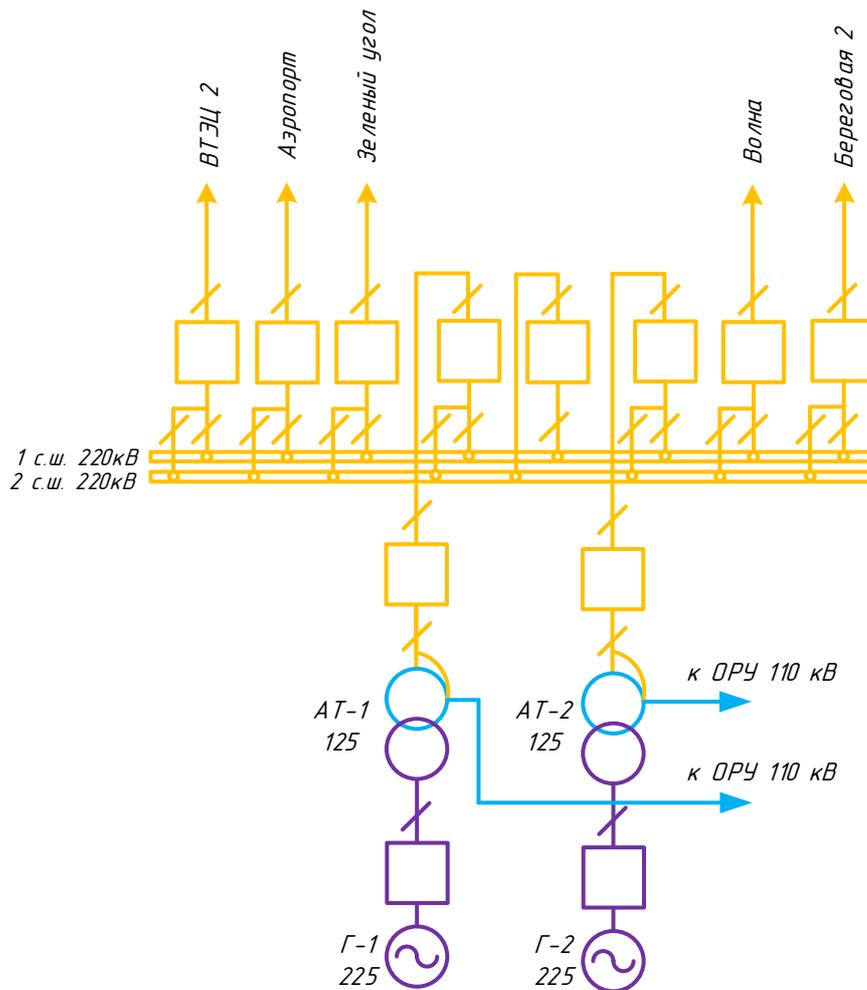


Рисунок 1 – Схема Артемовской ТЭЦ 220 кВ

Таблица 1 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-125000	2	11	35	21,5	380	135	625	0,5

Таблица 2 – Генераторы

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

РУ СН Артемовской ТЭЦ:

$U_{НОМ}$: 110 кВ

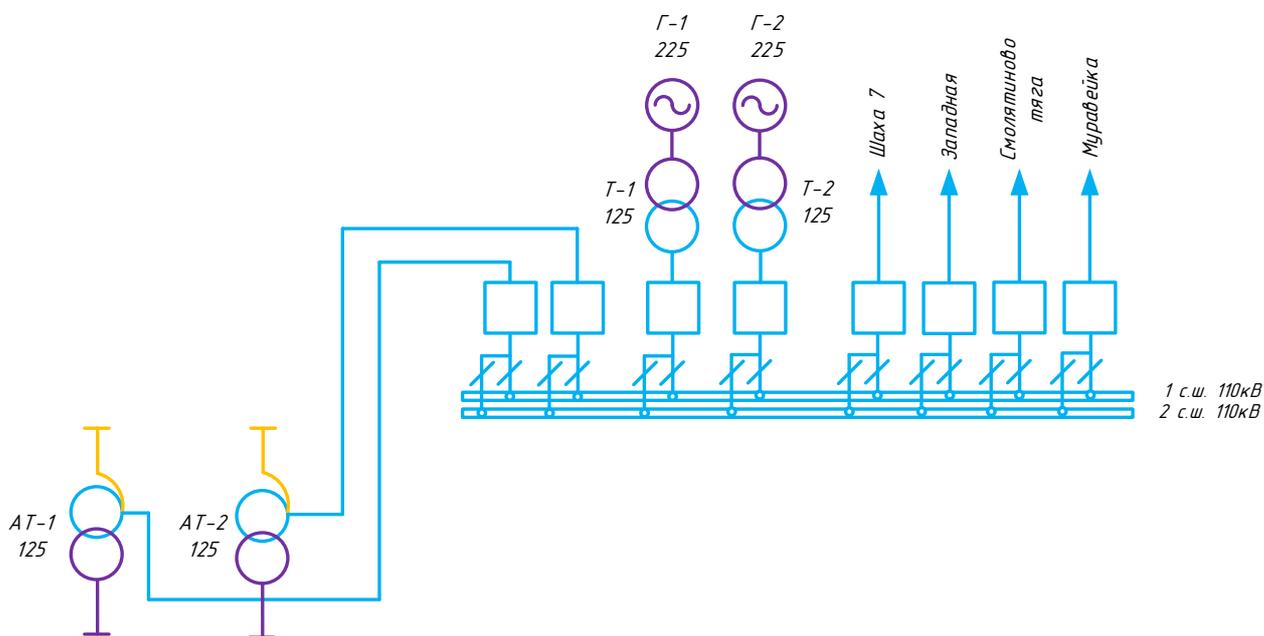


Рисунок 2 – Схема Артемовской ТЭЦ 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие системы шин, ОРУ.

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

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

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

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_k, \%$			$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta Q_x,$ кВАр	$I_x, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ- 125000/110/10,5	2	11			650	240	1125	0,45

Таблица 4 – Генераторы

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

Владивостокская ТЭЦ-2

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

- выдача мощности и выработка электроэнергии и тепла;
- принятие неравномерной нагрузки;
- участие в регулировании основных параметров энергосистемы;
- обеспечение аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного — по энергии;
- резкое повышение надежности функционирования всей энергосистемы региона.

Строительство Владивостокской ТЭЦ-2 позволило:

- прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- регулировать частоту в приморской энергосистеме;
- разместить заказы в проектных институтах, машиностроительных заводах, предприятиях стройиндустрии и др.

Установленная электрическая мощность составляет 497 МВт.

РУ ВН Владивостокской ТЭЦ-2:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

Схема РУ: Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 6 линейных, 2 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

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

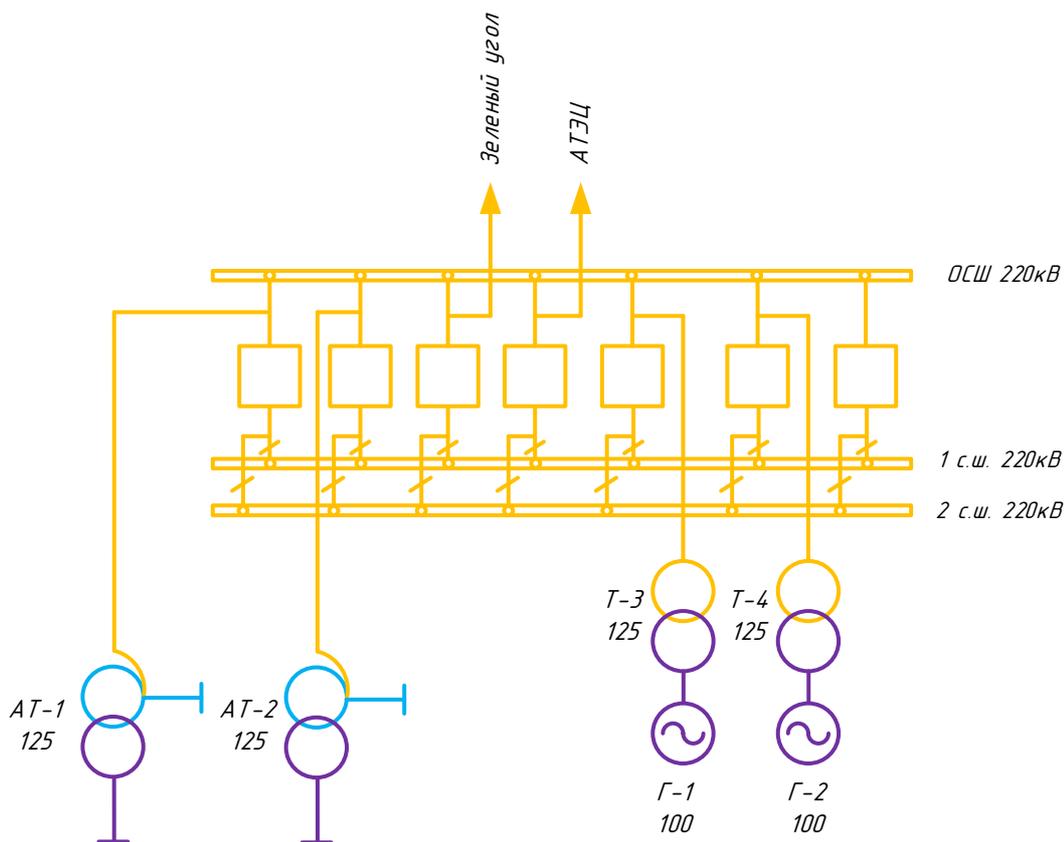


Рисунок 3 – Схема ВН Владивостокской ТЭЦ-2 220 кВ

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН- 125000/220/110/10	2	11	45	28	305	125	720	0,5
ТДЦ- 125000/220/10,5	2	11			380	135	625	0,5

Таблица 6 – Генераторы

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

РУ СН Владивостокской ТЭЦ-2:

U_{НОМ}: 110 кВ

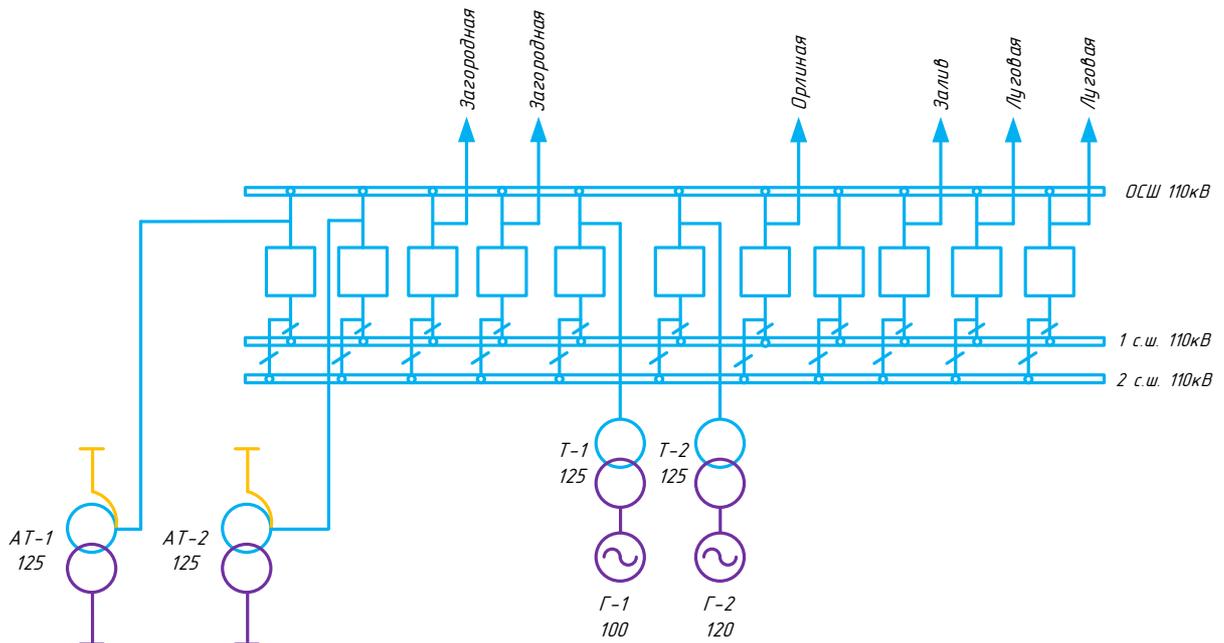


Рисунок 4 – Схема СН Владивостокской ТЭЦ-2 110 кВ

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

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

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

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

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

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

Таблица 8 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТВФ-100-2	1	100	10,5	3000	3630
ТВФ-120-2	1	120	10,5	3000	3630

1.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 9 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Владивостокская ТЭЦ 2 – Зеленый угол	220	АС-300	9,56	ВЛ
Зеленый угол - Русская		АС-300	17,335	ВЛ
Владивостокская ТЭЦ 2 – Артемовская ТЭЦ		АС-300	69,9	ВЛ
Артемовская ТЭЦ - Аэропорт		АС-400	19,446	ВЛ
Артемовская ТЭЦ - Береговая		АС-300	45,3	ВЛ
Береговая - Перевал		АСО-300	34,39	ВЛ
Аэропорт - Владивосток		АС-400	19,046	ВЛ
Владивосток - Волна		АСО-300	53,634	ВЛ
Зеленый угол - Волна		АСО-300	11,41	ВЛ
Владивостокская ТЭЦ 2 - Загородная		110	2хАС-150	35,65
Артемовская ТЭЦ - Штыково	2хАС-150		24,67	ВЛ
Артемовская ТЭЦ - Муравейка	АС-120		19,94	ВЛ
Артемовская ТЭЦ – Смоляниново тяга	АС-120		23	ВЛ
Штыково - Факел	2хАС-120		5,6	ВЛ

Таблица 10 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{ном} , кВ	Суммарная протяженность, км
220	280,021
110	108,86

Таблица 11 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС-300	142,095
	АСО-300	99,434
	АС-400	38,492
110	АС-150	60,32
	АС-120	48,54

1.1.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 12 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
Русская	Проходная
Зеленый угол	Узловая
Загородная	Проходная
Аэропорт	Проходная
Береговая	Проходная
Перевал	Узловая
Штыково	Узловая
Муравейка	Проходная
Смоляниново/т	Проходная
Промузел	Проходная

Таблица 13 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
Русская	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
Зеленый угол	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
Загородная	Мостик с выключателями в цепях линии
Аэропорт	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
Береговая 2	Четырехугольник
Перевал	Мостик с выключателями в цепях линии
Штыково	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
Муравейка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
Смоляниново/т	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии
Промузел	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов

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

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Русская	2 х АДЦТН-63000/220/110/10
Зеленый угол	2 х АДЦТН-63000/220/110/10
Загородная	ТРДН-25000/110/10 ТРДН-40000/110/10
Аэропорт	2 х ТРДН-40000/220/10
Береговая	2 х АДТН-63000/220/110/10
Перевал	2 х АДЦТН-63000/220/110/10
Штыково	2 х ТДН-16000/110/10
Муравейка	2 х ТДН-16000/110/10
Смоляниново/т	2 х 40000/110/27,5/10
Промузел	2 х ТДН-16000/110/10

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связанность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями из всех подстанций в ближайшем районе проектирования не обладают никакие подстанции.

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

Практически все ЛЭП являются одноцепными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-300.

1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 02.06.2017 г;
- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 20.12.2017 г.

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Аэропорт.

$$P^{прог} = 12,4 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 14,92 \text{ МВт};$$

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

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС рассматриваемой сети.

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

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;

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

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

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

1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

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

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

1.2.2 Анализ режимов существующей сети.

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

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. Отклонения по напряжению ни в одном узле не превышают 5% . Отклонения по напряжению представленных в таблице 15.

Таблица 15 – Отклонения напряжений в узлах сети

Номер	Название	Uном, кВ	V, кВ	dV, %
10	Аэропорт НН 1	10	9,86	-1,38
11	Аэропорт НН 2	10	9,86	-1,38
15	Береговая 2 СН	110	107,73	-2,06
16	Береговая 2 НН	10	9,70	-3,04
20	Перевал НН 1	10	9,68	-3,24
21	Перевал НН 2	10	9,68	-3,24
25	Широкая СН	110	107,77	-2,03
26	Широкая НН	10	9,70	-3,00
31	Лозовая НН	10	9,99	-0,11
35	Козьмино СН	35	35,14	0,41
36	Козьмино НН	10	9,88	-1,16
45	Чугуевка 2 СН	220	221,89	0,86
46	Чугуевка 2 НН	10	10,09	0,86

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

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

Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,10	825	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	360,40	710	50,76
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	223,14	710	31,43
Перевал ВН - Широкая ВН	182,02	710	25,64
Широкая ВН - Лозовая СН	166,27	710	23,42
Лозовая СН - Козьмино ВН	30,90	710	4,35

Продолжение таблицы 16

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Лозовая СН - Козьмино ВН	29,42	710	4,14
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	450,96	710	63,52
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	204,66	710	28,83
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	94,83	710	13,36

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

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

Схема нормального режима сети показана на рисунке 5.

