

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  
Направленность (профиль)

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Сопка

Исполнитель  
студент группы 842-об2

\_\_\_\_\_ подпись, дата

К.В. Езык

Руководитель  
канд. техн. наук, доцент

\_\_\_\_\_ подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_ подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Език Карена Владимировича.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Сопка.

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506 - Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема 110 кВ Приморской электрической сети, данные контрольного замера, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Разработка варианта подключения ПС Сопка 110/6 кВ к системе внешнего электроснабжения. 3. Выбор силовых трансформаторов и основного оборудования. 4. Расчёт режимов работы электрической сети. 5. Расчет молниезащиты и заземления подстанции. 6. Организационно-экономическая часть. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 100 с., 8 рисунков, 29 таблиц, 3 приложения, 25 источников, 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и Экологичность – А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук.

7. Дата выдачи задания 16.03.2022.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, доцент, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.2022

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа содержит 100 стр., 8 рисунков, 29 таблиц, 98 формул, 25 источников, 3 приложений, 6 листов графической части.

СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассмотрены варианты развития Приморских электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Сопка. В проекте рассмотрен вариант подключения к системе внешнего электроснабжения, выбрано основное необходимое оборудование: воздушная линия электропередачи, распределительные устройства, силовые трансформаторы, а также вспомогательное оборудование, включая устройства компенсации реактивной мощности устройства защиты и автоматики. В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования, так же выполнены необходимые экономические расчеты.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- ВВ – высоковольтный выключатель;
- ВН - высокое напряжение
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МЗ – микропроцессорная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низкое напряжение
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПС – подстанция;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	5
Введение	8
1. Характеристика климатических условий и территориальных особенностей	10
2. Описание электрических сетей района расположения проектируемой подстанция	12
2.1. Структурный анализ электрических сетей	12
2.2. Линии электропередачи	14
2.3. Подстанции	15
2.4. Характеристика источников питания	16
2.5. Характеристика потребителей района	18
3. Обоснование целесообразности строительства новой подстанции	19
4. Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Сопка и выбор оптимального	20
4.1. Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии	20
4.2. Выбор номинального напряжения подключения ПС Сопка	21
4.3. Компенсация реактивной мощности ПС Сопка	23
4.4. Выбор номинального напряжения подключения ПС Сопка	26
4.5. Проверка сечений существующих линий электропередачи	27
4.6. Расчет параметров линий	30
4.7. Выбор и проверка силовых трансформаторов ПС Сопка	32
5. Управление режимами электрической сети	34
5.1. Расчет и анализ установившихся режимов	34
5.2. Расчет аварийных режимов	39
6. Проектирование подстанции Сопка	38
6.1. Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС Сопка и выбор оптимального	38

6.2.	Расчет токов КЗ	39
6.3.	Выбор и проверка выключателей	43
6.4.	Выбор и проверка разъединителей	46
6.5.	Выбор и проверка трансформаторов тока	45
6.6.	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	48
6.7.	Выбор гибких шин	50
6.8.	Выбор и проверка жестких шин	52
6.9.	Выбор и проверка опорных изоляторов	54
6.10.	Выбор трансформатора собственных нужд	55
6.11.	Выбор ОПН	57
6.12.	Оперативный ток	59
7.	Расчет молниезащиты ПС Сопка	60
7.1.	Расчет заземления	60
7.2.	Расчет молниезащиты	65
8.	Релейная защита и автоматика	68
8.1.	Защита линий 110 кВ	68
8.2.	Защита силовых трансформаторов 110/6 кВ	69
8.3.	Защита СВ 110 кВ	71
8.4.	Защита ошиновки 110 кВ	71
8.5.	ТН 110 кВ	72
8.6.	Защита СВ 6кВ	72
8.7.	ТН 6 кВ	72
8.8.	Защита линии 6 кВ	73
8.9.	Телемеханика	73
9.	Организационно-экономическая часть	75
9.1.	Описание проектируемой сети	75
9.2.	Определение затрат на реализацию проекта	75
9.3.	Расчет эксплуатационных затрат	79
9.4.	Расчет штатной численности персонала	80
9.5.	Расчет страховых взносов в ПФ	80

9.6. Определение себестоимости энергии	81
9.7. Оценка экономической эффективности	82
10. Безопасность и экологичность	85
10.1. Безопасность работ при строительстве ВЛ	85
10.2. Экологичность	90
10.3. Чрезвычайные ситуации	93
Заключение	
Библиографический список	
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время потребность в электрической энергии растет с каждым годом за счет вводимых новых производственных мощностей и расширения частного сектора, а также развития технологий, которое приводит к увеличению удельного потребления на одного человека. На данный момент существуют проблема подключения новых потребителей в поселке Трудовое Советского района. По результатам контрольного замера выявлена высокая загруженность линий и силовых трансформаторов. Вышеуказанные обстоятельства не позволяют производить подключение заявки мощностью 41 МВт без снижения надежности системы и качества электроэнергии.

Цель данной работы заключается в разработке экономически целесообразного варианта реконструкции Приморских электрических сетей при подключении нового объекта ПС Сопка, а также выбор всего необходимого основного и вспомогательного оборудования для последнего с целью покрытия нужд в электрической энергии потребителей.

В ходе выполнения данной работы решено значительное количество задач:

- Анализ состояния и определение основных характеристик электротехнического оборудования в рассматриваемом районе Приморских электрических сетей;
- Выполнение расчетов, связанных с разработкой схемы подключения новой подстанции Сопка к системе внешнего электроснабжения;
- Выполнение расчетов токов короткого замыкания и последующий выбор основного и вспомогательного оборудования;
- Оценка экономической эффективности проектируемой подстанции.

Практическая значимость представленной работы – заключается в повышении надежности электроэнергетической системы, получении токов короткого замыкания на рассматриваемом объекте, получении технических характеристик необходимого оборудования при реконструкции сети 110 кВ.

Используемое лицензионное программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio.

Matsoft: Mathcad.

Используемое свободно распространяемое программное обеспечение:

Google Chrome

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ.

При выборе электротехнического оборудования (выключатели, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и напряжения) следует уделять внимание климатической характеристике района. В данной работе будет производиться реконструкция электрической сети, следовательно, для правильного расчета и выбора как линейного, так и подстанционного оборудования понадобятся следующие данные:

- для выбора проводов линий электропередач необходимы данные о скоростном напоре ветра и толщине стенки гололеда.
- при выборе подстанционного оборудования необходимы данные о минимальной и максимальной температуре.
- для расчета заземляющего устройства необходим учет глубины промерзания грунта.
- правильный расчет грозоупорности как ВЛ, так и подстанционного оборудования должен учитывать число грозových часов в году.

В соответствии с [1] были определены необходимые для проектирования климатические условия характеристики которых приведены в таблице 1.

На рисунке 1 представлена карта Советского района в Приморском крае с указанием места предполагаемого расположения ПС Сопка.

Советский район расположен на полуострове Муравьева-Амурского, неоднородный рельеф которого включает в себя вершины высотой до 450 м (гора Тимпур – 420 м, Синяя Сопка – 450 м).

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические характеристика	Данные по району
По ветру	IV
Скорость ветра, м/сек	30
По гололеду	IV
Нормативная толщина гололеда, мм	25
Вес снегового покрова, кг/м <sup>2</sup>	120
Температура гололедообразования, °С	-10
Минимальная температура воздуха, °С	-30
Среднегодовая температура воздуха, °С	+5
Максимальная температура воздуха, °С	+30
Число грозных часов в год	10-20
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Состав почвы	Серо-бурая
Преобладающее направление ветров	Северное



Рисунок 1 - Карта Советского района в Приморском крае

## 2. ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПС СОПКА

### 2.1 Структурный анализ электрических сетей

В данном разделе будет проведен анализ электрических сетей, которые в настоящее время эксплуатируются в южной части Приморской энергетической системы, для этого на рисунке 2 изображена упрощенная однолинейная схема сети.

Источникам питания являются две электростанции – Артемовская ТЭЦ и Владивостокская ТЭЦ-2, а также трансформаторная подстанция Владивосток.

Основные линии 110 кВ:

Транзит АТЭЦ – ПС Промузел – ПС Спутник – ПС Чайка – ПС Волна;

Транзит АТЭЦ – ПС Муравейка» – ПС Океан – ПС Лазурная – ПС Горностаи – ПС Зеленый угол;

Транзит АТЭЦ – ПС Шахта 7 – ПС Западная;

Две ВЛ АТЭЦ – ПС Западная с отпайками на ПС Кролевцы и на ПС Штыково;

Кольцо ПС Западная – ПС Кипарисово – ПС Раздольное 1 – ПС Пушкинская – ПС Давыдовка – ПС Западная.



## 2.2 Линии электропередачи

В рассматриваемой части электрической сети используются воздушные линии с неизолированными сталеалюминевыми и медными проводами. Характеристика ВЛ и их загрузка в режиме максимальных нагрузок по данным КДЗ от 15 декабря 2021 года представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика ВЛ 110 кВ

Наименование ВЛ	Длина (км)	Марка провода	Ток, проходящий по линии (А)	Длительно допустимый ток (А)	Загрузка (%)
Артемовская ТЭЦ – ПС Западная с отпайками на ПС Кролевцы и на ПС Штыково	44,4	АС-150/24,	203	450	45,1
Артемовская ТЭЦ – ПС Шахта 7	14,4	АС-150/24, АСКП-240/39	410	450	91,1
ПС Шахта 7 – ПС Западная	6,0	АС 120/19, М-70/11	294	337	87,2
Артемовская ТЭЦ – ПС Промузел	25,8	АС 120/19, М-70/11	98	337	29,1
ПС Промузел – ПС Спутник	25,0	АС 120/19, М-70/11	75	337	22,3
ПС Спутник – ПС Чайка	6,2	АС 120/19, М-70	58	337	17,2
ПС Чайка – ПС Волна	8,8	М-70/11, АС 120/19, АС 240/32, АС 300/39	330	337	97,9
Артемовская ТЭЦ – ПС Муравейка	12,7	АСКП-240/39	50	610	8,2
ПС Муравейка – ПС Океан	12,2	АСКП-240/39, ПВПУ2Г-240/39	55	610	9,0
ПС Океан – ПС Лазурная	15,5	АС-120/19, АСКП-240/39, ПВПУ 1x240/25	98	390	25,1
Лазурная – Горноста́й	14,8	АС-240/39	100	610	16,4
ПС Горноста́й – ПС Зеленый Угол	5,8	АС-240/30	99	610	16,2

На основе этих данных, можно сделать вывод, что подключение дополнительной нагрузки может привести к перегрузке линий транзитов Артемовская ТЭЦ – Западная и ВЛ Чайка – Волна. Данный факт будет учитываться при выборе и разработке вариантов проекта.

### 2.3 Подстанции

Рассмотрим параметры загрузки трансформаторов основных подстанций 110 кВ в районе электрических сетей, данные которых представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика ПС 110 кВ в режиме максимальных нагрузок

Наименование подстанции	Порядковый номер	Модель трансформатора	Загрузка (МВт)	Загрузка (%)
1	2	3	4	5
Западная	Т-1	ТДНТ-40000/110/35/6	30,0	75,2
	Т-2	ТДНТ-40000/110/35/6	26,5	66,2
Кролевецы	Т-1	ТДНТ-25000/110/35/6	19,3	77,3
	Т-2	ТДНТ-25000/110/35/6	6,8	27,1
Штыково	Т-1	ТДТН-16000/110/6	3,3	20,7
	Т-2	ТДТН-16000/110/6	5,3	33,6
Шахта-7	Т-1	ТДТН-16000/110/6	11,7	72,9
	Т-2	ТДТН-16000/110/6	10,3	64,3
Промузел	Т-1	ТДТН-16000/110/6	10,3	64,3
	Т-2	ТДТН-16000/110/6	9,2	58,1
Спутник	Т-1	ТДНТ-25000/110/35/6	11,8	47,1
	Т-2	ТДНТ-25000/110/35/6	14,5	57,8
Чайка	Т-1	ТДНТ-16000/110/35/6	14,6	91,4
	Т-2	ТДНТ-16000/110/35/6	10,4	64,9
Муравейка	Т-1	ТДНТ-16000/110/6	2,5	15,4
	Т-2	ТДНТ-16000/110/6	2,9	17,9
Океан	Т-1	ТДН-6300/110/6	2,3	36,3
	Т-2	ТДН-6300/110/6	отключен	0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
Лазурная	Т-1	ТДНТ-16000/110/35/6	1,5	9,5
	Т-2	ТДНТ-16000/110/35/6	2,2	13,6
Горностай	Т-1	ТДНТ-25000/110/6	2,6	10,5
	Т-2	ТДНТ-25000/110/6	2,1	8,5

#### 2.4 Характеристика источников питания

Для вводимой ПС Сопка ближайшим источником питания является Артемовская ТЭЦ, второй ближайший источник питания ВТЭЦ-2, также понизительная подстанция Владивосток напряжением 500 кВ. Характеристики электростанций представлены ниже.

Артемовская ТЭЦ:

- распределительное устройство 220 кВ в исполнении «двух секционированная система с обходной секцией шин» и имеет 3 отходящих линии;
- распределительное устройство 110 кВ в исполнении «двух секционированная система с обходной секцией шин» и имеет семь отходящих линий;
- распределительное устройство 35 кВ в исполнении «две рабочие секции шин» и имеет пять отходящих линий.

Установлено три трансформатора мощностью 31,5 МВт, три трансформатора мощностью 125 МВт, два автотрансформатора мощностью 180 МВт, два трансформатора собственных нужд мощностью 5,6 и 15 МВт.

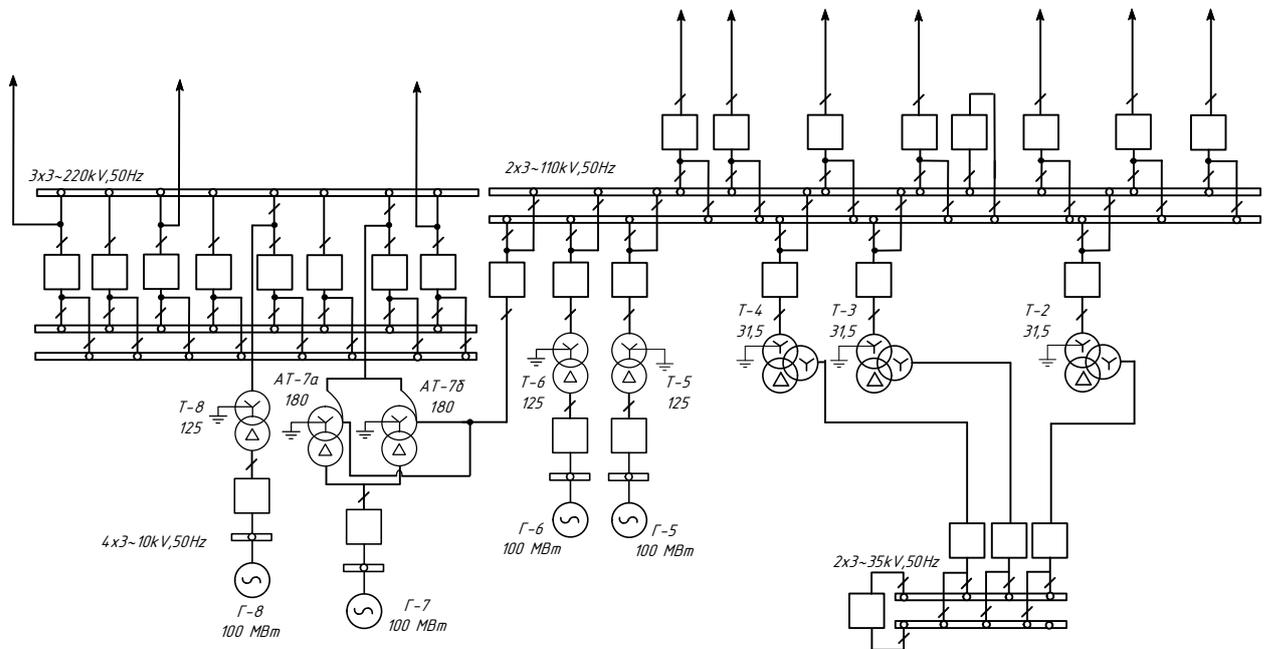


Рисунок 3 – Схема Артемовской ТЭЦ

Владивостокская ТЭЦ-2:

- распределительное устройство 220 кВ выполненное по схеме «две рабочих с обходной секцией шин» и три отходящих линии,
- распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «две рабочих с обходной секцией шин» и три отходящие линии.

Установлено два автотрансформатора мощностью 125 МВт, четыре трансформатора мощностью 125 МВт, два трансформатора собственных нужд 32 МВт.

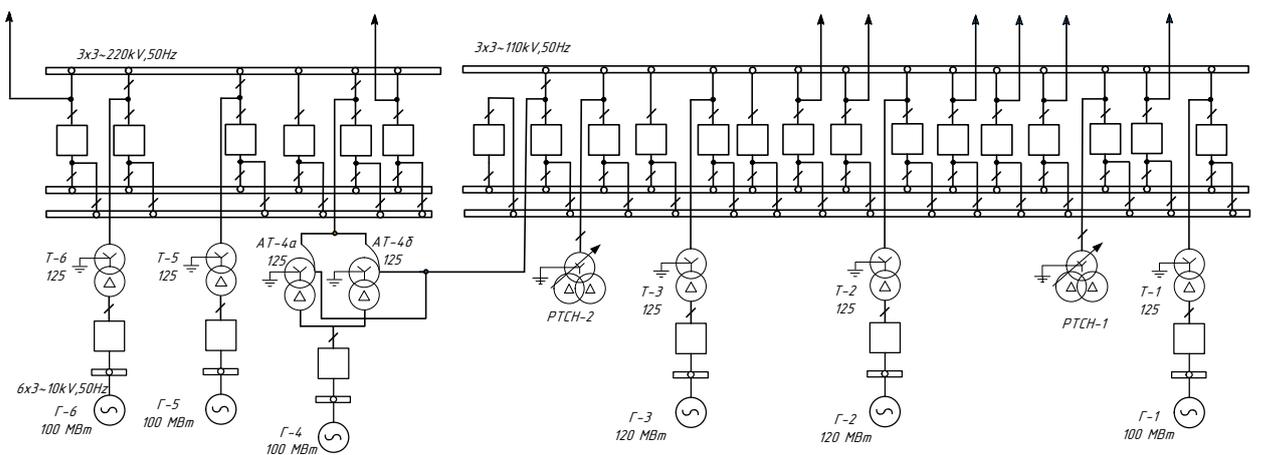


Рисунок 4 – Схема Владивостокской ТЭЦ-2

## 2.5 Характеристика потребителей района размещения

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от урона, вызванного при отключении питания:

- Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания, перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики.

- Для потребителей второй категории необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом.

- Третья категория включает всех остальных потребителей, питание может быть от одного источника, перерыв может занимать время, необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

Рассмотрим подробно потребителей электрической энергии данного района электрической сети. Основную часть потребителей данного поселка составляют объекты жилищного назначения, такие как одноэтажные частные дома, коттеджи, многоквартирные многоэтажные дома. В соответствии с классификацией по надежности, они относятся ко второй и третьей группе, что требует наличие двух источников питания и двух трансформаторов.

### 3 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

В наше время увеличение потребления электрической энергии происходит непрерывно. На уровне отдельного человека можно говорить интенсивном увеличении, происходящему благодаря прогрессу в области технологий. В нашу повседневную жизнь входит быстрая зарядка у смартфонов или новое поколение комплектующих для персональных компьютеров, у которых наравне с производительностью повышаются и требования к питанию. Экстенсивное увеличение связано с ростом числа потребителей, в которое входит как население, так и производственные предприятия.

Одним из примеров второго случая является поселок Трудовое – крупнейший населенный пункт сельского типа на Дальнем Востоке, который продолжает развиваться и расширяться. Для сохранения заданного темпа роста необходимо провести развивать энергосистему, чтобы выполнить один из общих принципов Федерального закона "Об электроэнергетике" [2] – обеспечение бесперебойного и надежного функционирования электроэнергетики.

## 4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОДСТАНЦИИ СОПКА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

### 4.1 Разработка вариантов конфигурации электрической сети

В данном разделе проводим анализ существующей схемы электрической сети и разработку варианта реконструкции с учетом требований по надежности электроснабжения потребителей.

В точке размещения ПС Сопка имеется три основных варианта возможного подключения:

- Прокладка новой ВЛ ПС Западная – ПС Сопка;
- Прокладка новой ВЛ ПС Муравьевка – ПС Сопка;
- К существующей ВЛ АТЭЦ – ПС Промузел.

А также их смешанные производные.

Вариант 1 - прокладка ВЛ ПС Западная – ПС Сопка – ПС Промузел экономически нецелесообразно. Данное решение потребует огромного денежных вложения средств для повышения надежности загруженных линий АТЭЦ – ПС Западная с марками проводов М-70 и АС-150.

Вариант 2 - прокладка ВЛ ПС Муравейка – ПС Сопка сложно реализуемо с точки зрения эксплуатации. Особенности рельефа (карта на рисунке 1) затруднят обслуживание, а также не позволят быстро провести оперативный ремонт при обрыве линии.

Вариант 3 - присоединение к линии АТЭЦ – ПС Промузел. Для этого потребуются минимальный объем работ – подключение ВЛ 2х0,1 км и через несколько лет, когда протекающий ток приблизится к допустимым пределам, заменить линии транзита АТЭЦ – ПС Сопка – ПС Промузел. Данный сценарий развития принят с оговоркой, что в заявка на 41 МВт мощности не будет

вводиться сразу после строительства ПС Сопка, вследствие чего, токи некоторое время будут оставаться пределах допустимых значений.

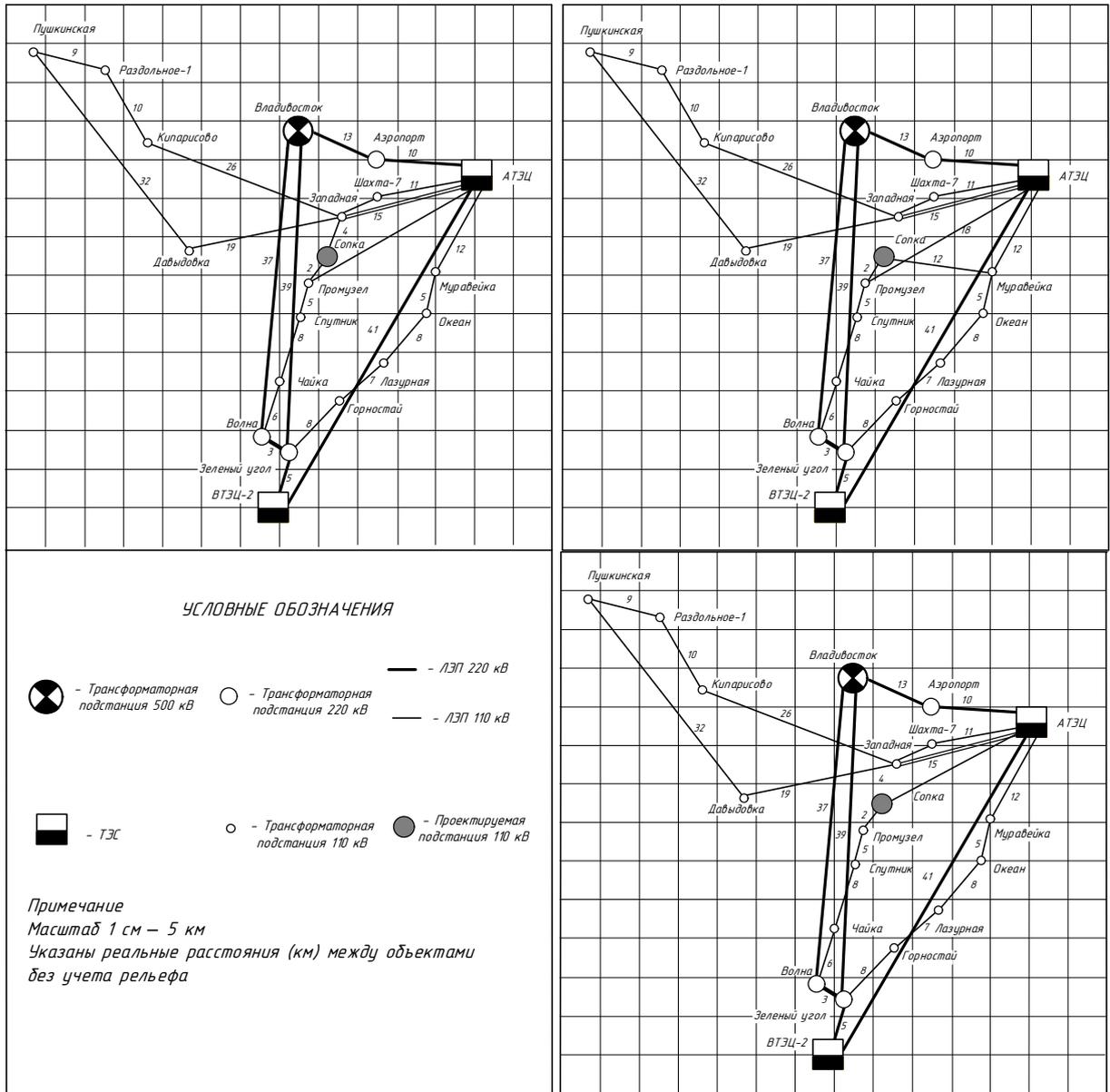


Рисунок 5 – Варианты схем реконструкции сети 110 кВ

#### 4.2 Прогнозирование электрических нагрузок

В данном разделе проводим прогнозирование электрических нагрузок по формуле сложных процентов:

$$P_{\Pi} = P * \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T ; \tag{1}$$

$$Q_{\text{п}} = Q * \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T ; \quad (2)$$

$$S_{\text{п}} = S * \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T . \quad (3)$$

где  $K$  - прогнозируемое увеличение нагрузки за год в рассматриваемой части электрической сети (%);

$T$  - период прогнозирования, принимаем 10 лет.