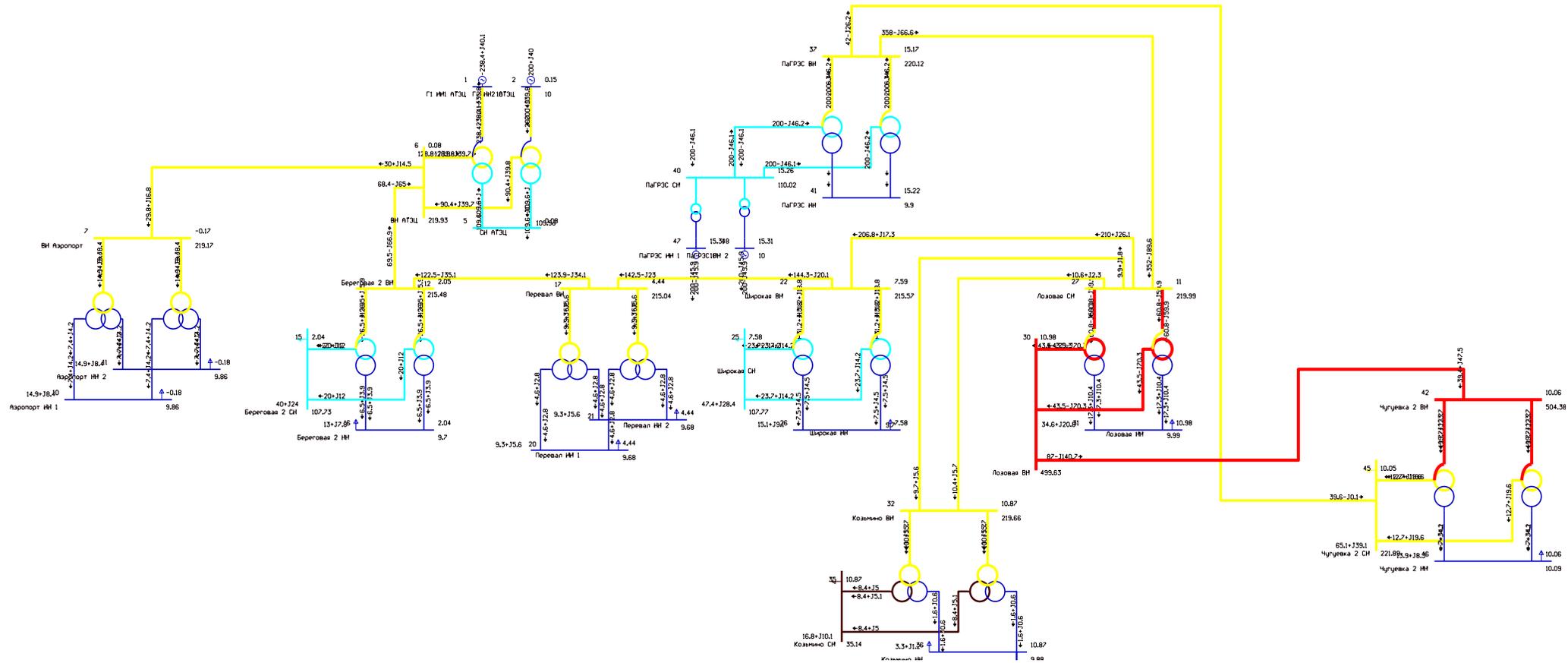


Рисунок 5 – Схема нормального режима

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 500 кВ Лозовая – Чугуевка 2;
- отключена ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая.

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении В.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ 500 кВ Лозовая – Чугуевка 2. Проанализировав этот режим видно, что в результате уровни напряжения на некоторых подстанциях стали ниже номинального, но не вышли за пределы допустимого. Представим узлы, в которых отклонение напряжения от номинального значения превышает 5 % в таблице 17.

Таблица 17 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
42	Чугуевка 2 ВН	500	488,46	2,31
43	Чугуевка 2 нейтраль 1	500	488,46	2,31
44	Чугуевка 2 нейтраль 2	500	488,46	2,31
45	Чугуевка 2 СН	220	214,9	2,32
46	Чугуевка 2 НН	10	9,77	2,30

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными. Представим оптимально загруженные линии в таблице 18. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют незначительный процент загрузки (менее 20%).

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	259,02	710	36,48
Широкая ВН - Лозовая СН	155,49	710	21,90
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	281,44	710	39,64

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

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

Таблица 19 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	21,13
Отключена ВЛ 500 кВ Лозовая – Чугуевка 2	9,76
Отключена ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая	20,64

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным по потерям активной мощности является режим, при котором отключена ВЛ 500 кВ Лозовая – Чугуевка 2, так как потери на корону по ЛЭП 500 кВ в данном варианте не учитываются.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 6 и 7.

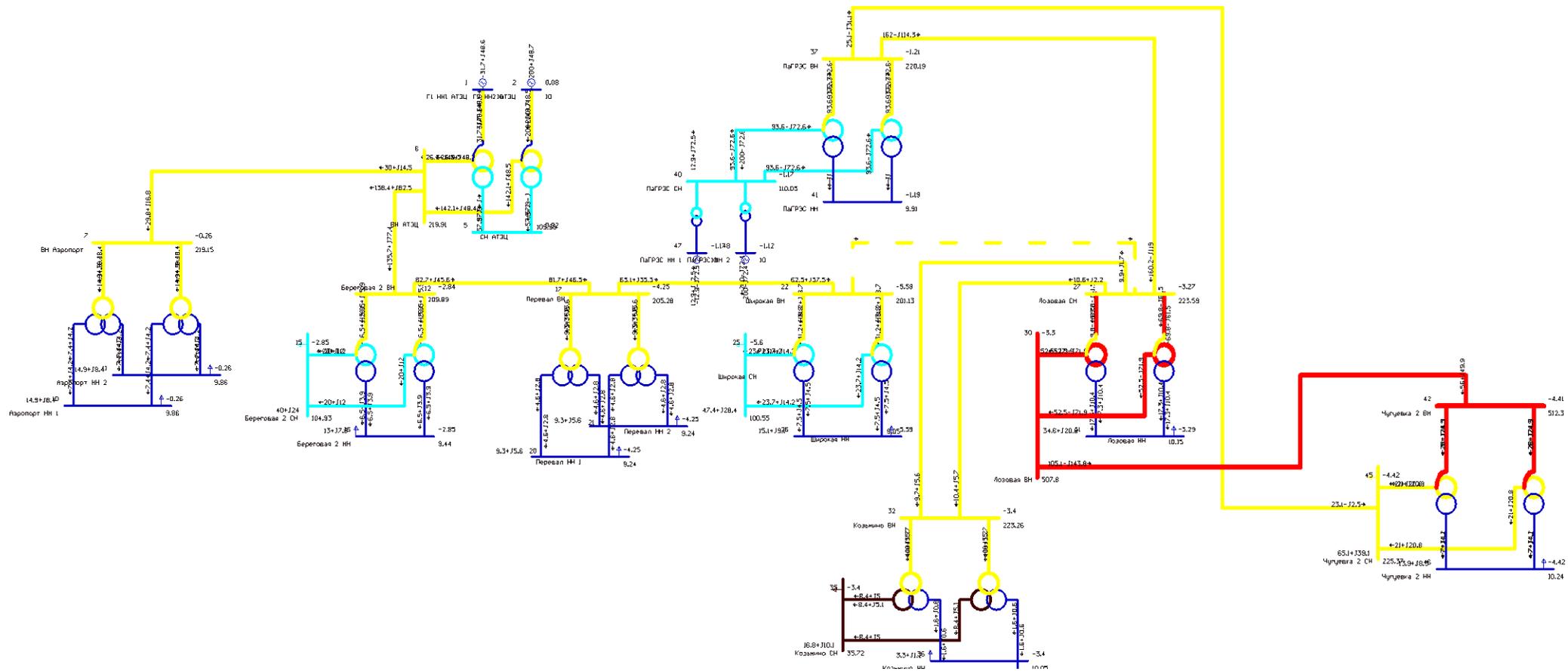


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима при отключении ВЛ 220 кВ Широкая – Лозовая

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимого объекта.

2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

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

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края на период 2017 – 2021 годов» предполагаемая электрическая мощность ПС Раффлс составит 10,7 МВт, ввод нагрузки – 2021 год. С учетом перспективы развития мощность нагрузки составит порядка 24,17 МВт. Ближайшим центром питания является ПС 110 кВ Береговая-1 и ПС 220 кВ Береговая -2. Минимальное расстояние от проектируемой ПС Раффлс до ПС 110 кВ Береговая-1 (по прямой линии) составит около 10 км, до ПС 220 кВ Береговая-2 расстояние принимаем равным 21 км. С помощью формулы Илларионова найдем рациональное напряжение проектируемого участка сети.

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{\frac{P}{n_{ц}}}}}, \quad (2)$$

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{\frac{29,17}{2}}}} = 67,2 \text{ кВ.}$$

Исходя из полученных значений целесообразно принять значение номинального напряжения проектируемой сети равным 110 кВ.

Центрами питания для сети 110 кВ в районе проектирования являются ПС 110 кВ Береговая 1 и ПС 220 кВ Береговая 2. Максимальная нагрузка по автотрансформаторам АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Береговая 2 согласно данным КЗ 2018-2020 гг., составляет 31,37 МВА.

Таблица 20 – Нагрузка АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Береговая 2

КЗ 2017	КЗ 2016	КЗ 2015
S,МВА	S,МВА	S,МВА
31,37	30,34	30,59

Принимая во внимание тот факт, что мощность подключаемой нагрузки ПС Раффлс (24,17 МВт) не превышает резерв трансформаторной мощности ПС 220 кВ Береговая 2, нет необходимости рассматривать возможность другого подключения объекта к сетям 110 и 220 кВ.

Трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Береговая 1 недостаточно, чтобы обеспечить полную нагрузку на проектируемой ПС Раффлс.

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС Раффлс к существующей ВЛ 110 кВ Береговая 1 – Береговая 2. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Раффлс;
- подключение ПС Раффлс заходом ВЛ 110 кВ Береговая 1 – Береговая 2.

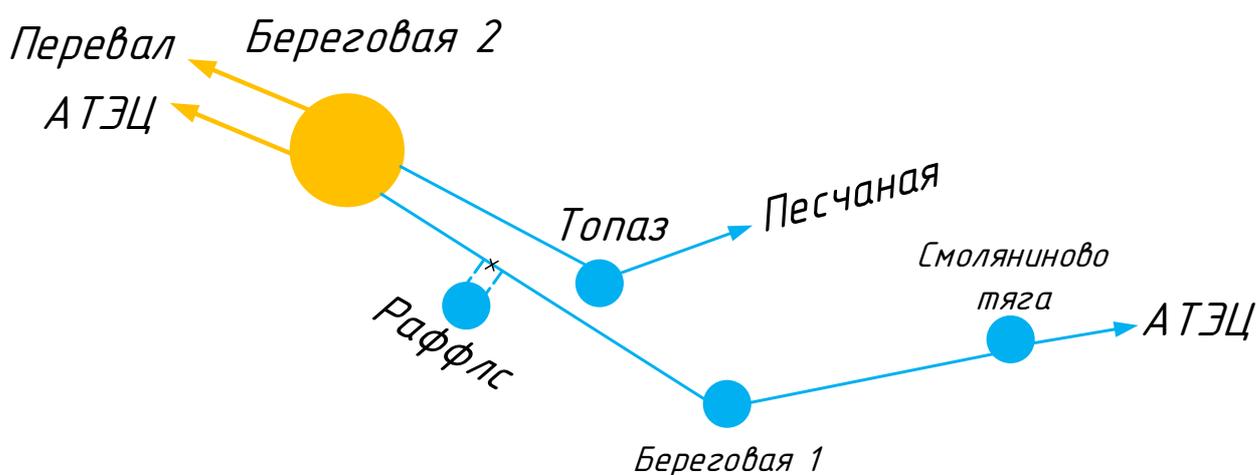


Рисунок 8 – Карта-схема варианта 1

Вариант 2. Предусматривает подключение объектов ПС Раффлс от РУ 110 кВ ПС Береговая 2. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220 кВ Раффлс;
- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Раффлс.

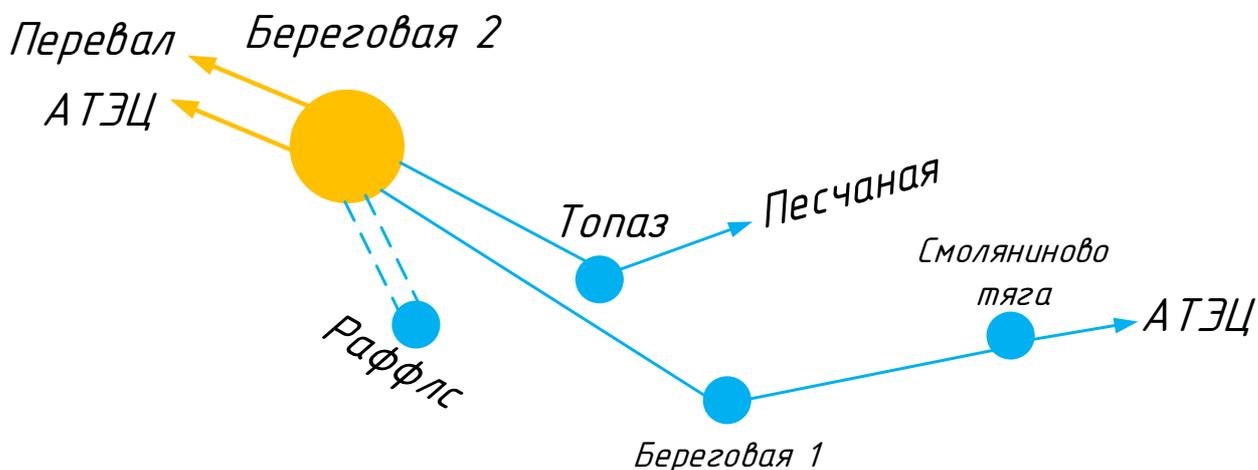


Рисунок 9 – Карта-схема варианта 2

2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

2.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Раффлс к ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Береговая 1

Исходя из географической близости, для минимизации капиталовложений в строительство электросетевых объектов, подключение ПС 110 кВ Раффлс к существующим электрическим сетям предусмотрено заходом ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Береговая 1 протяженностью 14,78 км. Расчет параметров, проектируемых ЛЭП, будет выполнен с учетом выбранного провода марки АССР 297-Т16 и учтен в ПВК Rastrwin 3.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Раффлс предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТРДН-25000/110/10, поскольку коэффициент загрузки в нормальном режиме при использовании данных трансформаторов будет оптимальным. В нормальном

режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (3)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{24,17}{2 \cdot 25} = 0,483.$$

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

$$K_3^{а.р.} = \frac{24,17}{25} = 0,966.$$

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

2.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Раффлс к РУ 110 кВ ПС Береговая 2

Подключение ПС 110 кВ Раффлс к РУ 110 кВ ПС Береговая 2 предусмотрено двумя ВЛ протяженностью 21 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Раффлс предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТРДН-25000/110/10, поскольку коэффициент загрузки в нормальном режиме при использовании данных трансформаторов будет оптимальным. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (20)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{24,17}{2 \cdot 25} = 0,483.$$

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

$$K_3^{а.р.} = \frac{24,17}{25} = 0,966.$$

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

Для ПС Раффлс выбираем следующие типовые схемы РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», которая применяется на напряжении 35-220 кВ для двухтрансформаторных ПС, питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ при КЗ [18]. В этой схеме каждое присоединение коммутируется одним выключателем. В то же время эта схема является очень экономичной. Такая схема позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов [7].

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

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Раффлс к сети, будут выполнены проводом марки ACCR 297-T16 Ostrich производства компании ЗМ™, который будет выступать в качестве инновационного оборудования.

Провод ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) – высокотемпературный алюминиевый композитный усиленный провод для высоковольтных воздушных линий электропередачи, который позволяет передавать до трех раз больше мощности по сравнению с общеприменимым сталеалюминиевым проводом такого же сечения при соблюдении всех

требований и ограничений по безопасности. Провод ACCR относится к классу высокотемпературных проводов с малым провесом (HTLS – High Temperature Low Sag), и главным его назначением является значительное увеличение пропускной способности линий без замены или значительной реконструкции существующей инфраструктуры. Композитный провод ACCR является неизолированным витым многожильным проводом, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил.

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

Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 мм до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 тысяч микрометровых в диаметре и непрерывных по всей длине продольных волокон оксида алюминия (Al₂O₃). Таким образом, каждая проволока сердечника представляет собой матрицу. Этим сердечником обеспечиваются уникальность, прочность и надежность композитного провода ACCR. Внешне композитный сердечник выглядит подобно стандартному алюминиевому проводу, но его физические и

механические свойства сильно отличаются как от алюминиевого, так и от стального аналогов:

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

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

Повышение энергетической эффективности является одним из основных приоритетов не только международной, но и российской внутренней политики. Основной идеей обновленной Энергостратегии России на период до 2035 года является переход к инновационной модели развития российской энергетики, роста энергоэффективности экономики страны. За счёт применения энергосберегающих технологий почти при двойном росте ВВП к 2035 году

потребление первичной энергии планируется увеличить менее чем на 20%, при этом удельная энергоемкость ВВП должна снизиться более чем на 50%.