Проводим расчет для ПС Сопка:

$$P_{\text{п. Сопка}} = 41 * \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 49,9 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\text{п. Сопка}} = 24,6 * \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 29,8 \text{ (МВАр)};$$

$$S_{\text{п. Сопка}} = 47,8 * \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 58,3 \text{ (МВА)}.$$

Аналогичный расчет прогнозных нагрузок производим для остальных подстанций. Исключение составляют ПС Штыково, ПС Муравейка, ПС Океан, ПС Лазурная и ПС Горностаи, у которых очень низкая загруженность и прогнозирование по формулам сложных процентов не даст высокую достоверность режима. Поэтому берем прогнозируемое значение для них 60% от номинала трансформатора. Результаты сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Прогнозные значения нагрузок

Наименование ПС	$P_{п}$ (МВт)	$Q_{п}$ (Мвар)	$S_{np}$ (МВА)
Сопка	49,9	29,8	58,3
Западная	68,4	41,3	80,3
Кролевцы	31,8	18,7	36,9
Штыково	19,2	11,5	22,4
Промузел	23,8	14,3	27,7
Спутник	32,1	19,3	37,4
Чайка	30,5	18,3	35,5
Муравейка	19,2	11,5	22,4
Океан	7,6	4,5	8,8
Лазурная	19,2	11,5	22,7
Горностай	30,0	18,0	35,0

Расчет представлен в приложении А.

#### 4.3 Компенсация реактивной мощности

Перед выбором типа и мощности силовых трансформаторов на ПС Сопка, а также конфигурации ВЛ, необходимо рассчитать рациональную реактивную мощность, которую подстанция может получать из энергосистемы в часы максимальной загруженности сети.

Применение устройств КРМ дает возможность повысить качество отпускаемой электрической энергии потребителям и снизить затраты на силовое оборудование.

Расчёт параметров компенсирующих устройств реактивной мощности производится по максимальной мощности, задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки, умноженному на коэффициент, учитывающий максимально возможное значение реактивной мощности, согласно приказу №380 от 23.06.2015 Минэнерго [3]. Для этого используем полученные данные о прогнозной нагрузке:

$$Q_k = Q_p - P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - максимальное значение коэффициента реактивной мощности, для низкого напряжения 6 кВ принимается 0,4;

Проводим расчет для ПС Сопка:

$$Q_{k. \text{Сопка}} = 29,8 - 49,9 \cdot 0,4 = 9,8 \text{ (МВАр)};$$

Необходимую мощность КУ, применяемых на одну секцию шин НН подстанции Сопка, определяем по формуле:

$$Q_{k1} = \frac{Q_k}{2} ; \quad (5)$$

$$Q_{k1. \text{Сопка}} = \frac{9,8}{2} = 4,9 \text{ (МВАр)}.$$

По полученным данным принимаем к установке подходящий источник реактивной мощности, в данном случае рассматриваем регулируемые батареи конденсаторов. Принимаем для установки на ПС Сопка устройство компенсации реактивной мощности типа ВАРНЕТ.

Установка ВАРНЕТ предназначены для повышения значения коэффициента мощности в электрических распределительных трёхфазных сетях напряжением 6(10) кВ.

Принимаем номинальную мощность компенсирующих устройств  $2 \times 4950$  кВар. Нескомпенсированная реактивная мощность, потребляемая из сети, определяется как:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{п. Сопка}} - Q_{\text{ном.}} \quad (6)$$

где  $Q_{\text{ном}}$  - суммарная мощность устройств компенсации реактивной мощности;

$$Q_{\text{неск}} = 29,8 - 2 \times 4950 = 19,9 \text{ (Мвар)}.$$

Расчеты приведены в приложении А, их результаты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор компенсирующих устройств

Наименование ПС	$Q_{\text{п}}$ (Мвар)	$Q_{\text{к}}$ (Мвар)	$Q_{\text{к1}}$ (Мвар)	$Q_{\text{ном}}$ (кВА)	$Q_{\text{неск}}$ (МВА)
Сопка	29,8	9,99	4,98	4950	20,1
Западная	41,3	13,77	6,89	5400	30,5
Кролевцы	18,7	6,05	3,03	3000	12,8
Штыково	11,5	3,82	1,91	2025	7,45
Промузел	14,3	4,76	2,38	2400	9,5
Спутник	19,3	6,44	3,22	3300	12,7
Чайка	18,3	6,01	3,0	3000	12,3
Муравейка	11,5	3,82	1,91	2025	7,45
Океан	4,5	1,46	0,73	750	3,0
Лазурная	11,5	3,82	1,91	2025	7,45
Горноста́й	18	6	3,0	3000	12

Полученное значение реактивной мощности будет использоваться в дальнейших расчетах при выборе силовых трансформаторов на ПС Сопка и остального оборудования, а также при расчете режимов работы сети.

#### 4.4 Выбор номинального напряжения подключения ПС Сопка

В районе расположения ПС Сопка проходят воздушные линии 110 кВ и 220 кВ, поэтому наиболее оптимальным с экономической точки зрения является вариант подключения именно на одно из этих номинальных напряжений.

Вспользуемся универсальной формулой Г.А. Илларионова для расчет рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{\text{п}}}}}. \quad (7)$$

где  $U_{\text{рац}}$  – рациональное напряжение передачи мощности;

$P_{\text{п}}$  - по линии длиной  $L$ .

Расстояние от предполагаемого расположения ПС Сопка до АТЭЦ выбранного варианта реконструкции составит 18 км, определяем рациональное напряжение ВЛ:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18} + \frac{2500}{49,9}}} = 113,3 \text{ (кВ)}$$

Напряжение, на котором должна подключаться проектируемая ПС Сопка, должно быть равным или больше, чем рациональное напряжения:

$$110 \text{ кВ} \approx 113,3 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

#### 4.5 Проверка сечений существующих линий электропередачи

В данном разделе, согласно исходным данным, предоставленным в таблице 2, следует провести проверку существующих линий электропередачи для подключения ПС Сопка и выбрать сечение провода для линий, не прошедших проверку.

Расчетный ток ВЛ:

$$I_{расч} = \frac{S_{сум}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot a_i \cdot at. \quad (8)$$

где  $S_{сум}$  – совокупный поток максимальной активной и нескомпенсированной реактивной мощности, проходящей через сечение данной линии (МВА);

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$a_i$  – постоянная, учитывающая изменение тока по годам эксплуатации, для 110 кВ принимается 1,05;

$at$  – постоянная, учитывающая число часов использования максимальной нагрузки, для 110 кВ принимается 0,9.

$$S_{сумА-С} = S_{Сопка} + S_{Пром}; \quad (9)$$

$$S_{сумА-С} = 53,8 + 25,6 = 79,4;$$

$$I_{расч.А-С} = \frac{79,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 1,05 \cdot 0,9 = 394 \text{ (А)}.$$

Согласно справочным данным для провода марки М-70 длительно допустимый ток составляет 337 А, проверяем условие:

$$I_{дд} \geq I_{расч}; \quad (10)$$

$$337 \geq 394.$$

Условие не выполняется, следовательно, проводник не проходит проверку и требуется замена на провод большего сечения. Выбираем ВЛ с проводом АС-150/24, длительно допустимый ток которого составляет 450.

$$450 \geq 394$$

Проверяем в послеаварийном режиме

$$I_{пар} = \frac{S_{пар.сум}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot a_i \cdot a_t . \quad (11)$$

где  $S_{пар.сум}$  – суммарный поток активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощности в послеаварийном режиме, проходящей через линию, МВА;

Послеаварийный режим «Отключение линии ПС Волна – ПС Чайка»

$$S_{парА - С} = S_{сопка} + S_{пром} + S_{спутник} + S_{чайка};$$

$$S_{парА - С} = 53,8 + 25,6 + 34,7 + 32,8 = 146,8 \text{ (МВт)};$$

$$I_{нарII.A-C} = \frac{146,8}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1,05 \cdot 0,9 = 728 \text{ А};$$

$$450 \geq 728.$$

Условие не выполняется, следовательно, проводник не проходит проверку и требуется замена на провод большего сечения. Выбираем АСк2у-240/39 с длительно допустимым током 826 А.

$$826 \geq 724.$$

Аналогично проводится проверка и выбор сечения проводников остальных ЛЭП транзита АТЭЦ – ПС Сопка – ПС Промузел – ПС Спутник – ПС Чайка - ПС Волна, расчеты приведены в приложение А, результаты приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор и проверка сечения проводов ВЛ 110 кВ

Наименование ВЛ	Материал опор	Кол-во цепей	Марка провода	И <sub>расч</sub> (А)	И <sub>дд</sub> (А)	И <sub>пар</sub> (А)
Артемовская ТЭЦ - Сопка	Сталь	1	АСк2у-240/39	394	826	728
Сопка - Промузел	Сталь	1	АС 185/29	127	510	461
Промузел - Спутник	Сталь	1	АС 185/29	0	510	394
Спутник - Чайка	Сталь	1	АС 185/29	171	610	565
Чайка - Волна	Сталь	1	АСк2у-240/39 АС-240/24 АС 300/39	334	926	728

Требуемые изменения сети при вводе ПС Сопка:

1. Артемовская ТЭЦ – ПС Сопка – заменить существующую ЛЭП с проводом марки М-70 на ВЛ с проводом марки АСк2у-240/39.

ПС Волна – ПС Чайка заменить часть линии с проводами М-70/11, АС-120/19 на ВЛ с проводом АСк2у-240/39.

ПС Сопка – ПС Промузел – заменить часть существующей ЛЭП с проводом М-70 на АС-150/24.

ПС Промузел – ПС Спутник – заменить часть существующей ЛЭП с проводом М-70/11 на АС-185/29.

ПС Спутник – ПС Чайка – заменить существующую ВЛ с проводами М-70 и АС-120/19 на АСк2у-240/39.

Для данных ЛЭП обоснованием замены является то, что существующие линии не проходят проверку по аварийному току и требуется замена на провод большего сечения.

#### **4.6 Расчет параметров линий**

В данном разделе производится расчет параметров выбранных линий для дальнейшего использования в ПВК RastrWin 3.

Расчетное сопротивление линии:

$$r = r_0 \cdot l. \quad (12)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление провода. Согласно справочной информации, данный параметр для АСк2у-240/39 составляет АСк2у-240/39 значение составляет 0,12 ом/км;

$l$  - длина линии, км.

$$r_{ac} = 0,12 \cdot 18 = 2,16 \text{ (Ом)}.$$

Расчетное индуктивное сопротивление линии:

$$x = x_0 \cdot l. \quad (13)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление провода. Согласно справочной информации, данный параметр для АСк2у-240/39 составляет 0,378 ом/км;

$$x_{ac} = 0,378 \cdot 18 = 6,80 \text{ (Ом)}.$$

Расчетная индуктивная проводимость:

$$b = -b_0 \cdot l. \quad (14)$$

где  $b_0$  – удельная индуктивная проводимость провода. Согласно справочной информации, данный параметр для АСк2у-240/39 составляет 3,02 мкСм/км;

$$b_{ac} = -3,02 \cdot 18 = -54,4 \text{ мкСм}.$$

Расчет параметров приведен в приложении А, результаты сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Параметры выбранных линий для расчета режима

Наименование ВЛ	Активное сопротивление	Индуктивное сопротивление	Индуктивная проводимость
Артемовская ТЭЦ - Сопка	2,16	6,80	-54,36
Сопка - Промузел	4,0	9,65	-66,5
Промузел - Спутник	0,8	1,93	-13,30
Спутник - Чайка	0,99	2,39	-16,49
Волна - Чайка	1,05	3,33	-26,58

#### 4.7 Выбор и проверка трансформатора ПС Сопка

В данном разделе будет проведен расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов 110/6 кВ, при определении количества устанавливаемых трансформаторов, необходимо отталкиваться от категории надежности электроснабжения потребителей, которые будут подключаться к шинам ПС Сопка, в данном проекте это вторая и третья категория. Для второй категории требуется наличие двух независимых источников питания, поэтому принимаем решение об установке 2-х трансформаторов для обеспечения надежности.

Определение требуемой мощности трансформатора выполняется с учетом компенсации реактивной мощности, проведенной в предыдущем разделе.

Требуемая мощность трансформатора:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{п}^2 + Q_{нес}^2}}{N * K_3} \quad (15)$$

где  $P_{п}$  и  $Q_{нес}$  – это прогнозируемая активная и некомпенсированная реактивная мощности, МВт и Мвар;

$N$  – количество трансформаторов, единицы;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,7.

Определяем требуемую мощность для ПС Сопка:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{49,9^2 + 19,9^2}}{2 * 0,7} = 38,5 \text{ (МВт)}.$$

Выбираем ТРДН-40000/110/6 УХЛ 1 с устройством РПН для регулирования напряжения. Данный трансформатор выполнен в исполнении для умеренного холодного климата.

Проверку трансформатора производим с помощью коэффициента загрузки в нормальном и ремонтном/послеаварийном режиме:

$$K_{3Н} = \frac{\sqrt{P_{п}^2 + Q_{нес}^2}}{N * S_{ном}} ; \quad (16)$$

$$K_{3Н} = \frac{\sqrt{49,9^2 + 20,1^2}}{2 * 40} = 0,67.$$

Нормированное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет 0,5-0,7.

$$K_{3П} = \frac{\sqrt{P_{п}^2 + Q_{нес}^2}}{(N-1) * S_{ном}} ; \quad (17)$$

$$K_{3П} = \frac{\sqrt{49,9^2 + 19,9^2}}{1 * 40} = 1,34.$$

Нормированное значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме составляет 1-1,4. Выбранный трансформатор проходит проверку

Принимаем к установке трансформатора ТРДН-40000/110/6 УХЛ1, технические данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики трансформатора.

ТРДН-40000/110/6	
Номинальное напряжение	110/6 кВ
Номинальная мощность	40000 кВА
Потери холостого хода	25 кВт
Потери короткого замыкания	170 кВт
Напряжение короткого замыкания	ВН-НН - 10,5 %
Ток холостого хода	0,2 %

## 5 УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 5.1 Расчет и анализ установившихся режимов

Основная задача расчета нормальных режимов заключается в поиске оптимального решения проблемы балансов, надежности и экономичности сети.

Основная задача расчета послеаварийных режимов заключается в устранении возможности возникновения аварий, локализация аварий, предотвращение лавинного нарушения устойчивости, обеспечение скорейшего перехода к нормальному режиму с восстановлением электроснабжения потребителей.

Расчет установившихся режимов проводится в данной работе с использованием программного вычислительного комплекса RastrWin 3.

Графика изображена на рисунке 6.

Данные об узлах и ветвях представлены в приложении Б.

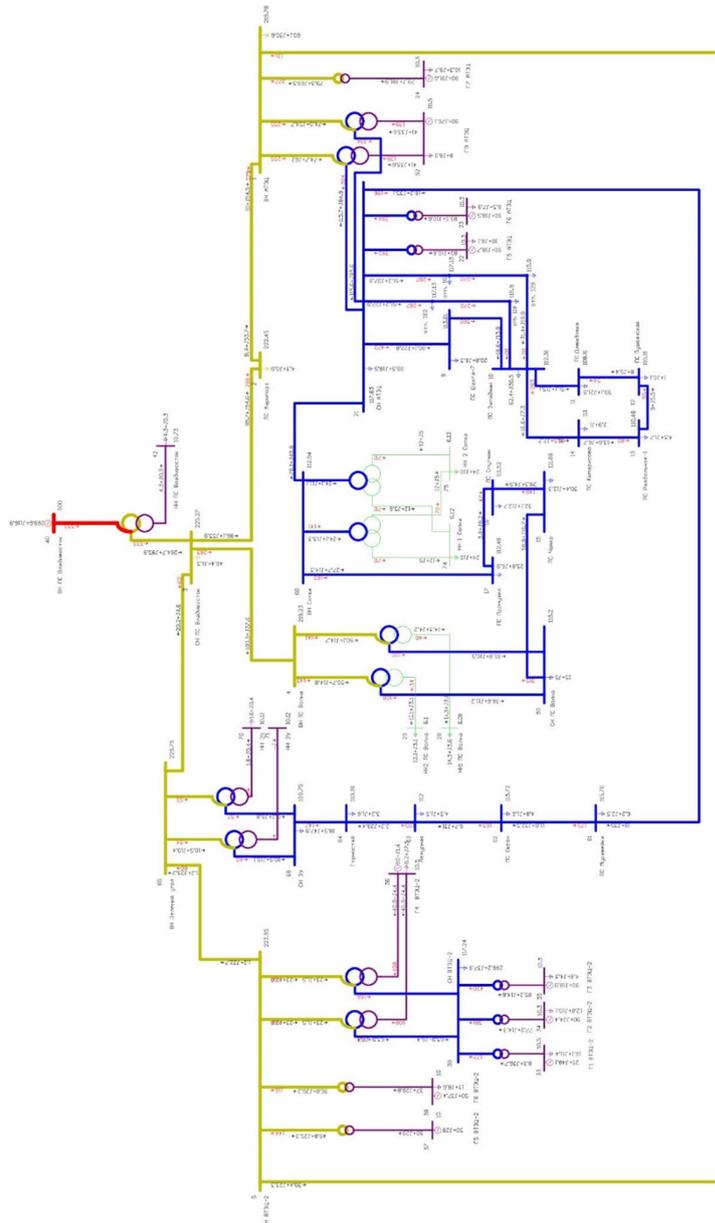


Рисунок 6 – Схема для расчета режимов в ПВК RastrWin 3.

Таблица 9 –Токсовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Наименование линии	$I_{\text{нач}}$	$I_{\text{кон}}$	$I_{\text{доп.расч.ДДТН}}$	$I/I_{\text{доп.ДДТН}}$
21	60	СН АТЭЦ – ПС Сопка	440	441	826	53,4
60	17	ПС Сопка – ПС Промузел	159	160	510	31,3
17	16	ПС Промузел – ПС Спутник	47	43	510	9,1
16	15	ПС Спутник – ПС Чайка	148	148	610	29,1
15	30	ПС Чайка – СН ПС Волна	315	315	826	38,2

ЛЭП ПС Промузел – ПС Спутник находится в минимальной нагрузке при нормальном режиме эксплуатации. Допускается отключение при наличии АВР на случай аварийного отключения одной из линий транзита.

Таблица 10 –Токовая нагрузка ЛЭП в оптимальном режиме

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Наименование линии	$I_{\text{нач}}$	$I_{\text{кон}}$	$I_{\text{доп.расч.ДДТН}}$	$I/I_{\text{доп.ДДТН}}$
21	60	СН АТЭЦ – ПС Сопка	402	403	826	48,8
60	17	ПС Сопка – ПС Промузел	126	126	510	24,7
17	16	ПС Промузел – ПС Спутник	-	-	-	-
16	15	ПС Спутник – ПС Чайка	182	181	610	29,6
15	30	ПС Чайка – СН ПС Волна	353	352	826	42,7

Расчетный ток не превышает допустимого значения.

## 5.2 Расчет и анализ аварийных режимов

Проверим токовую нагрузку в послеаварийных режимах, схемы которых представлены на листе 2.

I послеаварийный режим. Отключение одной линии АТЭЦ – ПС Сопка, результаты расчетов таблице 11.

Таблица 11 – Таблица токовая нагрузка ЛЭП в I послеаварийном режиме

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Наименование линии	$I_{\text{нач}}$	$I_{\text{кон}}$	$I_{\text{доп.расч.ДДТН}}$	$I/I_{\text{доп.ДДТН}}$
21	60	СН АТЭЦ – ПС Сопка	-	-	-	-
60	17	ПС Сопка – ПС Промузел	287	287	510	56,3
16	17	ПС Промузел – ПС Спутник	423	423	510	83,0
15	16	ПС Спутник – ПС Чайка	610	610	610	100,1
30	15	ПС Чайка – СН ПС Волна	790	789	826	95,6

II послеаварийный режим. Отключение линии ПС Волна – ПС Чайка, результаты расчетов таблице 12.

Таблица 12 – Таблица токовая нагрузка ЛЭП в II послеаварийном режиме

$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Наименование линии	$I_{\text{нач}}$	$I_{\text{кон}}$	$I_{\text{доп.расч.ДДТН}}$	$I/I_{\text{доп.ДДТН}}$
21	60	СН АТЭЦ – ПС Сопка	811	813	826	98,4
60	17	ПС Сопка – ПС Промузел	519	519	510	101,7
17	16	ПС Промузел – ПС Спутник	386	387	510	76,0
16	15	ПС Спутник – ПС Чайка	190	189	610	23,0
15	30	ПС Чайка – СН ПС Волна	-	-	-	-

Превышения тока на линиях ПС Спутник – ПС Чайка, ПС Сопка – ПС Промузел находятся в пределах допустимой перегрузки (20% при температуре 25 градусов Цельсия), следовательно, делаем вывод, что сечения прошли проверку.

## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ СОПКА

### **6.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС Сопка и выбор оптимального**

В данной работе принята следующая принципиальная электрическая схема распределительных устройств:

- Открытое распределительное устройство высокого напряжения, выполненное по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со линий».

- Закрытое распределительное устройство, расположенное в отдельном здании с применением выкатных выключателей низкого напряжения. Выполнено по схеме «Одна рабочая система шин с секционным выключателем».

Открытое исполнение высокого напряжения требует большей площади для размещения подстанции, но при этом дешевле.

Выбора схем основан на высоком показателе надежности. Благодаря резервированию при отключении какого-либо трансформатора, потребитель не остается без электричества, так как средство АВР переведет во включенное положение выключатель и вся нагрузка перейдет на оставшийся в работе трансформатор.

На рисунке 7 изображена упрощенная однолинейная схема подстанции Сопка, полная представлена на листе 3.