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

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

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

Таблица 21 – Характеристики проводов AC-240/32 и ACCR 297-T16

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

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

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемой ПС Раффлс. Расчет токов короткого замыкания был выполнен в ПВК Rastrwin 3. Результаты расчёта приведены в таблице 22. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на РУ 110 кВ.

Таблица 22 – Результаты расчетов ТКЗ на ПС Раффлс

Точка КЗ	Uном, кВ	$I^{(3)}_{кз}$, кА
1	2	3
ВН Раффлс	110	2,88
НН Раффлс	10	31,61

2.3 Выбор схемы ОРУ 110 кВ

В данном пункте рассмотрен выбор схемы соединений открытого распределительного устройства 110 кВ.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категории приемников электрической энергии по надежности;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы;
- экономичность принимаемого варианта;

- гибкость и удобство в эксплуатации;
- возможность расширения ОРУ в дальнейшем;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из всего описанного выше, а также согласно нормам и правилам [8], выбираем для ОРУ 110 кВ типовую схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Схема ОРУ представлена на рисунке 10.

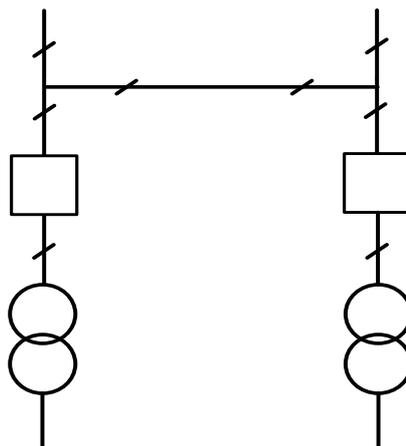


Рисунок 10 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

2.4 Выбор КРУ 10 кВ

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, изображенное на рисунке 11, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630 - 2 000 А.



Рисунок 11 – КРУ-СЭЩ-63

Таблица 23 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

2.5 Выбор выключателей

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

- дугогасительной камеры;
- привода.

Дизайн дугогасительной камеры и привода основан на хорошо зарекомендовавших себя и, в основном, типовых конструктивных решениях,

которые многократно использовались в коммутационных устройствах наружной установки. Данный силовой выключатель применяется в конструкциях с однополюсным дугогашением.

Привод выключателя благодаря современным решениям может располагаться в компактной камере. Пружины включения и отключения выключателя расположены в блоке привода и обеспечивают надежность и простоту конструкции. Вследствие чего снижается количество элементов, приводимых в движение при коммутации. Подшипники качения, используемые в приводе, не требуют никакого технического обслуживания самого механизма взвода пружины. Вместе с этим, применяются неплохо зарекомендовавшие себя конструктивные и технические решения, например, такие, как виброустойчивые защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

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

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

При отключениях токов КЗ элегаз, находящийся в непосредственной близости от дугогасительных контактов, сильно нагревается вследствие термического воздействия энергии дуги. Это приводит к росту давления в контактном цилиндре. Далее, замкнутый дугогасительный контакт освобождает

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

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

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

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

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}},$$

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

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (4)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (5)$$

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

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_k = 9,4^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 448 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (6)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА.}$$

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

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

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (7)$$

$$I_{\max p} = 92 \text{ А.}$$

После выполнения всех расчетов выбираем элегазовый выключатель ВГТ–110 УХЛ1. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 92 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,27 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_K = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 448 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$

Для КРУ 10 кВ выбор выключателя проводится аналогичным методом. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 25, 26, 27.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 1443 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 52,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 700 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 70 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,71 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

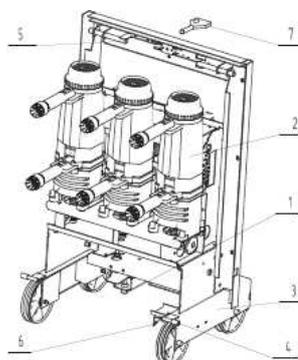


Рис. 16. Выкатной элемент выключателя
 1. Фиксатор; 2. Выключатель типа ВВУ-СЭШ(-П(Э));
 3. Каркас выкатного элемента; 4. Кронштейн управления шторочным механизмом; 5. Запирающее устройство; 6. Узел заземления; 7. Ключ.

Рисунок 12 – Выкатной элемент выключателя ячейки КРУ-10 кВ

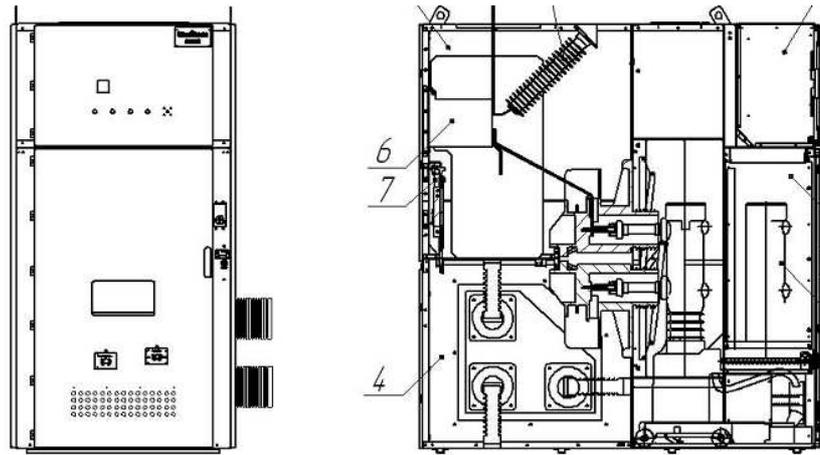


Рисунок 13 – Ячейка с вакуумным выключателем

2.6 Выбор разъединителей

Разъединители и заземляющие устройства КРУ.

Расчет разъединителей производится так же, как и расчет выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. разъединители не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

Ячейки КРУ-10 кВ оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы, изображенными на рисунке 14.

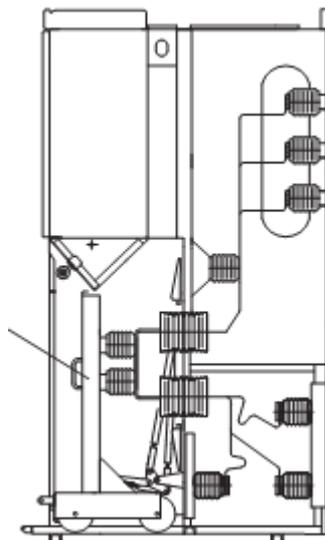


Рисунок 14 – Элемент разъединителя ячейки КРУ-10 кВ

Разъединители и заземляющие устройства КРУЭ.

В отключенном положении разъединители гарантируют безопасный изоляционный промежуток между остальными элементами ОРУ с различным

потенциалом. Они служат для полного отключения распределительного устройства и создания видимого разрыва для обеспечения безопасности людей. Два конусообразных проходных смоляных изолятора являются несущими для токопровода и контакта изоляционного промежутка.

Газ в модуле, находящийся под давлением, создает изоляцию высокого напряжения между активными компонентами и металлическим корпусом. В зависимости от расположения распределительного устройства этот модуль может заключаться в различные корпуса, которые позволяют варьировать контактные выводы проводников к соседним модулям. Возможно подключение сразу двух заземлителей. Модули имеют отдельный, а в некоторых случаях и общий с соседними модулями ОРУ, датчик контроля давления элегаза.

Заземлители (например, рабочий заземлитель или заземлитель сборной шины) – это коммутационные аппараты для заземления и шунтирования цепей. Со стороны вывода применяется зачастую заземлитель, реагирующий на допустимый ток включения (быстродействующий заземлитель), чтобы обеспечить свободу величины напряжения и снизить риск для распределительного устройства, например, если противоположная сторона была неправильно отключена. Заземлители в изолированном исполнении используются для измерений и испытаний приборов релейной защиты.

В распределительном устройстве открытого типа штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.

2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.

4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.

5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

2.7 Выбор трансформаторов тока

Основной задачей такого трансформатора является преобразование тока. Он корректирует свойства тока с помощью первичной обмотки, подключенной в цепь по последовательной схеме. Вторичная обмотка измеряет измененный ток. Для такой задачи установлены реле, измерительные приборы, защита, регуляторы.

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

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

Чтобы выбрать трансформатора тока, необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (8)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (9)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 110 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Линии 110 кВ					
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	5	5	5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	5	5	5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}) \quad (10)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (11)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (12)$$

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

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

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (13)$$

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

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

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

Сечение провода определяется по формуле:

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

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

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

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

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
110	50-100
10	6 - 10

Принимаем кабель с сечением 2,5 мм², тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (15)$$

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

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

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

На стороне высокого напряжения выбираем ТТ ТОГФ-110 УХЛ1. Выбранный ТТ представляет собой сборный отдельностоящий блок опорной металлоконструкции, который предназначается для наружной установки в электроустановках трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц, в составе открытых распределительных устройств (ОРУ) класса напряжения 110 кВ, в районах с умеренным и холодным климатом, в условиях нормальной и загрязненной атмосферы.

Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на

различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 150 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{раб.маx} = 90 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ 4, $r_{np} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{np.min} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{np.ном} = 2,5 \text{ мм}^2$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$ $I_{ном} \geq I_{раб.маx}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

На стороне НН выбираем трансформатор тока в составе КРУ ТОЛ-СЭЦ-21-У2. Расчет производим аналогично. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{раб.маx} = 1385 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ 4, $r_{np} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{np.min} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{np.ном} = 2,5 \text{ мм}^2$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$ $I_{ном} \geq I_{раб.маx}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

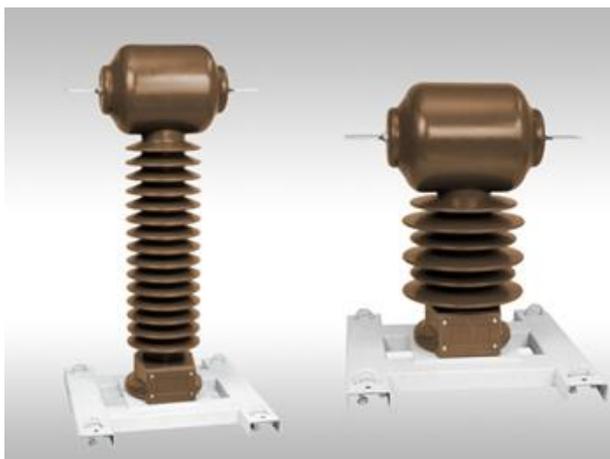


Рисунок 15 – ТТ ТОЛ-СЭЩ-21У2

2.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения – это один из видов трансформаторов, который еще называют измерительным, предназначенный для отделения первичных цепей высокого и сверх высокого напряжений и цепей измерений, РЗ и А. Также их используют для понижения высоких напряжений (110, 10 и 6 кВ) до стандартных нормируемых величин напряжений вторичных обмоток – 100 либо $100/\sqrt{3}$.

Помимо этого, применение трансформаторов напряжения в электроустановках позволяет изолировать маломощные низковольтные измерительные приборы и устройства, что удешевляет стоимость и позволяет использовать более простое оборудование, а также обеспечивает безопасность обслуживания электроустановок.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (16)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

На стороне высокого напряжения 110 кВ устанавливаем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-110-УХЛ1. Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 используется для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью. Основное назначение ТН: передача сигнала измерительной информации устройствам автоматики, приборам измерения и защиты, сигнализации и управления. Имеет каскадную конструкцию и состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора имеет по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах. Трансформатор устойчив к токам короткого замыкания и дуговым разрядам на линии.

Измерительный трансформатор напряжения состоит из:

- первичной обмотки;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 24,2^2} = 35,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 126,5 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_p = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10-У.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 24,2^2} = 35,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_P = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

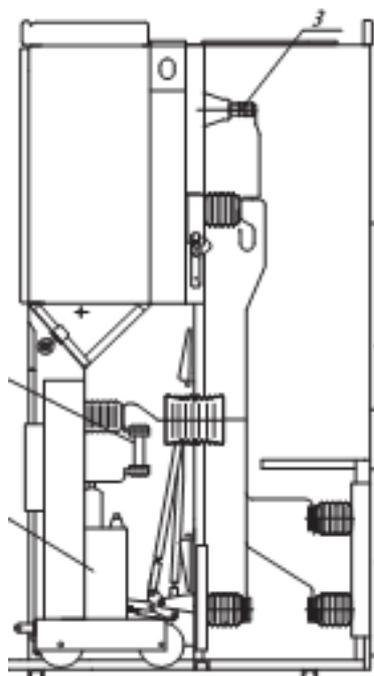


Рисунок 16 – Шкаф трансформатора напряжения ячейки КРУ-10 кВ

2.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Для питания потребителей в шкафах КРУ используются сухие ТСН. Подключение производится через воздушный вывод ячейки, где размещаются трансформаторы напряжения или до вводного выключателя КРУ отпайкой от воздушного ввода в КРУ. Использование «сухих» ТСН с естественным воздушным охлаждением и изоляцией без применения масла упрощает обслуживание и уменьшает влияние на окружающую среду.

Для КРУН применяются масляные ТСН. Если выбран ТСН с мощностью более 63 кВА, то он размещается вне КРУ, а устройство коммутации устанавливается внутри КРУ.

На всех двух трансформаторных подстанциях 35 кВ и выше предусмотрены два ТСН.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение КРУЭ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	18,5

$$S_{pac} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (17)$$

$$S_{pac} = \sqrt{303,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 63/10/0,4.

2.10 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений являются разрядниками, которые не имеют искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

К основным характеристикам ограничителей перенапряжений относятся:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для того, чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \times U_{ном.сети}, \quad (18)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \times 110 = 126,5, \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48 [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (19)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{110}{1,48} = 74, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-110/154/10/550-УХЛ1.

Удельная энергоемкость принятого ОПН составляет 2,75 кДж/кВ, что позволяет отнести его ко 2му классу энергоемкости. Осуществляем выбор
Осуществляем выбор ОПН для НН 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 10 = 11, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{11}{0,9} = 12,3, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-10/12,7/1 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении линии 110 кВ Береговая 2 – Раффлс, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Д и в таблицах 36-39.

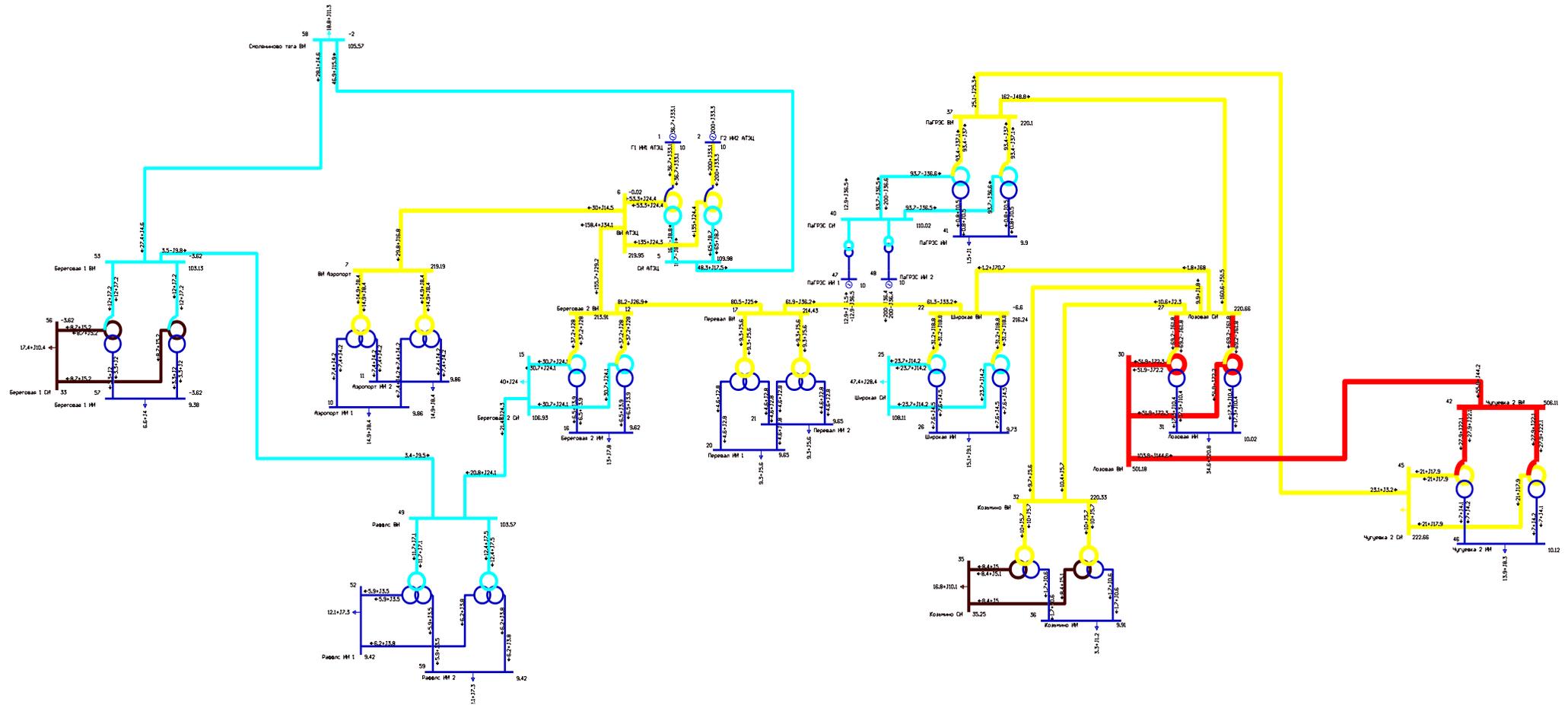


Рисунок 17 – Нормальный режим при подключении ПС Раффлс способом №1

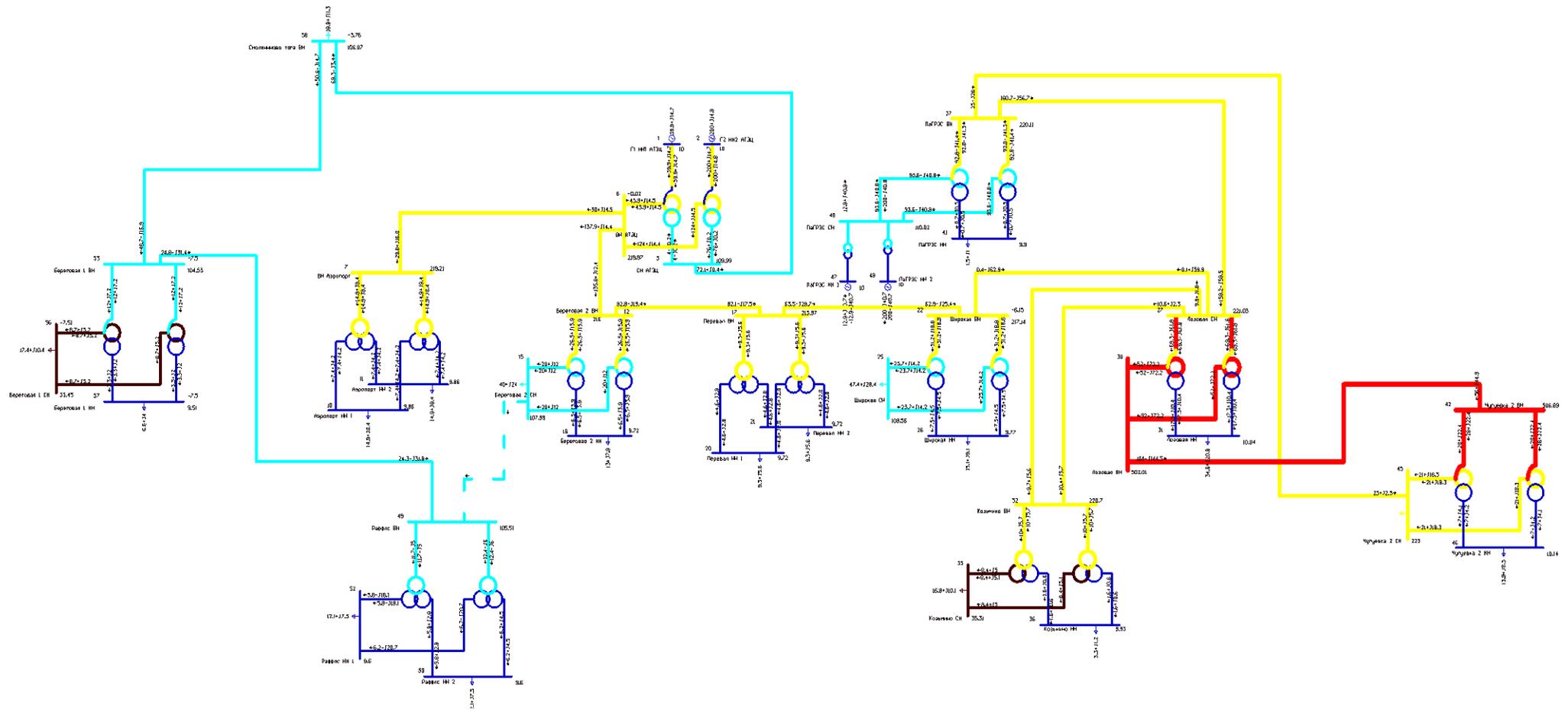


Рисунок 18 – Послеаварийный режим при подключении ПС Раффлс способом №1

Таблица 36 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	I/I_dop, %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,11	825	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	430,12	710	60,58
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	234,87	710	33,08
Перевал ВН - Широкая ВН	196,82	710	27,72
Широкая ВН - Лозовая СН	189,48	710	26,68
Лозовая СН - Козьино ВН	30,95	710	4,36
Лозовая СН - Козьино ВН	29,47	710	4,15
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	440,33	710	62,01
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	205,08	710	28,88
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	93,19	710	13,12
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	174,28	710	24,54
Раффлс ВН - Береговая 1 ВН	58,99	710	8,30
СН АТЭЦ - Смоляниново тяга ВН	270,29	710	38,07
Береговая 1 ВН - Смоляниново тяга ВН	155,30	710	21,87

Таблица 37 – Отклонения напряжений в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
49	Раффлс ВН	110	104,81	4,71
52	Раффлс НН	10	9,54	4,62

Таблица 38 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	I/I_dop, %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,11	825	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	364,54	710	51,34
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	227,43	710	32,03

Продолжение таблицы 38

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Перевал ВН - Широкая ВН	186,27	710	26,23
Широкая ВН - Лозовая СН	167,55	710	23,60
Лозовая СН - Козьмино ВН	30,91	710	4,35
Лозовая СН - Козьмино ВН	29,42	710	4,14
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	446,91	710	62,94
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	204,78	710	28,84
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	94,53	710	13,31
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	0,00	710	0,00
Раффлс ВН - Береговая 1 ВН	178,07	710	25,08
СН АТЭЦ - Смоляниново тяга ВН	474,11	710	66,78
Береговая 1 ВН - Смоляниново тяга ВН	350,44	710	49,36

Таблица 39 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
49	Раффлс ВН	110	105,51	4,08
52	Раффлс НН	10	9,6	3,98

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 25 и 27 представлены узлы проектируемой ПС 110 кВ Раффлс, отклонения напряжения в которых не превышают 5% даже в послеаварийном режиме. В таблицах 24 и 26 представлены ЛЭП рассматриваемого района проектирования, в том числе линии Береговая 2 – Раффлс и Раффлс – Береговая 1.

Для ПС Раффлс выбираем следующие типовые схемы РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н) – применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ЛЭП. Данная схема является наиболее дешевой с учетом количества присоединений.

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

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Раффлс, будут выполнены инновационным проводом марки ACCR 297-T16 Ostrich производства компании ЗМ™, который будет выступать в качестве инновационного оборудования.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН и НН проектируемой ПС 110 кВ Раффлс в ПВК Rastrwin 3. Результаты расчета приведены в таблице 40. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на РУ 110 кВ.

Таблица 40 – Расчет ТКЗ на шинах ВН и НН ПС Раффлс

Точка КЗ	U _{ном} , кВ	I ⁽³⁾ _{кз} , кА
1	2	3
ВН Раффлс	110	3,39
НН Раффлс	10	37,2

Результаты по выбору выключателей на стороне ВН приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ ПС Раффлс

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 66$ А	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{п0} = 7,74$ кА	$I_{откл.ном} = 50$ кА	$I_{откл.ном} > I_{п0}$

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{уд} = 19,48$ кА	$i_{дин} = 125$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 62,86$ кА ² с	$B_{к.ном} = 7500$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 7,84$ кА	$i_{аном} = 103,945$ кА	$i_{аном} > i_a$

После проверки выключателей по всем условиям видно, что выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям. Принимаем к установке выключатели ВЭК-110-40/2000 УХЛ1 на РУ 110 кВ ПС 110 кВ Раффлс.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из проектируемых линий, поскольку необходимо проверить загруженность одной линии при отключении другой. Также для данного варианта был проверен режим при отключении одного трансформатора на проектируемой ПС Раффлс. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Ж и таблицах 42-46.

Таблица 42 – Отклонения напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
49	Раффлс ВН	110	106,41	3,27
52	Раффлс НН 1	10	9,68	3,17

Таблица 43 – Отклонения напряжения при отключении одной ЛЭП

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
49	Раффлс ВН	110	105,47	4,12
52	Раффлс НН 1	10	9,60	4,02

Таблица 44 – Отклонения напряжения при отключении одного тр-ра

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
49	Раффлс ВН	110	105,48	4,11
52	Раффлс НН 1	10	9,60	4,02

Таблица 45 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,11	825	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	434,71	710	61,23
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	232,42	710	32,73
Перевал ВН - Широкая ВН	193,38	710	27,24
Широкая ВН - Лозовая СН	182,69	710	25,73
Лозовая СН - Козьмино ВН	30,94	710	4,36
Лозовая СН - Козьмино ВН	29,46	710	4,15
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	442,27	710	62,29
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	204,99	710	28,87
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	93,61	710	13,18
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	76,58	710	10,79
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	76,58	710	10,79

Таблица 46 – Токовая загрузка ЛЭП при отключении линии Береговая 2 – Раффлс

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,11	825	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	435,09	710	61,28
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	232,60	710	32,76
Перевал ВН - Широкая ВН	193,63	710	27,27
Широкая ВН - Лозовая СН	183,21	710	25,80
Лозовая СН - Козьмино ВН	30,94	710	4,36
Лозовая СН - Козьмино ВН	29,46	710	4,15
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	442,12	710	62,27
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	205,00	710	28,87

Продолжение таблицы 46

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	93,58	710	13,18
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	0,00	710	0,00
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	153,99	710	21,69

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. Исходя из результатов расчета режимов видно, что отклонения напряжений на проектируемой ПС Раффлс не превышают 2% без средств КРМ. Выбранные марки проводов с большим запасом обеспечивают питание всей нагрузки даже в аварийном режиме.

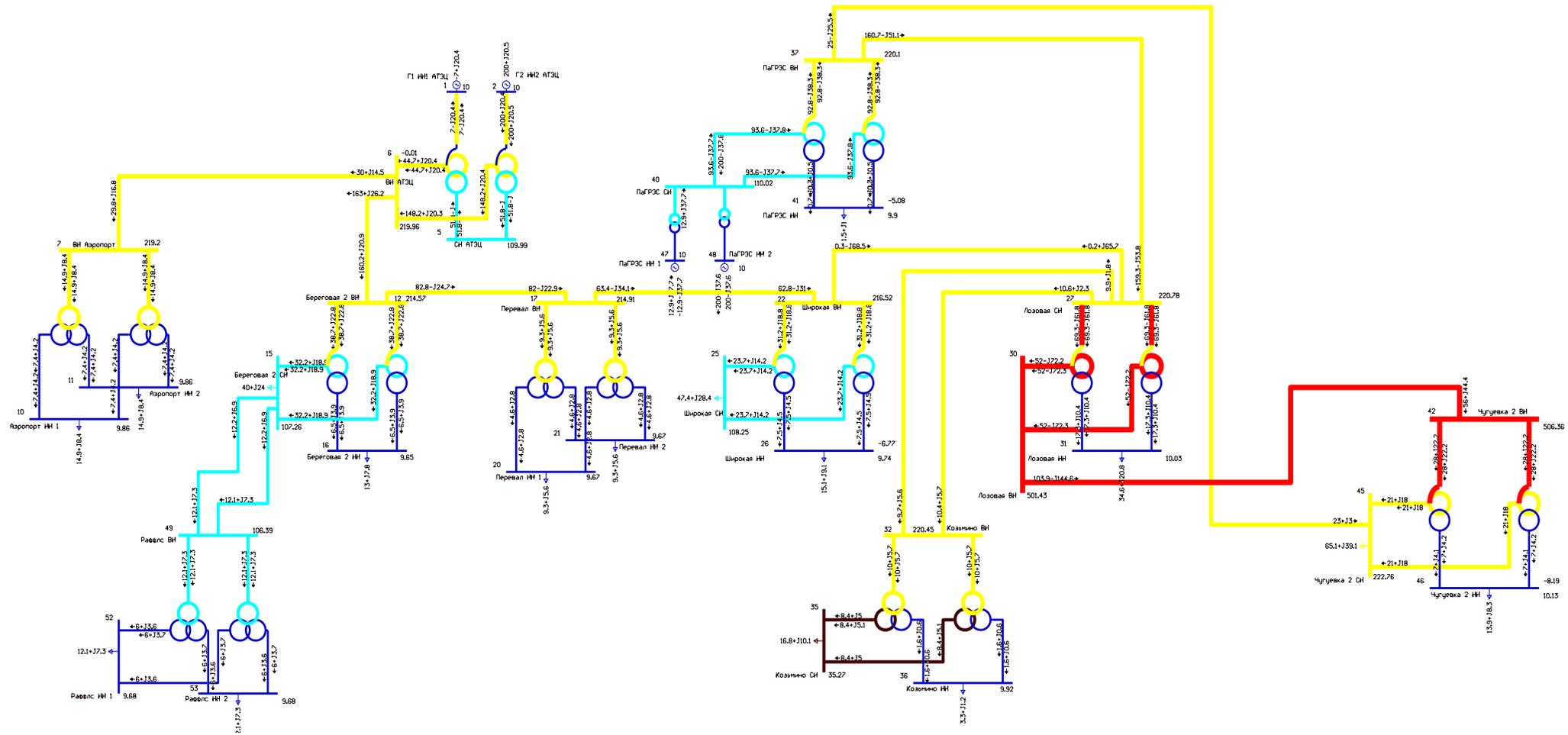


Рисунок 19 – Графика нормального режима при подключении к РУ 110 кВ ПС Береговая - 2

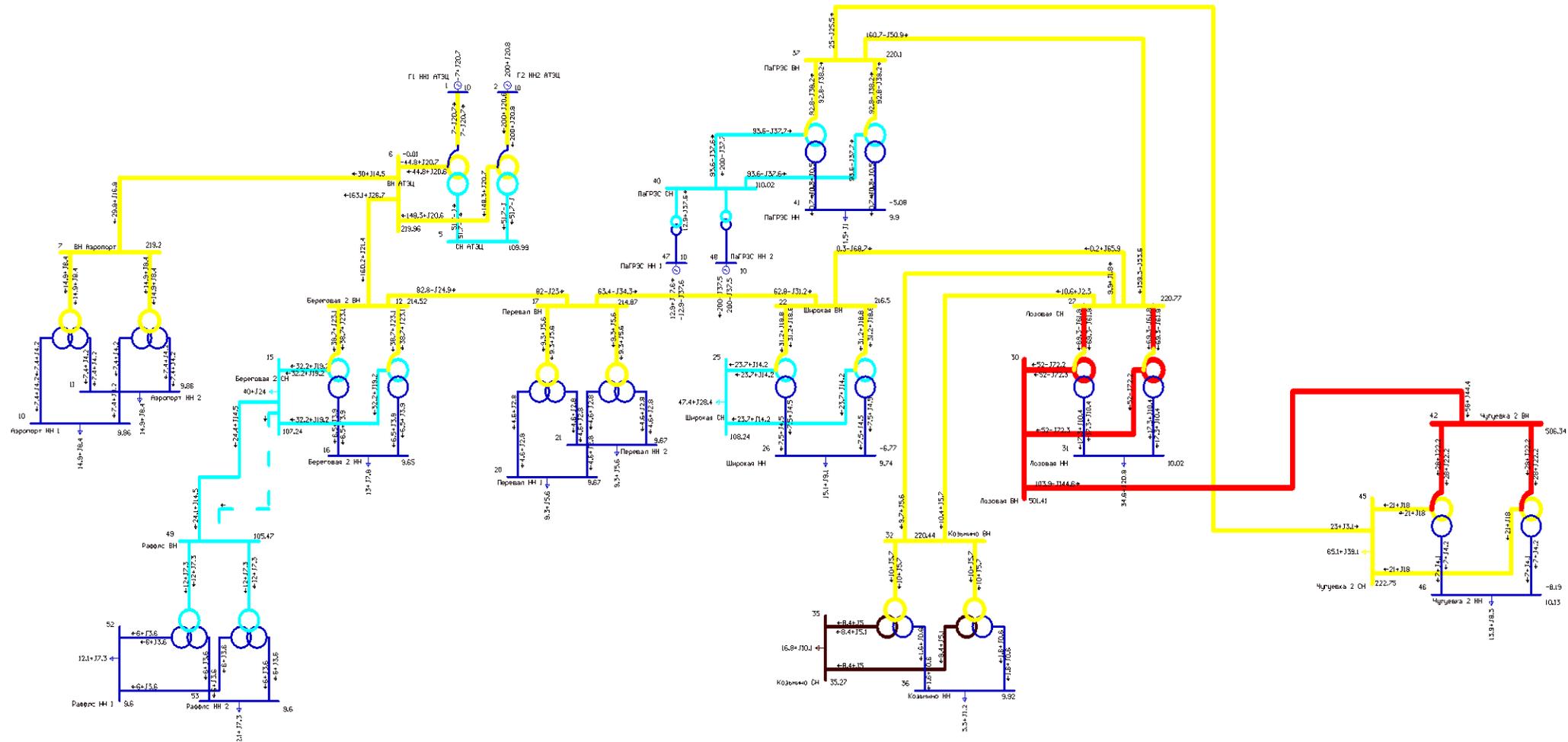


Рисунок 20 – Графика послеаварийного режима при подключении к РУ 110 кВ ПС Береговая - 2

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

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

3.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанции.