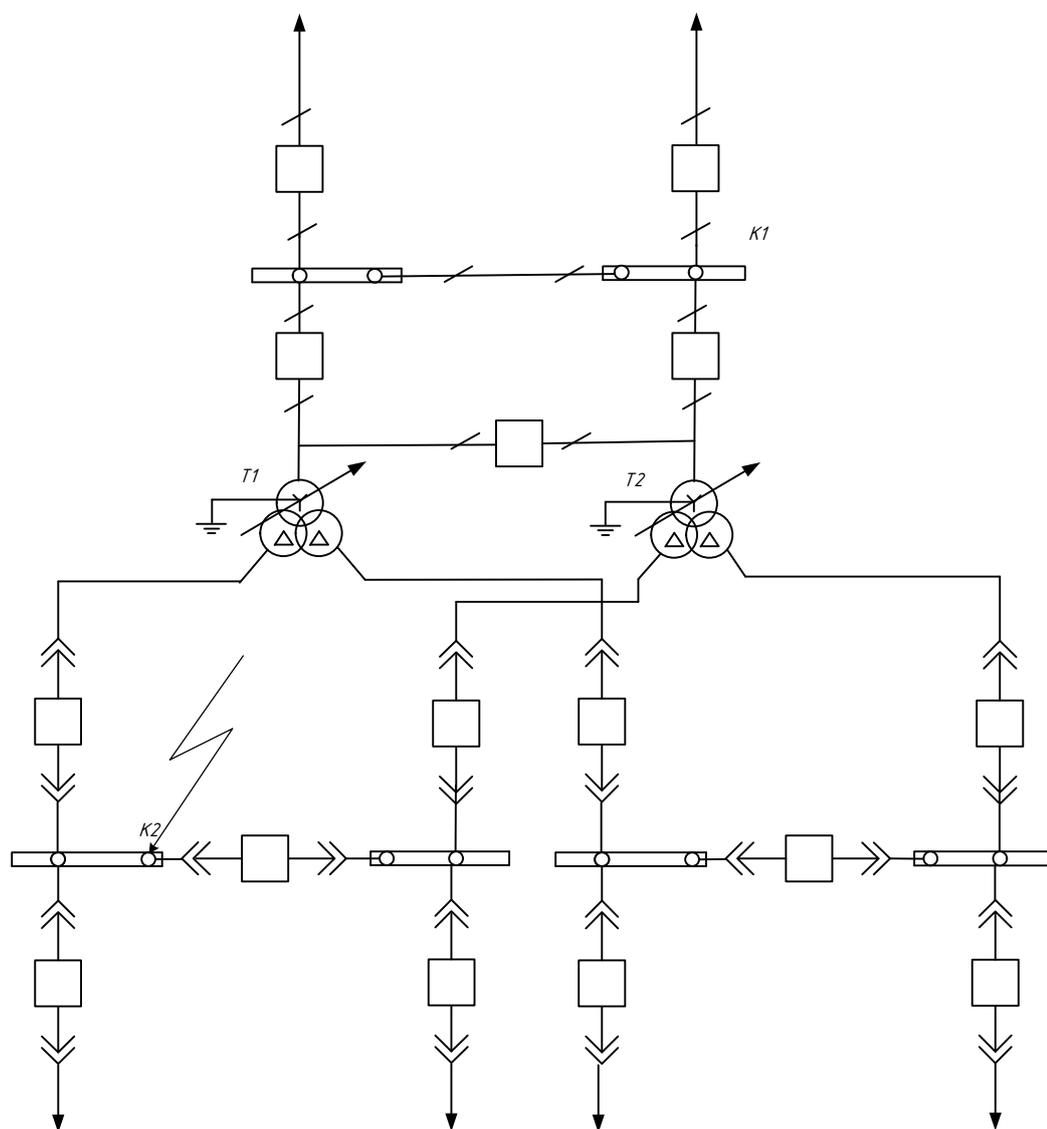


Рисунок 7 – Упрощенная однолинейная схема подстанции Сопка

## 6.2 Выполнение расчетов тока короткого замыкания

Перед выбором и проверкой оборудования необходимо провести расчет токов КЗ, появляющихся при разрушении изоляционного слоя электрических цепей.

В трёхфазных электроустановках наиболее часто встречаются однофазные короткие замыкания, порядка в 70-95% случаев, но также происходят двух- и трехфазные короткие замыкания. Наиболее тяжёлым для энергетической сети считается трехфазное короткое замыкание. Трехфазное

КЗ называют симметричным так как фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях. Остальные короткие замыкания, следовательно, называют несимметричными. Короткие замыкания сопровождаются резким увеличением значения тока в повреждённых фазах, вплоть до нескольких раз от номинальные значения.

При прохождении тока короткого замыкания происходит увеличение потерь в проводниках и контактах, а это, в свою очередь, вызывает их повышенный нагрев. Таким образом, режим с КЗ является аварийным, и важно определение в любой точке токов короткого замыкания электроэнергетической системы в любой момент времени.

В данной работе расчет токов короткого замыкания будет проведен при помощи ПК RastrWin 3 в точках, указанных на рисунке 7. Для этого необходимо определить значения сопротивлений всех последовательностей в именованных единицах, приведённых к номинальному напряжению сети, для которой они рассчитываются. Элементы представляются в схеме их эквивалентными сопротивлениями, а для источников питания вводят дополнительно ЭДС.

Данные по генераторам приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Паспортные данные генераторов

Название величины	ТВФ-100-2	ТВФ-120-2
Активная мощность, P (МВт)	100	120
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,8	0,8
Полная мощность, S (МВА)	117,5	125
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	10,5	10,5
Номинальный ток, $I_{ном}$ (А)	6475	6875
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_d$ (о.е.)	0,192	0,189

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора.

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_H}. \quad (18)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-100-2 по формуле 24:

$$x_{\text{п.п.100}} = \frac{0,192 \cdot 10,5^2}{117,5} = 0,212 \text{ (о.е.)}.$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{\text{о.п.}} = 1,22 \cdot x_{\text{п.п.}}; \quad (19)$$

$$x_{\text{о.п.100}} = 1,22 \cdot 0,212 = 0,258 \text{ (о.е.)}.$$

Аналогичный расчет проводится для второго генератора.

Для расчета параметров нулевой последовательности линий электропередачи будут применены отношения  $x_0/x_1$ . Для одноцепной линии (без заземленных тросов) данное отношение равно 3.

$$x_{\text{о.п.ВЛ А-С}} = 6,80 \cdot 3 = 20,4 \text{ (Ом)}.$$

Расчеты для остальных ветвей представлены в приложении А, результаты сведены в таблицу

Таблица 14 – Сопротивлений нулевой последовательности ВЛ

Наименование ВЛ	Хн.п.	Х.о.п.
Артемовская ТЭЦ - Сопка	6,80	20,4
Сопка - Промузел	1,93	5,8
Промузел - Спутник	1,9	5,7
Спутник - Чайка	2,4	7,2
Волна - Чайка	3,33	9,99

Определим апериодические составляющие:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по} ; \quad (20)$$

$$i_{aВН} = \sqrt{2} \cdot 3,094 = 4,376 \text{ (кА)};$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} . \quad (21)$$

где  $T_a$  - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 10 - 0,01 с.

Определим ударный коэффициент:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,717.$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} ; \quad (22)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 3,094 = 7,511 \text{ (кА)}.$$

Проводим расчет интеграла Джоуля по следующей формуле:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{ов} + T_a). \quad (23)$$

где  $I_{по}$  - периодическая составляющая тока КЗ для точки 1 (кА);

$t_{отк}$  - максимальное время отключения выключателя, с условием работы резервной защиты (сек);

$T_a$  - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 3,094^2 \cdot (3 + 0,03) = 24,746 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 15 – Данные из расчета токов КЗ в ПВК RastWin 3

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{по}, (\text{кА})$	$i_a, (\text{кА})$	$i_{yo}, (\text{кА})$	$B_k (\text{кА}^2\text{с})$
ВН	3,094	4,376	7,511	146,8
НН	9,839	13,914	19,033	1858,4

### 6.3 Выбор выключателей

Производим расчет максимального рабочего тока для выключателей и разъединителей:

$$I_M = \frac{n \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (24)$$

где  $n$  – количество трансформаторов, питающихся от одной линии;

$S_{тном}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_n$  – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{МВН}} = \frac{2 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 419,9 \text{ (А)}$$

На ОРУ 110 кВ принимаем вакуумные выключатели типа ВРС-110-31,5/2500 УХЛ1 с пружинным приводом.

Выбор выключателей проводится с учетом следующих параметров:

- Напряжение установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (25)$$

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

- Длительно ток:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (26)$$

$$419,9 \text{ А} \leq 2500$$

- Отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}, \quad (27)$$

$$3,094 \leq 31,5 \text{ (кА)};$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ нужно определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл ном}}; \quad (28)$$

где  $\beta_{н}$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе. У заданного выключателя оно составляет 40%;

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 12,6 \text{ (кА)},$$

$$i_{a.вн} \leq i_{a.ном}; \tag{29}$$

$$4,38 \text{ кА} \leq 12,6 \text{ (кА)}.$$

По термической устойчивости:

$$B_K = I_{тер}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \tag{30}$$

$$B_K = 81^2 \cdot (3 + 0,03) = 19880 \text{ (кА}^2\text{с)}.$$

Для низкого напряжения расчеты проводятся аналогично.

Результаты проверки сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Проверка выключателя 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} = 419,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,09 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,09 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 12,6 \text{ кА}$	$i_a = 4,4 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Ток термической стойкости	$I_{тер} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{тер} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$19880 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 146 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатель проверку прошел.

На ОРУ 110 кВ устанавливаем вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000У2 с пружинным приводом.

Таблица 17 – Выбор выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{макс} = 3849 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{пт} = 9,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 16 \text{ кА}$	$i_a = 13,9 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,0 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$49100 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1858 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку.

#### 6.4 Выбор и проверка разъединителей.

На ОРУ 110 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ 1. Привод разъединителя ПР-10.

Результаты выбора показаны в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка разъединителя 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 419,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,51 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 145 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$

Разъединитель прошел проверку

Для ЗРУ 10 кВ выбираем РВР-10/4000.

Таблица 19 – Выбор и проверка разъединителя 6кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 3849 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 26,9 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 1858 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$

Разъединитель прошел проверку.

### 6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}. \quad (31)$$

Сопротивление контактов  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}. \quad (32)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина проводов, для РУ 110 кВ - 100 м;

$F$  - сечение провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление проводов (для 10 кВ):

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

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}. \quad (33)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток

Для подключения к трансформатору тока принимаем измерительный комплекс Меркурий 230 ART-02 C(R)N, суммарная нагрузка которого составляет 7,5 В·А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ (Ом)}.$$

Расчет вторичной нагрузки происходит по формуле

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}; \quad (34)$$

$$Z_2 = 0,71 + 0,3 + 0,1 = 1,11 \text{ (Ом)}.$$

Расчет суммарной вторичной нагрузки для подстанции Сопка приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТТ на подстанции Сопка

Тип прибора	Прибор	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Меркурий 230 ART-02 C(R)N	2,0
Варметр		1,0
Ваттметр		1,0
Счетчик АЭ		1,5
Счетчик РЭ		1,5
Сумма		7,5

Принимаем трансформатор тока ТГФ-110-600/5.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 419,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,5 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 145 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	1,11 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем шинный трансформатор тока с литой изоляцией на напряжении 6 кВ марки ТШЛ-4000/5. Сравнение параметров приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного трансформатора тока 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{макс} = 3849 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,9 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1858 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	$30 \text{ Ом}$	$1,11 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

### 6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность вторичных цепей;

$S_2$  - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 110 кВ. Данные по нагрузке представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Меркурий 230 ART-02 C(R)N	4	2
Счетчик АЭ		4	4
Счетчик РЭ			
Варметр		4	1,5
Ваттметр		4	1,5
Сумма			36

Принимаем ЗНОГ-110 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 120 \text{ ВА}$	$S_2 = 36 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку.

Данные по нагрузке на КРУ 10 кВ представлены в таблице 29.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Меркурий 230 ART-02 C(R)N	4	2
Варметр		2	1,5
Ваттметр		2	1,5
Счетчик АЭ		16	4
Счетчик РЭ			
Сумма			72

Выбираем ТН 10 кВ типа ЗНОЛ-СЭЩ-6 УХЛ1.

Таблица 25 – Проверка выбранного трансформатора напряжения 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 72 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

### 6.7 Выбор гибких шин

Для РУ 110 кВ применяем провода АС-150/19 мм<sup>2</sup> так же, как и отходящих линий. Для гибкой ошиновки 110 кВ проверку на корону не обязательно проводить. Расчетный ток ВН составляет 419,9 А, при этом длительно допустимый для провода АС 150/19 составляет 450 А, следовательно, шины проходят проверку.

### 6.8 Выбор и проверка жестких шин

Производим выбор жестких шин марки АДО на стороне НН ПС Сопка, максимальный рабочий ток составляет 3682 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 120 × 10 мм<sup>2</sup>, (12 см<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для данной шины составляет 2070 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (35)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля.