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (21)$$

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

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

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

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

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

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

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

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

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (22)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (23)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,91$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта №1 приведён в приложении Ж, для варианта №2 в приложении З. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 47, для варианта №2 представлены в таблице 48.

Таблица 47 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	3781
Трансформаторы	824900
Распределительные устройства	93
Постоянная часть затрат	88380
Компенсирующие устройства	0

Таблица 48 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	7218
Трансформаторы	824900
Распределительные устройства	834700
Постоянная часть затрат	88380
Компенсирующие устройства	0

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{общ} = 1010000$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{общ} = 1004000$ тыс.руб.

3.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (24)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (25)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (26)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч;

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

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p, \quad (27)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Ж, а для варианта №2 в приложении З. Результаты расчета представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс.руб	И _{ам.рен.} , тыс.руб	И _{дв} тыс.руб	И, тыс.руб
№1	50360	50520	3702000	3802000
№2	49900	50200	4083000	4183000

3.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

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

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

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

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб Y_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

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

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (28)$$

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

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;
 $t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;
 $y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт;

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (29)$$

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

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (30)$$

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

c – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт*ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении Ж, для варианта №2 в приложении З. Результаты расчета для вариантов №1 и №2 представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Расчет величины ущерба для вариантов №1 и №2

Вариант	y , кВт/ч	T_{cp} , ч	Y , тыс.руб
№1	14148	131,384	2788
№2	14148	99,18	2105

3.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение двух возможных вариантов по экономической эффективности.

3.4.1 Оценка экономической эффективности варианта №1

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (31)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (32)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 6200 ч.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - K_t - I_t - Y_t; \quad (33)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}). \quad (34)$$

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

$$П_{\text{ч}t} = П_{\delta t} - H_t; \quad (35)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

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

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

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 21 и 22.

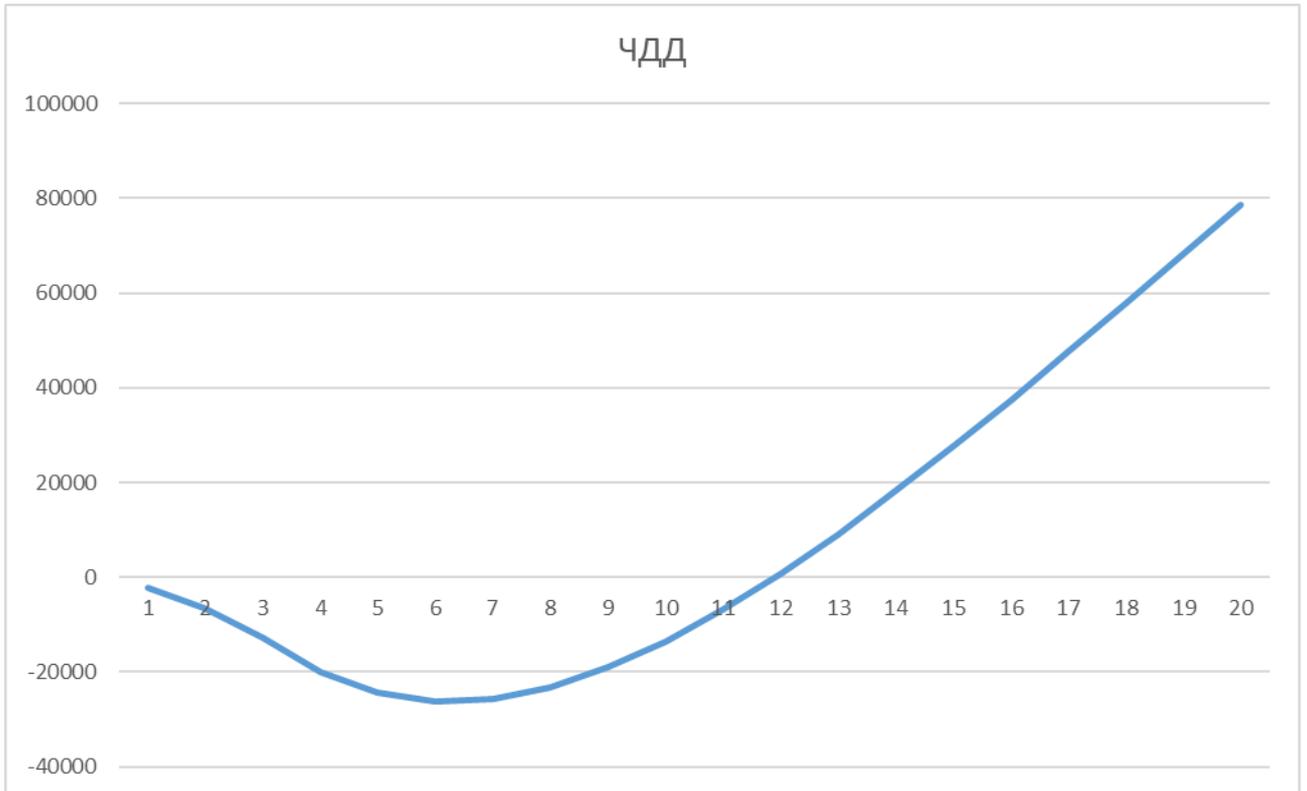


Рисунок 21 – График ЧДД для варианта №1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Капиталовложения, млн. руб	2520	2520	2520	2520																
Издержки, млн.руб					-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2	-380,2
Доход, млн. руб					4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6
Чистый доход	-2520	-2520	-2520	-2520	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4	3658,4
Суммирующие	-2520	-5040	-7560	-10080	-6421,6	-2763,2	895,2	4553,6	8212	11870,4	15528,8	19187,2	22845,6	26504	30162,4	33820,8	37479,2	41137,6	44796	48454,4
	0,925926	0,857339	0,793832	0,73503	0,680583	0,63017	0,58349	0,540269	0,500249	0,463193	0,428883	0,397114	0,367698	0,340461	0,315242	0,29189	0,270269	0,250249	0,231712	0,214548
	-2333,33	-4320,99	-6001,37	-7409,1	-4370,43	-1741,28	522,3406	2460,168	4108,045	5498,292	6660,036	7619,501	8400,28	9023,579	9508,446	9871,969	10129,46	10294,64	10379,77	10395,8
	-2333,33	-6654,32	-12655,7	-20064,8	-24435,2	-26176,5	-25654,2	-23194	-19086	-13587,7	-6927,63	691,8713	9092,151	18115,73	27624,18	37496,15	47625,61	57920,25	68300,03	78695,83

Рисунок 22 – Результаты расчёта ЧДД для варианта №1

Рентабельность инвестиций рассчитывается по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

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

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

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

$$R_t = \frac{303180 - 100036,8 - 0,2 \cdot 200355,16}{1077952} = 0,151$$

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

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

Данный вариант развития сети является эффективным т.к. окупается в начале пятого года, т.е. на втором году эксплуатации, а также рентабельность проекта составляет 15,1 %. Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 11,8 лет.

Внутренней нормой доходности называют такое положительное число E_B (норматив дисконтирования), при котором при норме дисконта $E_B = E_{н.д.}$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших E_B ЧДД – отрицателен [1].

$E_g = 0,446$, при значениях $E_g \geq 0,145$ ЧДД становится отрицательным.

Значение внутренней нормы доходности больше чем норма дисконта $0,145 > 0,095$, это означает, что проект эффективен.

3.4.2 Оценка экономической эффективности варианта №2

Расчёт экономической эффективности варианта №2 аналогичен предыдущему варианту. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 23 и 24.

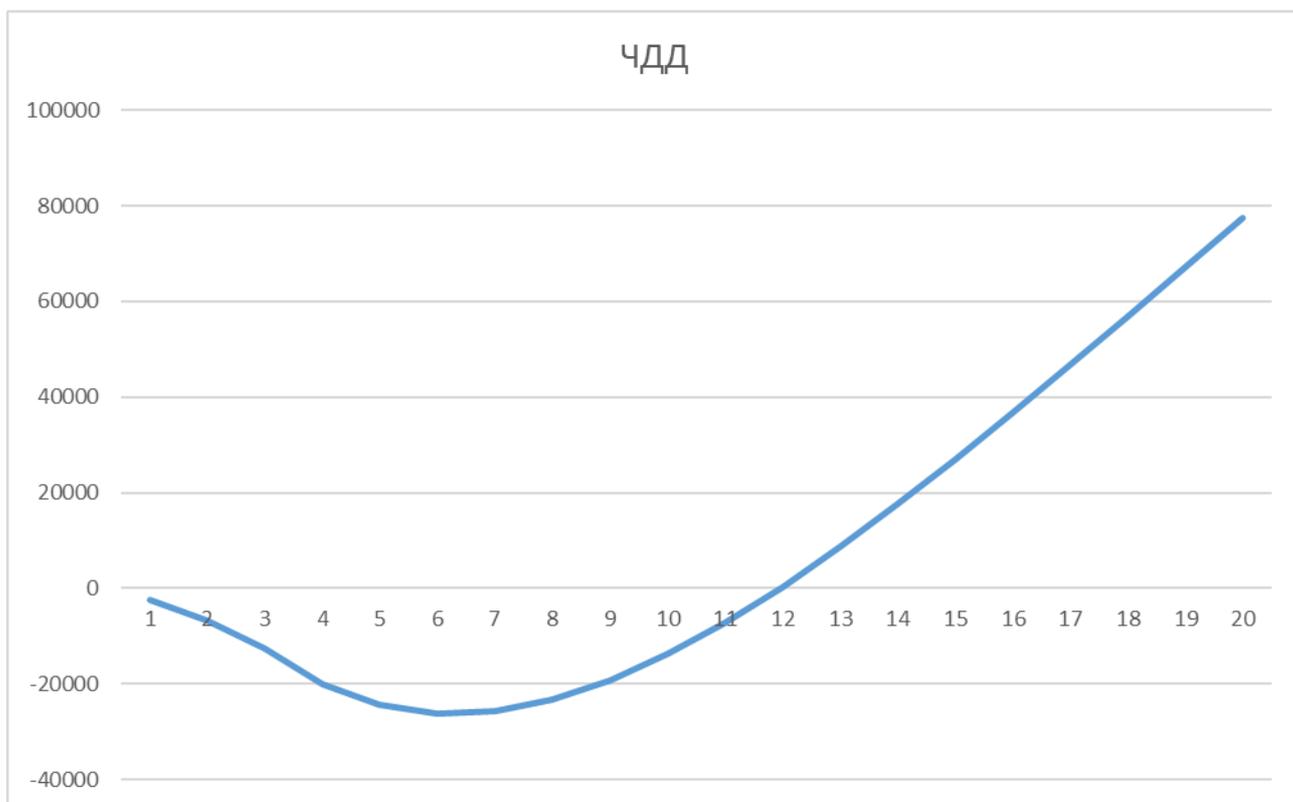


Рисунок 23 – График ЧДД для варианта №2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Капиталовложения, млн. руб	2510	2510	2510	2510																
Издержки, млн.руб					-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4	-413,4
Доход, млн. руб					4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6	4038,6
Чистый доход	-2510	-2510	-2510	-2510	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2	3625,2
Суммирующие	-2510	-5020	-7530	-10040	-6414,8	-2789,6	835,6	4460,8	8086	11711,2	15336,4	18961,6	22586,8	26212	29837,2	33462,4	37087,6	40712,8	44338	47963,2
	0,925926	0,857339	0,793832	0,73503	0,680583	0,63017	0,58349	0,540269	0,500249	0,463193	0,428883	0,397114	0,367698	0,340461	0,315242	0,29189	0,270269	0,250249	0,231712	0,214548
	-2324,07	-4303,84	-5977,56	-7379,7	-4365,81	-1757,92	487,5646	2410,031	4045,013	5424,552	6577,519	7529,912	8305,119	8924,165	9405,93	9767,356	10023,63	10188,34	10273,65	10290,42
	-2324,07	-6627,91	-12605,5	-19985,2	-24351	-26108,9	-25621,3	-23211,3	-19166,3	-13741,7	-7164,22	365,6943	8670,814	17594,98	27000,91	36768,26	46791,89	56980,23	67253,88	77544,3

Рисунок 24 – Результаты расчёта ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_t = \frac{303292 - 100036,8 - 0,2 \cdot 205347,28}{1077952} = 0,146$$

Данный вариант развития сети является эффективным т.к. окупается в начале пятого года, т.е. на втором году эксплуатации, а также рентабельность проекта составляет 14,6 %. Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 12 лет.

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

Таблица 51 – Сравнение экономической эффективности вариантов

Вариант	Дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД	Рентабельность, %
№1	11,8	0,145	15,1
№2	12	0,140	14,6

При сравнении результатов расчётов экономической эффективности двух вариантов развития электрической сети при подключении ПС Раффлс можно сделать вывод о том, что вариант подключения проектируемой ПС Раффлс к ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Береговая 1 является экономически более выгодным.

4 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

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

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

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

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

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

Функции релейной защиты

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

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

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

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

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

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

4.1 Сведения о микропроцессорном устройстве

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

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

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

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;

- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

- управление схемой обдува по двум критериям - ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;

- возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;

- формирование сигнала устройством резервирования отказов выключателя (УРОВ) при отказах своего выключателя и исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;

- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;

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

4.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

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

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

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

При коротком замыкании в трансформаторе и в любой точке защищаемой зоны, например, в обмотке трансформатора, по обмотке реле Т будет протекать ток, и если его величина будет равна току срабатывания реле или больше его, то реле сработает и через соответствующие вспомогательные приборы

произведет двустороннее отключение поврежденного участка. Эта система будет действовать при междуфазных и межвитковых замыканиях.

Исходные данные:

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

4.2.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

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

$$I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (38)$$

Первичный ток на стороне ВН равен:

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

На стороне НН:

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

Коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

$$K_I = \frac{I_{ПЕРВ.ТТ}}{I_{ВТОР.ТТ}}. \quad (39)$$

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

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

$$I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{сх}. \quad (40)$$

На стороне ВН вторичный ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 2 \text{ A};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 2,63 \text{ А.}$$

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

4.2.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки

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

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{I_{КЗ}^{(3)НН}}{K_T}, \quad (41)$$

где K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Максимальный ток внешнего КЗ равен:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = 934 \text{ А.}$$

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

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}}. \quad (42)$$

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

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (43)$$

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

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

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

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

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}}; \quad (44)$$

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

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

4.2.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты

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

$$I_{НБ.РАСЧ} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{\text{добав}}. \quad (45)$$

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

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

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

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

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

Для выбора уставки срабатывания должно выполняться условие:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ}. \quad (46)$$

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

Значение базовой уставки срабатывания принимаем равное 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ.РАСЧ}. \quad (47)$$

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

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot I_{Диф}}{I_{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}}{K_{СН.Т}}. \quad (48)$$

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

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

Для нашего расчета принимаем значение равное 2.

Значение уставки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ имеет пределы

(0,06 – 0,2). Принимаем значение равное 0,15.

4.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН

Трансформатора

Силовые трансформаторы конструктивно достаточно надежны, благодаря отсутствию вращающихся частей. Однако в процессе эксплуатации возможны и случаются повреждения и нарушения нормальных режимов работы.

Повреждения силовых трансформаторов: витковые замыкания, замыкания на корпус, короткие замыкания обмоток, короткие замыкания на вводах и т. д., ненормальные режимы: недопустимые перегрузки, понижение уровня масла, разложение его при перегреве, прохождение токов внешних КЗ.

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

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

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

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

коэффициент возврата реле $-k_{\epsilon} = 0,92$;

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

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

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (49)$$

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

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

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

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

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

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зан} \cdot I_{наг.ВН}^{max}}{k_{\epsilon}}; \quad (50)$$

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

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

$$I_{сп.МТЗ} \geq \frac{I_{МТЗ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}; \quad (51)$$

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

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

Принимаем $I_{ср.мтз} = 4,4$ А.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ ВН по формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{I_{ср.МТЗ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ}}; \quad (52)$$

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

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на стороне НН (в точке К2).

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{МТЗ}}; \quad (69)$$

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

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

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

$$t_{МТЗ} = t_{\max} + \Delta t,$$

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

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

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

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

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

4.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

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

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

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

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{В.НОМ}, \quad (53)$$

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

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

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

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

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

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

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

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

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

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

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

4.5 Газовая защита трансформатора

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

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

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

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

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

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

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

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

Газовая защита особенно эффективно действует в случаях:

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

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



Рисунок 25 – Газовое реле BF80/10

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Приморского края. Выявлены слабые места электрической сети данного района.

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

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

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

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

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов.
- 4 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 - 25.01.2020.
- 5 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 7 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 28.01.2020.
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 9 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,

11 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

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

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

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

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

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

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

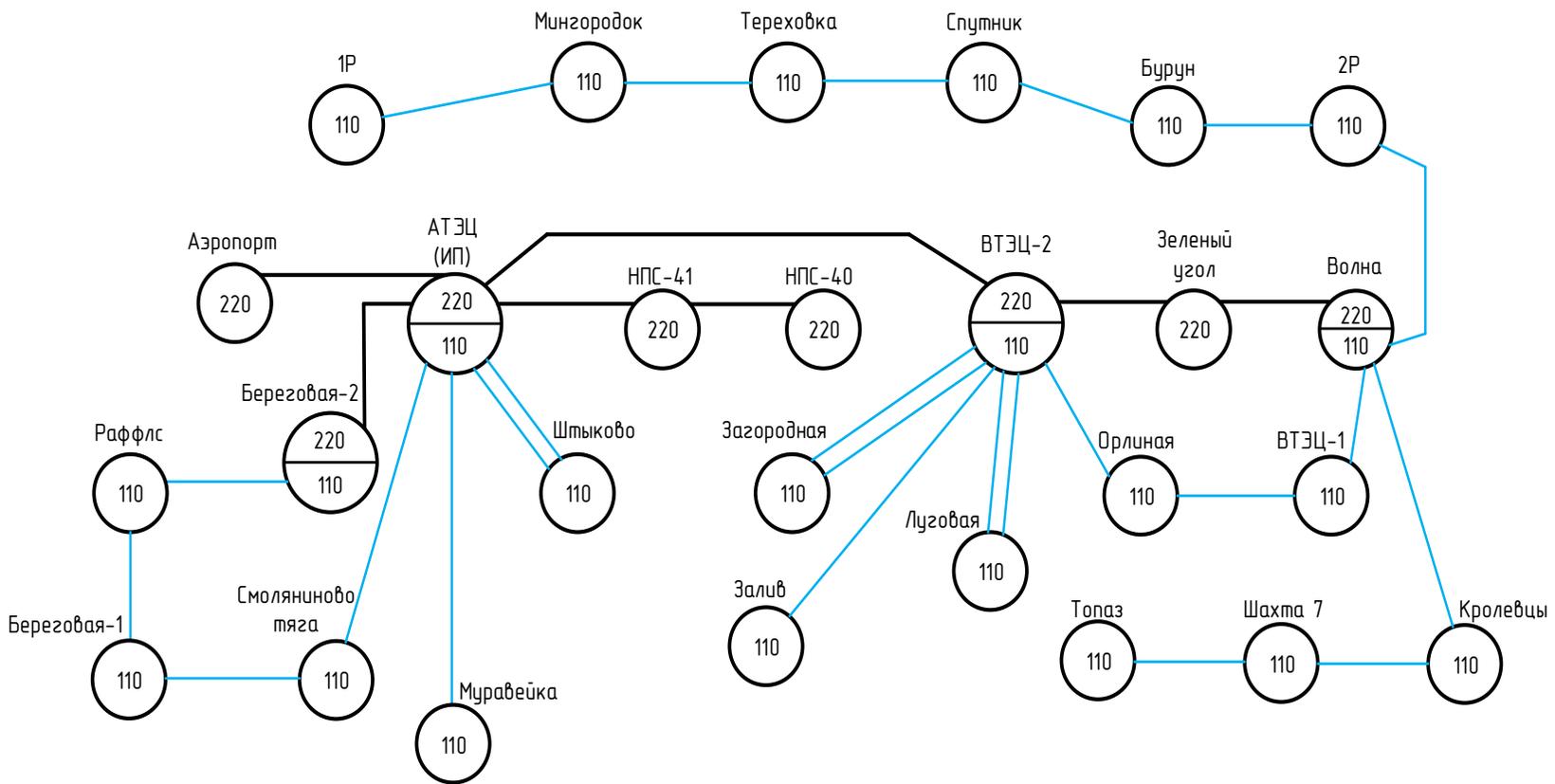
18 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

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

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

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

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



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

Таблица 1 – Узлы для нормального режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Г1 НН1 АТЭЦ	10	1			19,57	14,55	10	-100	100	10,00	0,00	0,00
Ген	2	Г2 НН2 АТЭЦ	10	1			200,00	14,67	10	-100	100	10,00	0,08	0,00
Нагр	3	Нейтраль 1 АТЭЦ	220	4								219,99	0,01	-0,01
Нагр	4	Нейтраль 2 АТЭЦ	220	4								219,99	0,03	-0,01
Нагр	5	СН АТЭЦ	110	3								109,99	0,02	-0,01
Нагр	6	ВН АТЭЦ	220	4								219,97	0,00	-0,01
Нагр	7	ВН Аэропорт	220	4								219,21	-0,25	-0,36
Нагр	8	Аэропорт нейтраль 1	220	4								219,20	-0,26	-0,36
Нагр	9	Аэропорт нейтраль 2	220	4								219,20	-0,26	-0,36
Нагр	10	Аэропорт НН 1	10	1	14,9	8,4						9,86	-0,26	-1,36
Нагр	11	Аэропорт НН 2	10	1	14,9	8,4						9,86	-0,26	-1,36
Нагр	12	Береговая 2 ВН	220	4								216,02	-3,08	-1,81
Нагр	13	Береговая 2 нейтраль 1	220	4								216,00	-3,08	-1,82
Нагр	14	Береговая 2 нейтраль 2	220	4								216,00	-3,08	-1,82
Нагр	15	Береговая 2 СН	110	3	40	24						108,00	-3,09	-1,82
Нагр	16	Береговая 2 НН	10	1	13	7,8						9,72	-3,08	-2,80
Нагр	17	Перевал ВН	220	4								216,00	-4,62	-1,82
Нагр	18	Перевал Нейтраль 1	220	4								215,99	-4,62	-1,82
Нагр	19	Перевал Нейтраль 2	220	4								215,99	-4,62	-1,82
Нагр	20	Перевал НН 1	10	1	9,3	5,6						9,72	-4,62	-2,80
Нагр	21	Перевал НН 2	10	1	9,3	5,6						9,72	-4,62	-2,80
Нагр	22	Широкая ВН	220	4								217,16	-6,03	-1,29
Нагр	23	Широкая нейтраль 1	220	4								217,14	-6,03	-1,30

Продолжение таблицы 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
Нагр	24	Широкая нейтраль 2	220	4								217,14	-6,03	-1,30
Нагр	25	Широкая СН	110	3	47,4	28,44						108,57	-6,04	-1,30
Нагр	26	Широкая НН	10	1	15,1	9,06						9,77	-6,04	-2,29
Нагр	27	Лозовая СН	220	4								221,04	-6,23	0,47
Нагр	28	Лозовая нейтраль 1	500	5								501,89	-6,25	0,38
Нагр	29	Лозовая нейтраль 2	500	5								501,89	-6,25	0,38
Нагр	30	Лозовая ВН	500	5								502,04	-6,26	0,41
Нагр	31	Лозовая НН	10	1	34,6	20,8						10,04	-6,25	0,37
Нагр	32	Козьмино ВН	220	4								220,72	-6,36	0,33
Нагр	33	Козьмино нейтраль 1	220	4								220,71	-6,37	0,32
Нагр	34	Козьмино нейтраль 2	220	4								220,71	-6,37	0,32
Нагр	35	Козьмино СН	35	2	16,8	10,1						35,31	-6,37	0,89
Нагр	36	Козьмино НН	10	1	3,3	1,2						9,93	-6,37	-0,68
Нагр	37	ПаГРЭС ВН	220	4								220,11	-4,29	0,05
Нагр	38	ПаГРЭС нейтраль 1	220	4								220,07	-4,27	0,03
Нагр	39	ПаГРЭС нейтраль 2	220	4								220,07	-4,27	0,03
Нагр	40	ПаГРЭС СН	110	3								110,02	-4,25	0,02
Нагр	41	ПаГРЭС НН	10	1								9,90	-4,27	-0,97
Нагр	42	Чугуевка 2 ВН	500	5								506,94	-7,39	1,39
Нагр	43	Чугуевка 2 нейтраль 1	500	5								506,90	-7,40	1,38
Нагр	44	Чугуевка 2 нейтраль 2	500	5								506,90	-7,40	1,38
Нагр	45	Чугуевка 2 СН	220	4	65,1	39,1						223,02	-7,40	1,37
Нагр	46	Чугуевка 2 НН	10	1	13,92	8,3						10,14	-7,40	1,38
Ген	47	ПаГРЭС НН 1	10	1			12,87	-41,55	10	-100	100	10,00	-4,25	0,00
Ген	48	ПаГРЭС НН 2	10	1			200,00	-41,47	10	-100	100	10,00	-4,20	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

Таблица 2 – Ветви для нормального режима

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	3	Г1 НН1 АТЭЦ - Нейтраль 1 АТЭЦ					22	33,74	-14,55	2121,57
Тр-р	2	4	Г2 НН2 АТЭЦ - Нейтраль 2 АТЭЦ					22	-200,00	-14,67	11578,02
Тр-р	3	5	Нейтраль 1 АТЭЦ - СН АТЭЦ					0,5	58,44	-0,03	153,37
Тр-р	3	6	Нейтраль 1 АТЭЦ - ВН АТЭЦ					1	-24,69	-14,51	75,18
Тр-р	4	5	Нейтраль 2 АТЭЦ - СН АТЭЦ					0,5	-58,44	0,01	153,37
Тр-р	4	6	Нейтраль 2 АТЭЦ - ВН АТЭЦ					1	-141,56	-14,51	373,47
ЛЭП	6	7	ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	1,425	7,98	-51,3	2,74		-29,97	-14,52	90,10
Тр-р	7	8	ВН Аэропорт - Аэропорт нейтраль 1					1	-14,90	-8,40	45,05
Тр-р	7	9	ВН Аэропорт - Аэропорт нейтраль 2					1	-14,90	-8,40	45,05
Тр-р	8	10	Аэропорт нейтраль 1 - Аэропорт НН 1					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	8	11	Аэропорт нейтраль 1 - Аэропорт НН 2					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	9	10	Аэропорт нейтраль 2 - Аэропорт НН 1					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	9	11	Аэропорт нейтраль 2 - Аэропорт НН 2					0,045	-7,45	-4,20	22,53
ЛЭП	6	12	ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	4,44	19,305	-119,59	6,38		-136,29	-14,43	360,40
Тр-р	12	13	Береговая 2 ВН - Береговая 2 нейтраль 1					1	-26,50	-15,91	82,61
Тр-р	12	14	Береговая 2 ВН - Береговая 2 нейтраль 2					1	-26,50	-15,91	82,61
Тр-р	13	15	Береговая 2 нейтраль 1 - Береговая 2 СН					0,5	-20,00	-12,00	62,34
Тр-р	13	16	Береговая 2 нейтраль 1 - Береговая 2 НН					0,045	-6,50	-3,90	20,26
Тр-р	14	15	Береговая 2 нейтраль 2 - Береговая 2 СН					0,5	-20,00	-12,00	62,34
Тр-р	14	16	Береговая 2 нейтраль 2 - Береговая 2 НН					0,045	-6,50	-3,90	20,26
ЛЭП	12	17	Береговая 2 ВН - Перевал ВН	3,37	14,75	-90,79	4,85		-81,25	19,21	223,14
Тр-р	17	18	Перевал ВН - Перевал Нейтраль 1					1	-9,30	-5,60	29,02
Тр-р	17	19	Перевал ВН - Перевал Нейтраль 2					1	-9,30	-5,60	29,02
Тр-р	18	20	Перевал Нейтраль 1 - Перевал НН 1					0,045	-4,65	-2,80	14,51

Продолжение таблицы 2

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P нач	Q нач	I max
Тр-р	18	21	Перевал Нейтраль 1 - Перевал НН 2					0,045	-4,65	-2,80	14,51
Тр-р	19	20	Перевал Нейтраль 2 - Перевал НН 1					0,045	-4,65	-2,80	14,51
Тр-р	19	21	Перевал Нейтраль 2 - Перевал НН 2					0,045	-4,65	-2,80	14,51
ЛЭП	17	22	Перевал ВН - Широкая ВН	3,39	17,27	-106,26	5,67		-61,92	28,34	182,02
Тр-р	22	23	Широкая ВН - Широкая нейтраль 1					1	-31,25	-18,76	96,90
Тр-р	22	24	Широкая ВН - Широкая нейтраль 2					1	-31,25	-18,76	96,90
Тр-р	23	25	Широкая нейтраль 1 - Широкая СН					0,5	-23,70	-14,22	73,49
Тр-р	23	26	Широкая нейтраль 1 - Широкая НН					0,045	-7,55	-4,53	23,41
Тр-р	24	25	Широкая нейтраль 2 - Широкая СН					0,5	-23,70	-14,22	73,49
Тр-р	24	26	Широкая нейтраль 2 - Широкая НН					0,045	-7,55	-4,53	23,41
ЛЭП	22	27	Широкая ВН - Лозовая СН	3,17	13,86	-85,3	4,55		1,18	62,53	166,27
Тр-р	27	28	Лозовая СН - Лозовая нейтраль 1					2,27	-69,24	61,89	242,57
Тр-р	27	29	Лозовая СН - Лозовая нейтраль 2					2,27	-69,24	61,89	242,57
Тр-р	28	30	Лозовая нейтраль 1 - Лозовая ВН					1	-51,93	72,33	102,43
Тр-р	28	31	Лозовая нейтраль 1 - Лозовая НН					0,02	-17,30	-10,40	23,22
Тр-р	29	30	Лозовая нейтраль 2 - Лозовая ВН					1	-51,93	72,33	102,43
Тр-р	29	31	Лозовая нейтраль 2 - Лозовая НН					0,02	-17,30	-10,40	23,22
ЛЭП	27	32	Лозовая СН - Козьино ВН	2,61	11,44	-70,4	3,8		-10,56	-2,26	30,90
ЛЭП	27	32	Лозовая СН - Козьино ВН	2,78	12,17	-78,9	4		-9,94	-1,81	29,42
Тр-р	32	33	Козьино ВН - Козьино нейтраль 1					1	-10,05	-5,65	30,16
Тр-р	32	34	Козьино ВН - Козьино нейтраль 2					1	-10,05	-5,65	30,16
Тр-р	33	35	Козьино нейтраль 1 - Козьино СН					0,16	-8,40	-5,05	25,64
Тр-р	33	36	Козьино нейтраль 1 - Козьино НН					0,045	-1,65	-0,60	4,59
Тр-р	34	35	Козьино нейтраль 2 - Козьино СН					0,16	-8,40	-5,05	25,64
Тр-р	34	36	Козьино нейтраль 2 - Козьино НН					0,045	-1,65	-0,60	4,59
ЛЭП	27	37	Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	2,16	9,44	-58,1	3,1		160,63	-60,20	450,96
Тр-р	37	38	ПаГРЭС ВН - ПаГРЭС нейтраль 1					1	93,57	-41,68	268,68
Тр-р	37	39	ПаГРЭС ВН - ПаГРЭС нейтраль 2					1	93,57	-41,68	268,68

Продолжение таблицы 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	38	40	ПаГРЭС нейтраль 1 - ПаГРЭС СН					0,5	93,57	-41,64	268,68
Тр-р	39	40	ПаГРЭС нейтраль 2 - ПаГРЭС СН					0,5	93,57	-41,64	268,68
Тр-р	38	41	ПаГРЭС нейтраль 1 - ПаГРЭС НН					0,045	0,00	0,00	0,00
Тр-р	39	41	ПаГРЭС нейтраль 2 - ПаГРЭС НН					0,045	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	30	42	Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	6,44	58,75	-752,3	187,9		-103,69	144,63	204,66
ЛЭП	37	45	ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	22,69	99,34	-611,34	32,65		-25,05	26,07	94,83
Тр-р	42	43	Чугуевка 2 ВН - Чугуевка 2 нейтраль 1					1	-27,68	-22,44	40,58
Тр-р	42	44	Чугуевка 2 ВН - Чугуевка 2 нейтраль 2					1	-27,68	-22,44	40,58
Тр-р	43	45	Чугуевка 2 нейтраль 1 - Чугуевка 2 СН					0,44	-21,01	-18,31	31,74
Тр-р	43	46	Чугуевка 2 нейтраль 1 - Чугуевка 2 НН					0,02	-6,95	-4,15	9,22
Тр-р	44	45	Чугуевка 2 нейтраль 2 - Чугуевка 2 СН					0,44	-21,01	-18,31	31,74
Тр-р	44	46	Чугуевка 2 нейтраль 2 - Чугуевка 2 НН					0,02	-6,95	-4,15	9,22
Тр-р	47	40	ПаГРЭС НН 1 - ПаГРЭС СН					11	12,87	41,55	2511,48
Тр-р	48	40	ПаГРЭС НН 2 - ПаГРЭС СН					11	-200,00	41,47	11792,66