$C$  - коэффициент для алюминия.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1858}}{91} = 0,47 \text{ (см}^2\text{)}$$

$$0,47 \leq 12$$

Проверка механической прочности при частоте колебаний 200 Гц:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} . \quad (36)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  – сечение проводника ( $\text{см}^2$ )

$$l \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1,4}{12}} = 0,94 \text{ (м)}.$$

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} ; \quad (37)$$

$$J = 0,01 \cdot 0,12^3 \frac{1}{12} = 1,4 \text{ (см}^3 \times \text{см)}.$$

Наибольшее усилие при 3х-фазном КЗ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} . \quad (38)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток короткого замыкания, рассчитанный ранее, (А).

$a$ - расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26900^2}{0,4} = 313,7 \text{ (Н/м)}.$$

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6}; \quad (39)$$

$$W = 0,01 \cdot 0,12^2 \frac{1}{6} = 2,4 \text{ (см}^3\text{)}.$$

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}; \quad (40)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{313,7 \cdot 1,1^2}{0,4 \cdot 2,4} = 39,5 \text{ (МПа)}.$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 70 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

### **6.9 Выбор и проверка опорных изоляторов.**

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не может превосходить значение в 60% от разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы. Данное условие должно быть выполнено при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (41)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (42)$$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ по номинальному напряжению полимерный опорный изолятор типа ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с  $F_{разр} = 10000$  Н.

Производим проверку изоляторов.

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{yo}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (43)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7510^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 2,7 \text{ (Н)};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ (Н)}.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 2,7$ Н	$F_{доп} = 6000$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор опорных изоляторов 6кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК 6-10 УХЛ1 с номинальным разрушающим усилием 6000 Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \frac{26900^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 34,5 \text{ (Н)}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} = 0.6 \cdot 6000 = 3600 \text{ (Н)}.$$

Данные расчета сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 34,5 \text{ Н}$	$F_{доп} = 3600 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

### 6.10 Выбор трансформатора собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 28.

Таблица 28 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1,2	0,85	0,62	0,7
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	4,1	0,95	0,33	1,4
Подогрев шкафов КРУ 6 кВ	14	0,95	0,33	4,6
Подогрев приводов разъединителей	7,4	0,95	0,33	2,4
Подогрев релейного шкафа	2,1	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ 6 кВ	6,3	0,9	0,48	3,3
Освещение ОРУ 110 кВ	10,6	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	125,7			63,5

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} . \quad (44)$$

где  $k_c$  – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8;

$P_{расч}$ ,  $Q_{расч}$  - суммарная мощность потребителей СН по таблице 40 кВт,  
Квар.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{125,7^2 + 63,5^2} = 112,6 \text{ (кВА)}.$$

По прогнозируемому потреблению определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Сопка:

$$S_p = \frac{S_{расч}}{n_T \cdot K_{опт}} ; \quad (45)$$

$$S_p = \frac{112,6}{2 \cdot 0,7} = 80 \text{ (кВА)}.$$

По значению мощности, полученной в расчетах, выбираем трансформатор марки ТСЗ-100/10 номинальной мощностью 100 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

### 6.11 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжения применяют для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и внутренних перенапряжений. На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН-110 УХЛ1, предназначенный для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

На ОРУ 110 кВ приняты ОПН марки ОПН – У/TEL У1.

Выбор ОПН – У/TEL У1 осуществляется следующим образом:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n. \quad (46)$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [13].

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

$z$  - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}; \quad (47)$$

где  $l$  - длина защищенного подхода;

$v$  - скорость распространения волны.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ (мкс)};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270 - 180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}; \quad (48)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3 \text{ (кДж/кВ)}.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На РУ 10 кВ приняты ОПН – РВ/TEL У1, для которых  $U_{ост} = 43 \text{ кВ}$ ,  $U = 60 \text{ кВ}$ .

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ (кДж)}.$$

Определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ (кВт/кВ)}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ).

## 6.12 Оперативный ток

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения подстанции применяют устройства постоянного тока.

В качестве источника постоянного оперативного тока для ПС используются аккумуляторные батареи. АКБ выбирают по требуемому объёму емкости, уровню напряжения в послеаварийном режиме и схеме подключения к шинам.

Обычно аккумуляторные батареи используются в режиме постоянной дозарядки по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянной дозарядки, определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.} \quad (49)$$

где  $n_0$  - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$  - напряжение на шинах, принимается равным  $U_{ш} = 230$  В;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \quad (\text{шт}). \quad (50)$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 130 \quad (\text{шт}). \quad (51)$$

где  $n$  - общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи  $N$  выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left( \frac{I_{AB}}{J} \right) \quad (52)$$

где  $I_{AB}$  - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

$J$  - допустимая нагрузка аварийного разряда, A/N, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Определяется нагрузка установившегося получасового аварийного разряда:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}}; \quad (53)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 100 + 30 = 150 \text{ (A)};$$

$$N = 1,05 \cdot \left(\frac{150}{24}\right) = 6,6.$$

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T.\text{max}}. \quad (54)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.\text{max}} = 150 + 20 = 170 \text{ (A)}.$$

где  $I_{np}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$503,102 \text{ A} \geq 170 \text{ (A)}.$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U = 2,15 \cdot n_0; \quad (55)$$

$$U = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ (В)}.$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда:

$$I_A = 5 \cdot N + I_{II}; \quad (56)$$

$$I_A = 5 \cdot 8 + 20 = 60 \text{ (А)}.$$

где  $I_{II}$  - ток постоянно включенной нагрузки.

Определяется напряжение в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n; \quad (57)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Выбираются аккумуляторные батареи марки СК-8-12,5х1.

## 7 РАСЧЕТ ГРОЗОУПОРНОСТИ ПС СОПКА

### 7.1 Расчет заземления

Основные меры защиты обслуживающего персонала и оборудования, применяемого на ПС.

Все металлические части оборудования, не находящиеся под напряжением, но имеющие возможность оказаться под напряжением из-за нарушения герметичности изоляции, должны надежно быть заземлено (соединяться с землей).

На проектируемой ПС заземлено:

- корпуса трансформаторов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- приводы электрических аппаратов,
- каркасы электрических щитов, пультов, шкафов,
- металлические конструкции РУ и другое оборудование.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппаратов или электроустановок – это рабочее заземление. К нему относится заземление нейтрали трансформаторов, в частности, дугогасительных катушек.

Для защиты оборудования от повреждений, наносимого ударами молний, применяется грозозащита с помощью нелинейных ограничителей перенапряжения и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

Заземляющее устройство состоит из следующих частей:

- вертикальные заземлители;
- соединительные полосы;
- полос, проложенных вдоль рядов оборудования,
- выравнивающих полосы, проложенных в поперечном направлении,

которые создают заземляющую сетку.

Размеры подстанции Сопка:

$$A = 49500 \text{ (мм);}$$

$$B = 35000 \text{ (мм).}$$

Площадь заземляющего устройства рассчитывается по следующей формуле:

$$S = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot (B + 1,5 \cdot 2); \quad (58)$$

$$S = (49,5 + 1,5 \cdot 2) \cdot (35 + 1,5 \cdot 2) = 1995 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Вычислим коэффициент напряжения прикосновения  $k_{\Pi}$  :

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}. \quad (59)$$

где  $M$  – сопротивление грунта;

$l_B$  – длина вертикального заземлителя;

$L_{\Gamma}$  – длина горизонтального заземлителя;

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека  $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$  и сопротивлению растекания тока от ступней  $R_{\text{с}} = 105 \text{ Ом}$ :

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}; \quad (60)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000+105} = 0,905 ;$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,5 \cdot 0,905}{\left(\frac{3 \cdot 860}{7 \cdot \sqrt{1627}}\right)^{0,45}} = 0,227 .$$

Определим напряжение на заземлителе, В:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр доп}}}{k_{\Pi}} . \quad (61)$$

где  $U_{\text{пр доп}}$  – наибольшее допустимое напряжение прикосновения,  $U_{\text{пр доп}} = 400$  В по [2];

$$U_3 = \frac{400}{0,227} = 1762 \text{ (В)} .$$

Данное значение в пределах допустимого.

Определим сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_{3 \text{ доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} . \quad (62)$$

где  $I_3$  – ток, стекающий с заземлителя при однофазном коротком замыкании, (А):

$$I_3 = 1,5 \cdot (0,4 + 0,6) \cdot I_{\text{к}}^{(3)} ; \quad (63)$$

$$I_3 = 1,5 \cdot (0,4 + 0,6) \cdot 1066 = 1599 \text{ (А)} ;$$

$$R_{3 \text{ доп}} \leq \frac{1627}{1599} = 1,1 \text{ (Ом)}.$$

Для расчетов преобразуем Действительный план заземляющего устройства в квадратную модель со стороной, (м):

$$\sqrt{S} = \sqrt{1627} = 44 \text{ (м)}.$$

Общая длина горизонтальных полос, при расстоянии между полосами сетки  $a=6$  метров:

$$L_{\Gamma} = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(A+1,5 \cdot 2)}{a} + (B + 1,5 \cdot 2) \frac{(B+1,5 \cdot 2)}{a};$$

$$L_{\Gamma} = (49,5 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(49,5+1,5 \cdot 2)}{6} + (35 + 1,5 \cdot 2) \frac{(35+1,5 \cdot 2)}{6} = 700 \text{ (м)};$$

Число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \tag{64}$$

$$m = \frac{700}{2 \cdot 44} - 1 = 6,8.$$

Принимаем  $m = 7$ .

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L = 3 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \tag{65}$$

$$L = 3 \cdot 42 \cdot (6 + 1) = 645 \text{ (м)}.$$

Длина сторон ячейки, м:

$$lb = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (66)$$

$$lb = \frac{44}{7} = 6,3 \text{ (м)}.$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_B}; \quad (67)$$

$$n_B = \frac{44 \cdot 4}{12} = 14,8.$$

Принимаем  $n_B = 15$ .

Общая длина вертикальных заземлений, (м):

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (68)$$

$$L_B = 3 \cdot 15 = 45 \text{ (м)}.$$

Относительная глубина:

$$l_{OT} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (69)$$

где  $t$  – глубина прокладки заземлителя,  $t = 0,5$  (м).

$$l_{OT} = \frac{3 + 0,5}{44} = 0,079 < 0,1$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (70)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{3+0,5}{40} = 0,404.$$

Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальным заземлителем по для  $\rho_1/\rho_2 = 1,17$ ,  $a/l_e = 3,5$  и  $(h_1-t)/l_e = 0,25$ :

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,32;$$

$$\rho_3 = 1,32 \cdot \rho_2 = 1,32 \cdot 60 = 79,2 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B}; \quad (71)$$

$$R_3 = 0,404 \cdot \frac{79,2}{44} + \frac{79,2}{700 + 45} = 0,833 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление сложного заземлителя меньше допустимого  $R_{3 \text{ доп}} = 1,1$  Ом, проверку проходит.

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3; \quad (72)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,227 \cdot 1599 \cdot 0,833 = 302 \text{ (В)}.$$

Напряжение прикосновения меньше  $U_{don} = 400$  В, проверку проходит.

## 7.2 Расчет молниезащиты

Для защиты распределительных устройств проектируемой подстанции от прямых ударов молний, применяем молниеотводы. Молниеотвод состоит из металлического молниеприемника, который находится над защищаемыми оборудованием и получает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Принимаем два уровня защищаемой зоны  $h_x$  по наивысшему электрооборудованию – трансформатору ТРДН-40000/110/6  $h_{x1} = 6,5$  м и portalу  $h_{x2} = 11,5$  м. Высоту молниеотвода  $h$  принимаем 25 м.

Определим зону защиты молниеотводов.

Так как число молниеотводов больше двух, то внешние части защищаемой зоны определяются по формуле, м:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} ; \quad (73)$$

где  $h_a$  – превышение молниеотвода над рассматриваемым уровнем, м:

$$h_a = h - h_x ; \quad (74)$$

$$h_{a1} = 25 - 11,5 = 14,5 \text{ (м)} ;$$

$$h_{a2} = 25 - 6,5 = 18,5 \text{ (м)} ;$$

$$r_{x1} = 14,5 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{11,5}{25}} = 15,8 \text{ (м)} ;$$

$$r_{x2} = 18,5 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{6,5}{25}} = 16,3 \text{ (м)}.$$

Высота защитной зоны в середине между молниеприемниками должна удовлетворять условию:

$$a \leq 7 \cdot h_a; \quad (75)$$

$$31,5 \leq 7 \cdot 14,5 = 101,5.$$

Условием защиты всей площади является выполнение уравнения:

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} \leq 8 \cdot h_a ; \quad (76)$$

$$D = \sqrt{49,5^2 + 35^2} \leq 8 \cdot 19,5 ;$$

$$D = 60 \leq 156.$$

Таким образом, подстанция полностью находится в зоне защиты молниеприемников.

Подробный расчет заземления, грозозащиты и грозоупорности приведен в приложении Г.

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основное предназначение релейной защиты — выявление повреждения и действие на отключение выключателей для отделения поврежденного участка от электрической сети.

Дополнительное назначение релейной защиты — выявление утяжеленного режима работы и выдача информации о нем — действие на сигнал. На каждом элементе ЭЭС в общем случае должна быть установлена основная и резервная защита.

Основной называют ту защиту, которая должна первой реагировать при повреждениях, например, короткое замыкание на защищаемой линии электропередачи.

Резервная защита предусматривается для действия вместо основной и вместо защит смежных элементов при их отказе или отказе их выключателей.

Резервная защита используется, когда основная отказала / находится в ремонте или выключатель не смог погасить дугу.

### 8.1 Защита линий 110 кВ

Устройства АУВ основной и резервной защиты ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ПС Сопка и ПС Сопка - ПС Промузел располагаются в шкафах в ОПУ.

Действие защит предусматривает выключатель линии 110 кВ соответствующего присоединения [25].

Каждый шкаф защит состоит из двух комплектов.

Первый комплект, резервных защит, реализует следующие функции:

- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий;
- шесть ступеней ТНЗНП;
- токовая отсечка;

- МТЗ;
- автоматическое и оперативное ускорение;
- АУВ;
- УРОВ;
- трехфазное двукратное АПВ (ТАПВ);

АПВ выполняется с пуском при несоответствии между ранее поданой оперативной командой и отключенным положением выключателя без контроля напряжения и синхронизма.

Второй комплект, основных защит, реализует следующие функции:

- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий, ступень ДЗ от земляных замыканий, комплект ступенчатых защит;
- шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- МТЗ;
- автоматическое и оперативное ускорение;
- УРОВ.

В обоих комплектах предусмотрен разворот IV, V ступеней ДЗ и V, VI ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

## **8.2 Защита силовых трансформаторов 110/6 кВ**

Трансформаторы оснащаются устройствами РЗА, позволяющими селективно отключить его как при внешних, так и при внутренних повреждениях в трансформаторе, своевременно сигнализировать о выходе трансформатора из допустимых режимов работы, автоматически и дистанционно управлять выключателями, систематически контролировать нагрузочный режим работы трансформатора [26].

По стороне 110 кВ действие защит каждого трансформатора предусматривается на свой выключатель ввода 110 кВ. По стороне 6 кВ

действие защит трансформатора предусматривается на свой выключатель ввода 6 кВ.

Устройства РЗА силовых трансформаторов Т-1, Т-2, предусматриваются в шкафах ОПУ.

Каждый шкаф защит состоит из трех комплектов. Комплект основных защит трансформатора реализует следующие функции:

- ДЗТ от всех видов КЗ внутри бака;
- защиту от перегрузки;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗТ, ГЗ РПН, датчиков повышения температуры верхних слоев масла (на сигнал), повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;
- контроль состояния изоляции оперативных цепей газовой защиты;
- пуск автоматики охлаждения;
- блокировку РПН при перегрузке по току.

Комплект резервных защит трансформатора реализует следующие функции:

- МТЗ ВН с комбинированным пуском по напряжению от многофазных КЗ;
- ТЗНП от КЗ на землю;
- прием сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- контроль состояния изоляции оперативных цепей газовой защиты;
- АУВ ВН;
- УРОВ.

Комплект АРКТ реализует следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН, при перегрузках трансформатора, от внешних сигналов и по напряжению.

Терминалы защиты и автоматики вводов 6 кВ Т-1, Т-2, устанавливаются в соответствующих релейных отсеках ячеек КРУ 6 кВ.

Комплект защит и АУВ ввода 6 кВ трансформатора реализует функции:

- трехступенчатую МТЗ НН;
- защиту минимального напряжения;
- логическую защиту шин;
- УРОВ;
- АУВ НН;
- однократное ТАПВ.

### **8.3 Защита СВ 110 кВ**

Устройства РЗА СВ располагаются в шкафу в ОПУ.

Защита и автоматика СВ 110 кВ выполнена на МП терминале, реализующем следующие функции:

- трехступенчатая ненаправленная МТЗ от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени;
- трехступенчатая ненаправленная ТЗНП от замыканий на землю;
- защита от обрыва фаз или перекоса нагрузки с независимой выдержкой времени с действием на сигнал или на отключение;
- защита минимального напряжения для каждой секции шин с действием на отключение соответствующего вводного выключателя;
- автоматический ввод ускорения одной из ступеней МТЗ или ТНЗНП при любом выключении выключателя;
- АУВ;
- АВР;
- УРОВ;
- двукратное ТАПВ.

## **8.4 Защита ошиновки 110 кВ**

Устройства защиты ошиновки 1, 2 и 110 кВ предусматриваются в шкафах в ОПУ.

Защита ошиновки 110 кВ выполняется с помощью комплектов ДЗО.

Действие защиты предусматривается на выключатели всех присоединений 110 кВ своей секции, включая СВ.

Устройство защиты обеспечивает выполнение следующих функций:

- дифференциальная токовая защита ошиновки с торможением;
- ввод чувствительных токовых органов при опробовании ошиновки в цикле АПВ;
- ввод чувствительных токовых органов при оперативном опробовании ошиновки;
- контроль исправности вторичных цепей тока;
- выполнение команд УРОВ при отказах выключателей;
- выдача команд запрета АПВ при действии ДЗО и УРОВ.

## **8.5 ТН 110 кВ**

Устройства РЗА ТН 110 кВ предусматриваются в шкафах в ОПУ.

В качестве устройств РЗА ТН 110 кВ используют комплекты, выполненные на электромеханическом реле.

Схема контроля и автоматики обеспечивает:

- защиту минимального напряжения;
- контроль наличия напряжения на секции.

В шкафу расположены переключатели перевода цепей напряжения, вольтметровый переключатель и цифровой киловольтметр.

Комплект ТН 110 кВ реализует следующие функции:

- секционирование цепей напряжения;
- контроль исправности цепей напряжения.

### **8.6 Защита СВ 6 кВ**

Комплекты защиты и АУВ СВ 6 кВ размещаются в релейных отсеках соответствующих ячейки КРУ 6 кВ и реализует следующие функции:

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- АУВ;
- АПВ;
- АВР;
- восстановление нормального режима;
- УРОВ.

### **8.7 ТН 6 кВ**

Комплект РЗА ТН 6 кВ устанавливается в релейном отсеке КРУ и реализует следующие функции:

- защита минимального напряжения;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- пуск АВР;
- контроль наличия напряжения на секции.

### **8.8 Защита линии 6 кВ**

Комплекты защит и АУВ ячеек линий 6 кВ устанавливаются в релейных отсеках ячеек КРУ и реализуют следующие функции:

- максимальная токовая отсечка;
- минимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- АУВ;
- АПВ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- контроль однофазного замыкания на землю с действием на сигнал.

## 8.9 Телемеханика

Для нормального функционирования энергосистемы между диспетчерским пунктом и контролируемыми объектами должна передаваться определенная информация. Системы телемеханики обеспечивают автоматический обмен информацией между ними.

Функции системы телемеханики подразделяются на системы телесигнализации; системы телеизмерений; системы телеуправления; системы аварийно – предупредительной сигнализации.

Многоканальные системы связи выполнены по методу частотного разделения сигнала отдельных каналов связи.

Для энергетики наиболее перспективным является использование световодных кабелей, называемых световолоконными или оптоволоконными кабелями. По нити такого кабеля хорошо распространяется световая волна с частотами  $10^{11} - 10^{12}$  кГц.

На ПС Сопка для сбора информации, обработки и выдачи информации диспетчеру, а также для передачи команд телеуправления предлагаются к установке устройства телемеханики УП-КПМ типа «Компас ТМ 2.0». «Компас ТМ 2.0» – это семейство контроллеров, оптимизированных для решения узкоспециальных функций, которые разбиты на группы:

- контроллеры связи и согласователи интерфейсов;
- контроллеры ввода – вывода;
- контроллеры системы управления мимическим щитом;
- сервисное оборудование; коммутационное (вводные клеммники, устройства защиты от повреждающих помех, блоки реле – повторителей);
- компоновочное оборудование (шкафы, панели); программное обеспечение.

Контроллеры разработаны с использованием современной элементной базы ведущих мировых производителей и выполнены на высоком технологическом уровне.

Современный подход предполагает установку непосредственно у силового оборудования (в ячейках КРУ) интеллектуальных датчиков и управляющих контроллеров, объединенных линией связи с сервером устройства. Этим достигается существенная экономия кабелей при телемеханизации новых или реконструируемых ПС. Из-за ограничения доступа при обслуживании оборудования, установленного в ячейках КРУ, требования к его надежности существенно повышаются.

Основными преимуществами комплекса, выполненного на базе семейства «Компас ТМ 2.0», считается масштабируемость устройств комплекса, позволяющая телемеханизировать как малые и большие подстанции. Это дает возможность потребителю использовать однородное оборудование для телемеханизации ПС различного уровня; возможность последующего наращивания информационной емкости эксплуатируемого оборудования телемеханики при развитии объектов; высокая разрешающая возможность времени регистрации событий.

## 9 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 9.1 Описание проектируемой сети

В данной работе рассматривается проект подстанции 110 кВ Сопка, который относится к электрическим сетям «Приморского края». Предполагается установка двух трансформаторов марки ТРДН-40000-110/6, а также вакуумных выключателей как на высокой, так и на низкой стороне. Дополнительно проводится замена проводов существующих ЛЭП на сечения с большим пределом по длительно допустимому току.

### 9.2 Определение затрат на реализацию проекта

Капиталовложение на строительство ПС и ВЛ вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} . \quad (77)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$  – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанции Сопка определяются по [9]:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \cdot K_p . \quad (78)$$

где  $K_{ОРУ}$  – стоимости распределительных устройств в ценах 2000 года;

$K_{ТР}$  – стоимости трансформаторов в ценах 2000 года;

$K_{КУ}$  – стоимости компенсирующих устройств в ценах 2000 года;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат по подстанции в ценах 2000 года

включающая затраты на:

- выкуп земли;
- благоустройство территории;
- подвод коммуникаций, и.т.д.

$K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год (индекс дефлятор равен 4,91);

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС – 1,1;

Определяем стоимость строительства ПС Сопка:

$$K_{ПС} = (57,5 + 8,2 + 30 + 10,75) \cdot 4,91 \cdot 1,1 = 668,2 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем вложения в ОРУ 110 кВ:

$$K_{ОРУ} = P_{в110} \cdot K_{в110}. \tag{79}$$

где  $K_{в}$ – удельная стоимость выключателя (в ценах 2000 года);

$P_{в}$ – количество выключателей.

$$K_{ОРУ} = (6 \cdot 7,3 + 5 \cdot 2,75) = 57,5 \text{ (млн рублей)}$$

Определяем вложения в трансформаторы:

$$K_{тр} = P_{тр} \cdot K_{тр}. \tag{80}$$

где  $K_{тр}$ – удельная стоимость трансформатора (в ценах 2000 года);

$P_{тр}$ – количество трансформаторов.

$$K_{тр} = 2 \cdot 4,075 = 8,2 \text{ (млн рублей)}$$

Суммарная стоимость с учетом строительства и прочих трат:

$$K_{пс.стр} = K_{пс} \cdot K_{пр}. \quad (81)$$

где  $K_{пр}$  - коэффициент прочих трат, принимаем 1,125.

$$K_{пс.стр} = 668,2 \cdot 1,125 = 751,72 \text{ (млн рублей)}.$$

Стоимость строительства ВЛ рассчитывается по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_3 \cdot K_{инф} \cdot K_p \cdot . \quad (82)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость сооружения одного км линии (в ценах 2000 года);

$l$  – длина линии (км);

$K_p$  - районный коэффициент: для ВЛ принимаем –1,1.