Таблица 3 – Токовая нагрузка ЛЭП для существующей сети

Название	I_max; А	I_dop_расч; А	I/I_dop; %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,10	825,00	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	360,40	710,00	50,76
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	223,14	710,00	31,43
Перевал ВН - Широкая ВН	182,02	710,00	25,64
Широкая ВН - Лозовая СН	166,27	710,00	23,42
Лозовая СН - Козьмино ВН	30,90	710,00	4,35
Лозовая СН - Козьмино ВН	29,42	710,00	4,14
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	450,96	710,00	63,52
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	204,66	710,00	28,83
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	94,83	710,00	13,36

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

Таблица 4 – Токовая загрузка ЛЭП для существующей сети при отключении ВЛ 220 кВ ПаГРЭС – Чугуевка

Название	I max; А	Iдоп_расч; А	I/I_доп; %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,10	825,00	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	441,27	710,00	62,15
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	304,83	710,00	42,93
Перевал ВН - Широкая ВН	262,16	710,00	36,92
Широкая ВН - Лозовая СН	201,07	710,00	28,32
Лозовая СН - Козьмино ВН	30,98	710,00	4,36
Лозовая СН - Козьмино ВН	29,49	710,00	4,15
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	424,96	710,00	59,85
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	217,66	710,00	30,66
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	0,00	710,00	0,00

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin 3

Таблица 5 – Вариант №1 узлы

Тип	Номер	Название	U ном	Район	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Г1 НН1 АТЭЦ	10	1			39,89	14,71	10	-100	100	10	0	0
Ген	2	Г2 НН2 АТЭЦ	10	1			200	14,83	10	-100	100	10	0,06	0,00
Нагр	3	Нейтраль 1 АТЭЦ	220	4								219,99	-0,01	-0,01
Нагр	4	Нейтраль 2 АТЭЦ	220	4								219,99	0,01	-0,01
Нагр	5	СН АТЭЦ	110	3								109,99	-0,01	-0,01
Нагр	6	ВН АТЭЦ	220	4								219,97	-0,02	-0,01
Нагр	7	ВН Аэропорт	220	4								219,21	-0,28	-0,36
Нагр	8	Аэропорт нейтраль 1	220	4								219,20	-0,28	-0,36
Нагр	9	Аэропорт нейтраль 2	220	4								219,20	-0,28	-0,36
Нагр	10	Аэропорт НН 1	10	1	14,9	8,4						9,86	-0,28	-1,36
Нагр	11	Аэропорт НН 2	10	1	14,9	8,4						9,86	-0,28	-1,36
Нагр	12	Береговая 2 ВН	220	4								216,00	-3,13	-1,82
Нагр	13	Береговая 2 нейтраль 1	220	4								215,98	-3,14	-1,83
Нагр	14	Береговая 2 нейтраль 2	220	4								215,98	-3,14	-1,83
Нагр	15	Береговая 2 СН	110	3	40	24						107,99	-3,15	-1,83
Нагр	16	Береговая 2 НН	10	1	13	7,8						9,72	-3,14	-2,81
Нагр	17	Перевал ВН	220	4								215,97	-4,70	-1,83
Нагр	18	Перевал Нейтраль 1	220	4								215,97	-4,71	-1,83
Нагр	19	Перевал Нейтраль 2	220	4								215,97	-4,71	-1,83
Нагр	20	Перевал НН 1	10	1	9,3	5,6						9,72	-4,71	-2,82
Нагр	21	Перевал НН 2	10	1	9,3	5,6						9,72	-4,71	-2,82
Нагр	22	Широкая ВН	220	4								217,14	-6,15	-1,30
Нагр	23	Широкая нейтраль 1	220	4								217,13	-6,16	-1,31
Нагр	24	Широкая нейтраль 2	220	4								217,13	-6,16	-1,31

Продолжение таблицы 5

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
Нагр	25	Широкая СН	110	3	47,4	28,44						108,56	-6,16	-1,31
Нагр	26	Широкая НН	10	1	15,1	9,06						9,77	-6,16	-2,30
Нагр	27	Лозовая СН	220	4								221,03	-6,38	0,47
Нагр	28	Лозовая нейтраль 1	500	5								501,86	-6,40	0,37
Нагр	29	Лозовая нейтраль 2	500	5								501,86	-6,40	0,37
Нагр	30	Лозовая ВН	500	5								502,01	-6,41	0,40
Нагр	31	Лозовая НН	10	1	34,6	20,8						10,04	-6,40	0,37
Нагр	32	Козьмино ВН	220	4								220,70	-6,51	0,32
Нагр	33	Козьмино нейтраль 1	220	4								220,70	-6,52	0,32
Нагр	34	Козьмино нейтраль 2	220	4								220,70	-6,52	0,32
Нагр	35	Козьмино СН	35	2	16,8	10,1						35,31	-6,52	0,89
Нагр	36	Козьмино НН	10	1	3,3	1,2						9,93	-6,52	-0,69
Нагр	37	ПаГРЭС ВН	220	4								220,11	-4,46	0,05
Нагр	38	ПаГРЭС нейтраль 1	220	4								220,07	-4,44	0,03
Нагр	39	ПаГРЭС нейтраль 2	220	4								220,07	-4,44	0,03
Нагр	40	ПаГРЭС СН	110	3								110,02	-4,42	0,02
Нагр	41	ПаГРЭС НН	10	1	1,5	1						9,90	-4,44	-0,97
Нагр	42	Чугуевка 2 ВН	500	5								506,89	-7,55	1,38
Нагр	43	Чугуевка 2 нейтраль 1	500	5								506,85	-7,55	1,37
Нагр	44	Чугуевка 2 нейтраль 2	500	5								506,85	-7,55	1,37
Нагр	45	Чугуевка 2 СН	220	4	65,1	39,1						223,00	-7,56	1,36
Нагр	46	Чугуевка 2 НН	10	1	13,92	8,3						10,14	-7,56	1,37
Ген	47	ПаГРЭС НН 1	10	1			39,89	14,54	10	-100	100	10	-4,42	0,00
Ген	48	ПаГРЭС НН 2	10	1			200	-40,66	10	-100	100	10	-4,37	0,00
Нагр	49	Раффлс ВН	110	3								105,51	-8,83	-4,08
Нагр	50	Раффлс нейтраль 1	110	3								105,51	-8,84	-4,08
Нагр	51	Раффлс нейтраль 2	100	3								105,51	-8,84	5,51
Нагр	52	Раффлс НН 1	10	1	12,1	7,3						9,60	-8,84	-3,98

Продолжение таблицы 5

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
Нагр	53	Береговая 1 ВН	110	3								104,53	-7,50	-4,97
Нагр	54	Береговая 1 нейтраль 1	110	3								104,53	-7,50	-4,97
Нагр	55	Береговая 1 нейтраль 2	110	3								104,53	-7,50	-4,97
Нагр	56	Береговая 1 СН	35	2	17,4	10,4						33,45	-7,51	-4,43
Нагр	57	Береговая 1 НН	10	1	6,6	4						9,51	-7,50	-4,88
Нагр	58	Смоляниново тяга ВН	110	3	18,8	11,3						106,07	-3,76	-3,58
Нагр	59	Раффлс НН 2	10	3	12,1	7,3						9,60	-8,84	-3,98

Таблица 6 – Вариант №1 ветви

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	3	Г1 НН1 АТЭЦ - Нейтраль 1 АТЭЦ					22	-39,89	-14,71	2454,74
Тр-р	2	4	Г2 НН2 АТЭЦ - Нейтраль 2 АТЭЦ					22	-200,00	-14,83	11578,69
Тр-р	3	5	Нейтраль 1 АТЭЦ - СН АТЭЦ					0,5	4,01	-0,22	10,54
Тр-р	3	6	Нейтраль 1 АТЭЦ - ВН АТЭЦ					1	-43,90	-14,48	121,32
Тр-р	4	5	Нейтраль 2 АТЭЦ - СН АТЭЦ					0,5	-76,05	-0,19	199,59
Тр-р	4	6	Нейтраль 2 АТЭЦ - ВН АТЭЦ					1	-123,95	-14,47	327,52
ЛЭП	6	7	ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	1,425	7,98	-51,3	2,74		-29,97	-14,52	90,10
Тр-р	7	8	ВН Аэропорт - Аэропорт нейтраль 1					1	-14,90	-8,40	45,05
Тр-р	7	9	ВН Аэропорт - Аэропорт нейтраль 2					1	-14,90	-8,40	45,05
Тр-р	8	10	Аэропорт нейтраль 1 - Аэропорт НН 1					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	8	11	Аэропорт нейтраль 1 - Аэропорт НН 2					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	9	10	Аэропорт нейтраль 2 - Аэропорт НН 1					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	9	11	Аэропорт нейтраль 2 - Аэропорт НН 2					0,045	-7,45	-4,20	22,53
ЛЭП	6	12	ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	4,44	19,305	-119,59	6,38		-137,89	-14,37	364,52
Тр-р	12	13	Береговая 2 ВН - Береговая 2 нейтраль 1					1	-26,50	-15,91	82,61
Тр-р	12	14	Береговая 2 ВН - Береговая 2 нейтраль 2					1	-26,50	-15,91	82,61
Тр-р	13	15	Береговая 2 нейтраль 1 - Береговая 2 СН					0,5	-20,00	-12,00	62,35
Тр-р	13	16	Береговая 2 нейтраль 1 - Береговая 2 НН					0,045	-6,50	-3,90	20,26

Продолжение таблицы 6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	14	15	Береговая 2 нейтраль 2 - Береговая 2 СН					0,5	-20,00	-12,00	62,35
Тр-р	14	16	Береговая 2 нейтраль 2 - Береговая 2 НН					0,045	-6,50	-3,90	20,26
ЛЭП	12	17	Береговая 2 ВН - Перевал ВН	3,37	14,75	-90,79	4,85		-82,81	19,45	227,38
Тр-р	17	18	Перевал ВН - Перевал Нейтраль 1					1	-9,30	-5,60	29,02
Тр-р	17	19	Перевал ВН - Перевал Нейтраль 2					1	-9,30	-5,60	29,02
Тр-р	18	20	Перевал Нейтраль 1 - Перевал НН 1					0,045	-4,65	-2,80	14,51
Тр-р	18	21	Перевал Нейтраль 1 - Перевал НН 2					0,045	-4,65	-2,80	14,51
Тр-р	19	20	Перевал Нейтраль 2 - Перевал НН 1					0,045	-4,65	-2,80	14,51
Тр-р	19	21	Перевал Нейтраль 2 - Перевал НН 2					0,045	-4,65	-2,80	14,51
ЛЭП	17	22	Перевал ВН - Широкая ВН	3,39	17,27	-106,26	5,67		-63,47	28,67	186,19
Тр-р	22	23	Широкая ВН - Широкая нейтраль 1					1	-31,25	-18,76	96,91
Тр-р	22	24	Широкая ВН - Широкая нейтраль 2					1	-31,25	-18,76	96,91
Тр-р	23	25	Широкая нейтраль 1 - Широкая СН					0,5	-23,70	-14,22	73,50
Тр-р	23	26	Широкая нейтраль 1 - Широкая НН					0,045	-7,55	-4,53	23,41
Тр-р	24	25	Широкая нейтраль 2 - Широкая СН					0,5	-23,70	-14,22	73,50
Тр-р	24	26	Широкая нейтраль 2 - Широкая НН					0,045	-7,55	-4,53	23,41
ЛЭП	22	27	Широкая ВН - Лозовая СН	3,17	13,86	-85,3	4,55		-0,36	62,95	167,37
Тр-р	27	28	Лозовая СН - Лозовая нейтраль 1					2,27	-69,32	61,78	242,54
Тр-р	27	29	Лозовая СН - Лозовая нейтраль 2					2,27	-69,32	61,78	242,54
Тр-р	28	30	Лозовая нейтраль 1 - Лозовая ВН					1	-52,02	72,21	102,39
Тр-р	28	31	Лозовая нейтраль 1 - Лозовая НН					0,02	-17,30	-10,40	23,22
Тр-р	29	30	Лозовая нейтраль 2 - Лозовая ВН					1	-52,02	72,21	102,39
Тр-р	29	31	Лозовая нейтраль 2 - Лозовая НН					0,02	-17,30	-10,40	23,22
ЛЭП	27	32	Лозовая СН - Козьино ВН	2,61	11,44	-70,4	3,8		-10,56	-2,26	30,91
ЛЭП	27	32	Лозовая СН - Козьино ВН	2,78	12,17	-78,9	4		-9,94	-1,81	29,42
Тр-р	32	33	Козьино ВН - Козьино нейтраль 1					1	-10,05	-5,65	30,16
Тр-р	32	34	Козьино ВН - Козьино нейтраль 2					1	-10,05	-5,65	30,16
Тр-р	33	35	Козьино нейтраль 1 - Козьино СН					0,16	-8,40	-5,05	25,64

Продолжение таблицы 6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	33	36	Козьино нейтраль 1 - Козьино НН					0,045	-1,65	-0,60	4,59
Тр-р	34	35	Козьино нейтраль 2 - Козьино СН					0,16	-8,40	-5,05	25,64
Тр-р	34	36	Козьино нейтраль 2 - Козьино НН					0,045	-1,65	-0,60	4,59
ЛЭП	27	37	Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	2,16	9,44	-58,1	3,1		159,24	-59,54	446,97
Тр-р	37	38	ПаГРЭС ВН - ПаГРЭС нейтраль 1					1	92,82	-41,37	266,55
Тр-р	37	39	ПаГРЭС ВН - ПаГРЭС нейтраль 2					1	92,82	-41,37	266,55
Тр-р	38	40	ПаГРЭС нейтраль 1 - ПаГРЭС СН					0,5	93,57	-40,83	267,82
Тр-р	39	40	ПаГРЭС нейтраль 2 - ПаГРЭС СН					0,5	93,57	-40,83	267,82
Тр-р	38	41	ПаГРЭС нейтраль 1 - ПаГРЭС НН					0,045	-0,75	-0,50	2,36
Тр-р	39	41	ПаГРЭС нейтраль 2 - ПаГРЭС НН					0,045	-0,75	-0,50	2,36
ЛЭП	30	42	Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	6,44	58,75	-752,3	187,9		-104,04	144,49	204,78
ЛЭП	37	45	ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	22,69	99,34	-611,34	32,65		-24,96	26,00	94,54
Тр-р	42	43	Чугуевка 2 ВН - Чугуевка 2 нейтраль 1					1	-28,00	-22,43	40,86
Тр-р	42	44	Чугуевка 2 ВН - Чугуевка 2 нейтраль 2					1	-28,00	-22,43	40,86
Тр-р	43	45	Чугуевка 2 нейтраль 1 - Чугуевка 2 СН					0,44	-21,04	-18,28	31,75
Тр-р	43	46	Чугуевка 2 нейтраль 1 - Чугуевка 2 НН					0,02	-6,96	-4,15	9,23
Тр-р	44	45	Чугуевка 2 нейтраль 2 - Чугуевка 2 СН					0,44	-21,04	-18,28	31,75
Тр-р	44	46	Чугуевка 2 нейтраль 2 - Чугуевка 2 НН					0,02	-6,96	-4,15	9,23
Тр-р	47	40	ПаГРЭС НН 1 - ПаГРЭС СН					11	12,87	40,74	2466,85
Тр-р	48	40	ПаГРЭС НН 2 - ПаГРЭС СН					11	-200,00	40,66	11783,26
ЛЭП	15	49	Береговая 2 СН - Раффлс ВН	5,67	9,7	-63,3	8,2		-101,34	26,22	559,65
Тр-р	49	50	Раффлс ВН - Раффлс нейтраль 1					1	-11,67	5,03	69,52
Тр-р	49	51	Раффлс ВН - Раффлс нейтраль 2					1	-12,38	5,97	75,22
Тр-р	50	52	Раффлс нейтраль 1 - Раффлс НН 1					0,091	-5,83	18,08	103,93
Тр-р	51	52	Раффлс нейтраль 2 - Раффлс НН 1					0,091	-6,19	20,73	118,40
ЛЭП	49	53	Раффлс ВН - Береговая 1 ВН	3,49	5,95	-39,9	5		24,27	-31,82	221,08
Тр-р	53	54	Береговая 1 ВН - Береговая 1 нейтраль 1					1	-11,96	-7,20	77,07
Тр-р	53	55	Береговая 1 ВН - Береговая 1 нейтраль 2					1	-11,96	-7,20	77,07

Продолжение таблицы 6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	P_нач	Q_нач	I_max
Тр-р	54	56	Береговая 1 нейтраль 1 - Береговая 1 СН					0,32	-8,67	-5,20	55,82
Тр-р	54	57	Береговая 1 нейтраль 1 - Береговая 1 НН					0,091	-3,29	-2,00	21,25
Тр-р	55	56	Береговая 1 нейтраль 2 - Береговая 1 СН					0,32	-8,67	-5,20	55,82
Тр-р	55	57	Береговая 1 нейтраль 2 - Береговая 1 НН					0,091	-3,29	-2,00	21,25
ЛЭП	5	58	СН АТЭЦ - Смоляниново тяга ВН	6,23	10,68	-66,5	7,7		-72,05	-0,39	378,20
Тр-р	50	59	Раффлс нейтраль 1 - Раффлс НН 2					0,091	-5,83	-2,78	35,37
Тр-р	51	59	Раффлс нейтраль 2 - Раффлс НН 2					0,091	-6,19	-4,51	41,90
ЛЭП	53	58	Береговая 1 ВН - Смоляниново тяга ВН	7,16	12,28	-76,53	8,8		48,71	-16,90	286,69

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП при отключении ВЛ 500 кВ Лозовая – Чугуевка 2

Название	I_max; А	I_dop_расч; А	I/I_dop; %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,12	825	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	341,23	710	48,06
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	101,89	710	14,35
Перевал ВН - Широкая ВН	57,06	710	8,04
Широкая ВН - Лозовая СН	166,51	710	23,45
Лозовая СН - Козьмино ВН	31,63	710	4,45
Лозовая СН - Козьмино ВН	30,09	710	4,24
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	318,01	710	44,79
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН		710	
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	281,46	710	39,64
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	177,88	710	25,05
Раффлс ВН - Береговая 1 ВН	36,53	710	5,15
СН АТЭЦ - Смоляниново тяга ВН	259,64	710	36,57
Береговая 1 ВН - Смоляниново тяга ВН	142,28	710	20,04

Приложение Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin 3

Таблица 8 – вариант №2 узлы

Тип	Номер	Название	U ном	Район	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Г1 НН1 АТЭЦ	10	1			7,12	20,35	10	-100	100	10		
Ген	2	Г2 НН2 АТЭЦ	10	1			200	20,47	10	-100	100	10	0,07	
Нагр	3	Нейтраль 1 АТЭЦ	220	4								219,98	0,00	-0,01
Нагр	4	Нейтраль 2 АТЭЦ	220	4								219,98	0,02	-0,01
Нагр	5	СН АТЭЦ	110	3								109,99	0,01	-0,01
Нагр	6	ВН АТЭЦ	220	4								219,96	-0,00	-0,02
Нагр	7	ВН Аэропорт	220	4								219,20	-0,26	-0,36
Нагр	8	Аэропорт нейтраль 1	220	4								219,19	-0,26	-0,37
Нагр	9	Аэропорт нейтраль 2	220	4								219,19	-0,26	-0,37
Нагр	10	Аэропорт НН 1	10	1	14,9	8,4						9,86	-0,27	-1,36
Нагр	11	Аэропорт НН 2	10	1	14,9	8,4						9,86	-0,27	-1,36
Нагр	12	Береговая 2 ВН	220	4								214,58	-3,66	-2,46
Нагр	13	Береговая 2 нейтраль 1	220	4								214,56	-3,67	-2,47
Нагр	14	Береговая 2 нейтраль 2	220	4								214,56	-3,67	-2,47
Нагр	15	Береговая 2 СН	110	3	40	24						107,27	-3,68	-2,48
Нагр	16	Береговая 2 НН	10	1	13	7,8						9,65	-3,68	-3,45
Нагр	17	Перевал ВН	220	4								214,92	-5,27	-2,31
Нагр	18	Перевал Нейтраль 1	220	4								214,91	-5,28	-2,31
Нагр	19	Перевал Нейтраль 2	220	4								214,91	-5,28	-2,31
Нагр	20	Перевал НН 1	10	1	9,3	5,6						9,67	-5,28	-3,29
Нагр	21	Перевал НН 2	10	1	9,3	5,6						9,67	-5,28	-3,29
Нагр	22	Широкая ВН	220	4								216,53	-6,75	-1,58
Нагр	23	Широкая нейтраль 1	220	4								216,51	-6,76	-1,59
Нагр	24	Широкая нейтраль 2	220	4								216,51	-6,76	-1,59

Продолжение таблицы 8

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
Нагр	25	Широкая СН	110	3	47,4	28,44						108,25	-6,76	-1,59
Нагр	26	Широкая НН	10	1	15,1	9,06						9,74	-6,76	-2,57
Нагр	27	Лозовая СН	220	4								220,78	-7,01	0,35
Нагр	28	Лозовая нейтраль 1	500	5								501,30	-7,02	0,26
Нагр	29	Лозовая нейтраль 2	500	5								501,30	-7,02	0,26
Нагр	30	Лозовая ВН	500	5								501,44	-7,03	0,29
Нагр	31	Лозовая НН	10	1	34,6	20,8						10,03	-7,03	0,25
Нагр	32	Козьмино ВН	220	4								220,45	-7,14	0,21
Нагр	33	Козьмино нейтраль 1	220	4								220,45	-7,14	0,20
Нагр	34	Козьмино нейтраль 2	220	4								220,45	-7,14	0,20
Нагр	35	Козьмино СН	35	2	16,8	10,1						35,27	-7,14	0,77
Нагр	36	Козьмино НН	10	1	3,3	1,2						9,92	-7,14	-0,80
Нагр	37	ПаГРЭС ВН	220	4								220,10	-5,09	0,05
Нагр	38	ПаГРЭС нейтраль 1	220	4								220,07	-5,07	0,03
Нагр	39	ПаГРЭС нейтраль 2	220	4								220,07	-5,07	0,03
Нагр	40	ПаГРЭС СН	110	3								110,02	-5,05	0,02
Нагр	41	ПаГРЭС НН	10	1	1,5	1						9,90	-5,07	-0,97
Нагр	42	Чугуевка 2 ВН	500	5								506,36	-8,17	1,27
Нагр	43	Чугуевка 2 нейтраль 1	500	5								506,32	-8,13	1,26
Нагр	44	Чугуевка 2 нейтраль 2	500	5								506,32	-8,18	1,26
Нагр	45	Чугуевка 2 СН	220	4	65,1	39,1						222,76	-8,18	1,26
Нагр	46	Чугуевка 2 НН	10	1	13,92	8,3						10,13	-8,18	1,26
Ген	47	ПаГРЭС НН 1	10	1			12,87	37,70	10	-100	100	10	-5,05	
Ген	48	ПаГРЭС НН 2	10	1			200	-37,62	10	-100	100	10	-5,00	
Нагр	49	Раффлс ВН	110	3								106,41	-3,94	-3,27
Нагр	50	Раффлс нейтраль 1	110	3								106,40	-3,94	-3,27
Нагр	51	Раффлс нейтраль 2	110	3								106,40	-3,94	-3,27
Нагр	52	Раффлс НН 1	10	1	12,1	7,3						9,68	-3,95	-3,17

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin 3

Таблица 9 – вариант №2 ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	3	Г1 НН1 АТЭЦ - Нейтраль 1 АТЭЦ					22	7,12	-20,35	1244,93
Тр-р	2	4	Г2 НН2 АТЭЦ - Нейтраль 2 АТЭЦ					22	-200	-20,47	11607,34
Тр-р	3	5	Нейтраль 1 АТЭЦ - СН АТЭЦ					0,5	51,78	-0,03	135,91
Тр-р	3	6	Нейтраль 1 АТЭЦ - ВН АТЭЦ					1	-44,66	-20,32	128,77
Тр-р	4	5	Нейтраль 2 АТЭЦ - СН АТЭЦ					0,5	-51,78	0,01	135,91
Тр-р	4	6	Нейтраль 2 АТЭЦ - ВН АТЭЦ					1	-148,22	-20,32	392,64
ЛЭП	6	7	ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	1,425	7,98	-51,3	2,74		-29,97	-14,52	90,11
Тр-р	7	8	ВН Аэропорт - Аэропорт нейтраль 1					1	-14,90	-8,40	45,05
Тр-р	7	9	ВН Аэропорт - Аэропорт нейтраль 2					1	-14,90	-8,40	45,05
Тр-р	8	10	Аэропорт нейтраль 1 - Аэропорт НН 1					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	8	11	Аэропорт нейтраль 1 - Аэропорт НН 2					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	9	10	Аэропорт нейтраль 2 - Аэропорт НН 1					0,045	-7,45	-4,20	22,53
Тр-р	9	11	Аэропорт нейтраль 2 - Аэропорт НН 2					0,045	-7,45	-4,20	22,53
ЛЭП	6	12	ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	4,44	19,305	-119,59	6,38		-162,91	-26,02	434,38
Тр-р	12	13	Береговая 2 ВН - Береговая 2 нейтраль 1					1	-38,66	-22,71	120,64
Тр-р	12	14	Береговая 2 ВН - Береговая 2 нейтраль 2					1	-38,66	-22,71	120,64
Тр-р	13	15	Береговая 2 нейтраль 1 - Береговая 2 СН					0,5	-32,16	-18,80	100,23
Тр-р	13	16	Береговая 2 нейтраль 1 - Береговая 2 НН					0,045	-6,50	-3,90	20,40
Тр-р	14	15	Береговая 2 нейтраль 2 - Береговая 2 СН					0,5	-32,16	-18,80	100,23
Тр-р	14	16	Береговая 2 нейтраль 2 - Береговая 2 НН					0,045	-6,50	-3,90	20,40
ЛЭП	12	17	Береговая 2 ВН - Перевал ВН	3,37	14,75	-90,79	4,85		-82,77	24,65	232,37
Тр-р	17	18	Перевал ВН - Перевал Нейтраль 1					1	-9,30	-5,60	29,16
Тр-р	17	19	Перевал ВН - Перевал Нейтраль 2					1	-9,30	-5,60	29,16
Тр-р	18	20	Перевал Нейтраль 1 - Перевал НН 1					0,045	-4,65	-2,80	14,58

Продолжение таблицы 9

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	18	21	Перевал Нейтраль 1 - Перевал НН 2					0,045	-4,65	-2,80	14,58
Тр-р	19	20	Перевал Нейтраль 2 - Перевал НН 1					0,045	-4,65	-2,80	14,58
Тр-р	19	21	Перевал Нейтраль 2 - Перевал НН 2					0,045	-4,65	-2,80	14,58
ЛЭП	17	22	Перевал ВН - Широкая ВН	3,39	17,27	-106,26	5,67		-63,41	34,02	193,30
Тр-р	22	23	Широкая ВН - Широкая нейтраль 1					1	-31,25	-18,76	97,19
Тр-р	22	24	Широкая ВН - Широкая нейтраль 2					1	-31,25	-18,76	97,19
Тр-р	23	25	Широкая нейтраль 1 - Широкая СН					0,5	-23,70	-14,22	73,71
Тр-р	23	26	Широкая нейтраль 1 - Широкая НН					0,045	-7,55	-4,53	23,48
Тр-р	24	25	Широкая нейтраль 2 - Широкая СН					0,5	-23,70	-14,22	73,71
Тр-р	24	26	Широкая нейтраль 2 - Широкая НН					0,045	-7,55	-4,53	23,48
ЛЭП	22	27	Широкая ВН - Лозовая СН	3,17	13,86	-85,3	4,55		-0,28	68,46	182,54
Тр-р	27	28	Лозовая СН - Лозовая нейтраль 1					2,27	-69,27	61,81	242,76
Тр-р	27	29	Лозовая СН - Лозовая нейтраль 2					2,27	-69,27	61,81	242,76
Тр-р	28	30	Лозовая нейтраль 1 - Лозовая ВН					1	-51,97	72,24	102,49
Тр-р	28	31	Лозовая нейтраль 1 - Лозовая НН					0,02	-17,30	-10,40	23,25
Тр-р	29	30	Лозовая нейтраль 2 - Лозовая ВН					1	-51,97	72,24	102,49
Тр-р	29	31	Лозовая нейтраль 2 - Лозовая НН					0,02	-17,30	-10,40	23,25
ЛЭП	27	32	Лозовая СН - Козьмино ВН	2,61	11,44	-70,4	3,8		-10,56	-2,27	30,94
ЛЭП	27	32	Лозовая СН - Козьмино ВН	2,78	12,17	-78,9	4		-9,94	-1,82	29,46
Тр-р	32	33	Козьмино ВН - Козьмино нейтраль 1					1	-10,05	-5,65	30,20
Тр-р	32	34	Козьмино ВН - Козьмино нейтраль 2					1	-10,05	-5,65	30,20
Тр-р	33	35	Козьмино нейтраль 1 - Козьмино СН					0,16	-8,40	-5,05	25,67
Тр-р	33	36	Козьмино нейтраль 1 - Козьмино НН					0,045	-1,65	-0,60	4,60
Тр-р	34	35	Козьмино нейтраль 2 - Козьмино СН					0,16	-8,40	-5,05	25,67
Тр-р	34	36	Козьмино нейтраль 2 - Козьмино НН					0,045	-1,65	-0,60	4,60
ЛЭП	27	37	Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	2,16	9,44	-58,1	3,1		159,27	-53,84	442,32
Тр-р	37	38	ПаГРЭС ВН - ПаГРЭС нейтраль 1					1	92,82	-38,33	263,41
Тр-р	37	39	ПаГРЭС ВН - ПаГРЭС нейтраль 2					1	92,82	-38,33	263,41

Продолжение таблицы 9

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	38	40	ПаГРЭС нейтраль 1 - ПаГРЭС СН					0,5	93,57	-37,79	264,74
Тр-р	39	40	ПаГРЭС нейтраль 2 - ПаГРЭС СН					0,5	93,57	-37,79	264,74
Тр-р	38	41	ПаГРЭС нейтраль 1 - ПаГРЭС НН					0,045	-0,75	-0,50	2,36
Тр-р	39	41	ПаГРЭС нейтраль 2 - ПаГРЭС НН					0,045	-0,75	-0,50	2,36
ЛЭП	30	42	Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН	6,44	58,75	-752,3	187,9		-103,93	144,55	204,99
ЛЭП	37	45	ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	22,69	99,34	-611,34	32,65		-24,96	25,51	93,62
Тр-р	42	43	Чугуевка 2 ВН - Чугуевка 2 нейтраль 1					1	-28,00	-22,19	40,73
Тр-р	42	44	Чугуевка 2 ВН - Чугуевка 2 нейтраль 2					1	-28,00	-22,19	40,73
Тр-р	43	45	Чугуевка 2 нейтраль 1 - Чугуевка 2 СН					0,44	-21,04	-18,04	31,60
Тр-р	43	46	Чугуевка 2 нейтраль 1 - Чугуевка 2 НН					0,02	-6,96	-4,15	9,24
Тр-р	44	45	Чугуевка 2 нейтраль 2 - Чугуевка 2 СН					0,44	-21,04	-18,04	31,60
Тр-р	44	46	Чугуевка 2 нейтраль 2 - Чугуевка 2 НН					0,02	-6,96	-4,15	9,24
Тр-р	47	40	ПаГРЭС НН 1 - ПаГРЭС СН					11	12,87	37,70	2300,15
Тр-р	48	40	ПаГРЭС НН 2 - ПаГРЭС СН					11	-200	37,62	11749,56
ЛЭП	15	49	Береговая 2 СН - Раффлс ВН	3,84	6,53	-44,7	5,6		-12,12	-6,83	75,97
ЛЭП	15	49	Береговая 2 СН - Раффлс ВН	3,84	6,53	-44,7	5,6		-12,12	-6,83	75,97
Тр-р	49	50	Раффлс ВН - Раффлс нейтраль 1					1	-11,96	-7,26	75,93
Тр-р	49	51	Раффлс ВН - Раффлс нейтраль 2					1	-11,96	-7,26	75,93
Тр-р	50	52	Раффлс нейтраль 1 - Раффлс НН 1					0,091	-6,05	-3,65	38,33
Тр-р	50	53	Раффлс нейтраль 1 - Раффлс НН 2					0,091	-6,05	-3,65	38,33
Тр-р	51	52	Раффлс нейтраль 2 - Раффлс НН 1					0,091	-6,05	-3,65	38,33
Тр-р	51	53	Раффлс нейтраль 2 - Раффлс НН 2					0,091	-6,05	-3,65	38,33

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП при отключении ВЛ 500 кВ Лозовая – Чугуевка

Название	I max; А	Доп расч; А	I/I_dop; %
ВН АТЭЦ - ВН Аэропорт	90,12	825	10,92
ВН АТЭЦ - Береговая 2 ВН	334,26	710	47,08
Береговая 2 ВН - Перевал ВН	101,47	710	14,29
Перевал ВН - Широкая ВН	54,75	710	7,71
Широкая ВН - Лозовая СН	162,80	710	22,93
Лозовая СН - Козьино ВН	31,62	710	4,45
Лозовая СН - Козьино ВН	30,08	710	4,24
Лозовая СН - ПаГРЭС ВН	315,04	710	44,37
Лозовая ВН - Чугуевка 2 ВН		710	
ПаГРЭС ВН - Чугуевка 2 СН	281,48	710	39,65
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	77,08	710	10,86
Береговая 2 СН - Раффлс ВН	77,08	710	10,86