Определяем стоимость полной замены ВЛ транзита АТЭЦ – ПС Сопка – ПС Промузел – ПС Спутник – ПС Чайка – ПС Волна, ВЛ выполняется на стальных опорах проводом марки АСк2у-240/39 и АС-185/24.

$$K_{ВЛ} = ((18 \cdot 2 + 2 + 8 + 6 \cdot 2 + 5) \cdot 1,4) \cdot 4,91 \cdot 1,1 = 440 \text{ (млн руб)}.$$

При определении вложений в вырубку просеки, учитываем, что большую часть линий заменяют и нет необходимости в дополнительных затратах:

$$K_{сум.прос} = K_{прос} \cdot (l_{а-с} \cdot l_{ч-в}) \cdot K_{тер}. \quad (83)$$

где  $K_{\text{прос}}$ - коэффициент стоимости вырубki просеки.

$$K_{\text{сум.зем}} = 0,95 \cdot (18+6) \cdot 1,1 = 2,5 \text{ (млн. рублей).}$$

Определяем вложения в постоянный отвод земли:

$$K_{\text{сум.зем}} = K_{\text{зем}} \cdot (1a - c \cdot 1ч - в); \quad (84)$$

$$K_{\text{сум.зем}} = 0,65 \cdot (18+6) \cdot 1,1 = 1,72 \text{ (млн. рублей).}$$

Суммарные вложения в ВЛ:

$$K_{\text{сум.ВЛ}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{сум.прос}} + K_{\text{сум.зем}}; \quad (85)$$

где  $K_{\text{пр}}$ - коэффициент прочих трат, принимаем 1,125.

$$K_{\text{сум.ВЛ}} = (440 + 2,5 + 1,72) \cdot 1,25 = 497,6.$$

Определяем суммарные капиталовложения:

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}}; \quad (86)$$

$$K_{\text{сум}} = 497,6 + 785,3 = 1282,9 \text{ (млн рублей).}$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СЛ2}}}. \quad (87)$$

где  $T_{сл} = 15 \text{ лет}$  – период службы для ВЛ;

$T_{сл2} = 20 \text{ лет}$  – период службы для оборудования ПС.

$$I_{AM} = \frac{497,6}{15} + \frac{785,3}{20} = 72,4 \text{ млн. руб.}$$

### 9.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется и повышается вероятность отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и устройств, обеспечивающих транспортировку энергии, не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому, социальному и физическому ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Все вышеперечисленные данные были рассчитаны в курсовом проекте «Электроэнергетические системы и сети» и приведены в Приложении Г.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (88)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 3,09 руб./КВт руб./КВт·ч [7].

$$I_{\Delta W} = 7,6 \cdot 3,09 = 17,5 \text{ (млн.руб.)}$$

#### 9.4 Расчет штатной численности персонала

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия.

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, воспользуемся статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле ниже:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot N_{числ} \cdot ЗП_{ср}. \quad (89)$$

где  $N_{числ}$  – численность персонала предприятия, человек;

$ZП_{cp}$  – месячная тарифная ставка работника электроэнергетической отрасли по Европейской автономной области;

Фонд заработной платы по предприятию в целом составит:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot 82 \cdot 51000 = 50 \text{ млн.руб/год.}$$

### **9.5 Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ**

В данной дипломном проекте учитываются страховые взносы в Пенсионный Фонд Российской Федерации (в размере 22 %), отчисления в Фонд социального страхования (в размере 2,9 %), а также в Фонд обязательного медицинского образования (в размере 5,1 %). Общая сумма страховых взносов в ПФ составляет 30 % в год от заработной платы работника.

Отчисления в Пенсионный Фонд определяются следующим образом:

$$СВ_{год} = \Phi ЗП_{год} \cdot 0,3, \quad (90)$$

где  $\Phi ЗП_{год}$  – годовой фонд заработной платы по предприятию в целом.

$$СВ_{год} = 50 \cdot 0,3 = 15 \text{ млн.руб/год.}$$

### **9.6 Определение себестоимости электроэнергии**

Смета эксплуатационных расчетов приведена ниже в таблице 29.

Таблица 29– Эксплуатационные расчеты

Расходы	Миллионов рублей
Заработная плата рабочих (ФЗП <sub>год</sub> )	50
Эксплуатационные расходы (И <sub>ЭКС</sub> )	74
Прочие расходы (И <sub>ПР</sub> )	184
Амортизационные отчисления (И <sub>АМ</sub> )	214
Затраты на потери (И <sub>ΔW</sub> )	17
Суммарные расходы (И <sub>Σ</sub> )	541

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}. \quad (91)$$

где  $W$  – полезный расход электроэнергии за год;

$I_{\Sigma}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{max}. \quad (92)$$

где  $\sum_{i=1}^n P_p$  – полезный расход электроэнергии за год;

$T_{max}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = 110 \cdot 5000 = 56000 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Определяем себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{428144}{56000} = 2,65 \text{ руб.кВт} \cdot \text{ч}.$$

## 9.7 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\Pi}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\Pi}} (\Pi_{qt} - I_{AMt}). \quad (93)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

$t_n$  – момент начала производства;

$I_{AMt}$  – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода-то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_\Sigma - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (93)$$

где  $O_p$  – выручка от реализации проекта;

$K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$I_t$  – полные эксплуатационные расходы;

$H_t$  – отчисления налога на прибыль;

$E$  – ставка рефинансирования  $E = 0,11$ , согласно информационному сообщению Банка России от 26.05.2022.

Принимаем допущения:

1. Строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. Инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. Получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 3 года строительства.

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{\frac{1,5}{3} - 1,2}{(1 + 0,11)^1} = -540 \text{ млн.руб.}$$

ЧДД на пятом году:

$$\text{ЧДД}_5 = \frac{343 - 85 - 41}{(1 + 0,11)^4} = 143 \text{ млн.руб.}$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Г.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода).

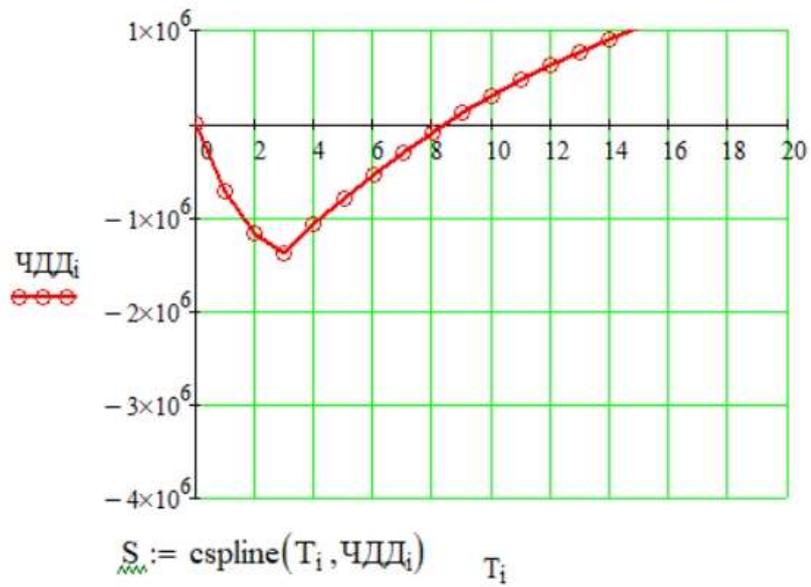


Рисунок 8 – График ЧДД

Вывод: проектируемая подстанция способна окупить себя в течении пяти лет после ввода в эксплуатацию, а значит возможен для реализации.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается проектирование подстанции 110 кВ Сопка, район который принадлежит электрическим сетям «Приморского края». Предполагается размещение трансформаторов марки ТДН-40000/110/10 и вспомогательного оборудования. Дополнительно в проекте рассматривается проектирование транзита ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ПС Сопка – ПС Промузел – ПС Спутник – ПС Чайка – ПС Волна.

### 10.1 Безопасность

Основной документ для руководства при строительстве ВЛ является: Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002.

Организацию и выполнение работ по строительству, электромонтажу, пусконаладке, испытанию и комплексному опробованию оборудования следует производить, руководствуясь законодательством Российской Федерации по охране труда, требованиями общероссийских стандартов и нормативных документов органов государственного надзора, а также требованиями настоящих Правил.

Производство работ по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны осуществляться с учетом требований постановления № 1521 от 01.07.2015 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

- Разрешается выполнять только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной) организации;

- В ППР и ТК для каждого из выполняемых видов работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

Не допускается использовать находящиеся в стадии монтажа электрические установки в качестве временных установок для электроснабжения электромонтажных (наладочных) работ, а также объектов генподрядчика или заказчика.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды, двери и ворота зданий и сооружений, подходы к действующему оборудованию, электроустановкам, противопожарному инвентарю.

Леса и подмости высотой до 4 м допускаются к эксплуатации только после их приемки производителем работ или мастером и регистрации в журнале работ, а выше 4 м - после приемки комиссией, назначенной руководителем строительной-монтажной организации, и оформления акта.

Леса в процессе эксплуатации должны осматриваться прорабом или мастером перед началом работы, а также не реже, чем через каждые 10 дней с регистрацией в журнале.

Подвесные леса и подмости могут быть допущены к эксплуатации только после их испытания в течение одного часа статической нагрузкой, превышающей нормативную на 20 %.

Подъемные подмости, кроме того, должны быть испытаны на динамическую нагрузку, превышающую нормативную на 10 %.

Результаты испытаний подвесных лесов и подмостей должны быть отражены в акте их приемки или в общем журнале работ.

В процессе эксплуатации деревянные лестницы необходимо испытывать каждые полгода, а металлические - один раз в год, испытания проводить статической нагрузкой 1200 Н, приложенной к одной из ступеней в середине пролета лестницы, установленной под углом 75° к горизонту.

Запрещается перемещение лесов при ветре скоростью более 10 м/с.

Запрещается устанавливать (крепить) какие-либо средства подмащивания на смонтированные, находящиеся в стадии монтажа или

подготовленные к монтажу конструкции (оборудование), если это не предусмотрено ППР или не подтверждено расчетом, согласованным с проектной организацией.

Нагрузки на настилы лесов и подмостей не должны превышать величин, установленных проектом производства работ или техническим паспортом.

Запрещается производство работ, а также нахождение рабочих под монтируемыми конструкциями и оборудованием.

Металлические корпуса электрооборудования, металлические части машин и механизмов с электроприводом, металлические элементы лесов и подмостей, а также крановые пути должны быть заземлены в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» и «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей».

Персонал электромонтажной организации, обслуживающий электроустановки, должен пройти обучение и проверку знаний «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», ему должна быть присвоена группа по электробезопасности.

Персонал электромонтажной (наладочной) организации, выполняющий работы по монтажу и наладке электроустановок на действующем предприятии, должен пройти обучение и проверку знаний настоящих Правил, «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» и ему должна быть присвоена соответствующая группа по электробезопасности.

Работнику, прошедшему проверку знаний настоящих Правил, выдается удостоверение установленной формы, которое он обязан иметь при себе при производстве работ.

Персонал электромонтажной (наладочной) организации, выполняющий работы в действующих установках электрических станций и сетей на правах командированного, должен также пройти обучение и проверку знаний настоящих Правил, «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» в своей организации в объеме требований, предъявляемых к выполняемым работам. Выполнение работ в этом случае осуществляется по наряду-допуску.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей.

Персоналу необходимо знать, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Порядок предварительных и периодических медицинских осмотров работников определяется Минздравом России.

Все лица, занятые на лесосечных работах, должны быть обеспечены, кроме спецодежды и обуви, защитными касками, постоянно и правильно их использовать.

Одиночная работа на лесосеке не допускается.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом.

При установке и перемещении унифицированных деталей фундаментов (подножников, анкерных плит, ригелей и т.п.) следует применять специальные стропы соответствующей грузоподъемности.

Строповка железобетонных элементов фундаментов должна производиться по схемам, составленным с учетом прочности и устойчивости поднимаемых конструкций за монтажные петли. Закладные монтажные петли перед подъемом должны быть очищены, проверены на отсутствие раковин, трещин и других повреждений, и дефектов.

Для предупреждения раскачивания элементов фундамента при подъеме и перемещении необходимо применять оттяжки и другие приспособления, исключающие выполнение этих действий непосредственно руками.

Запрещается во время подъема сваи, заводки ее в направляющие стрелы и наводки на центры направляющих скважин пребывание людей в зоне ее возможного падения (полуторная длина сваи).

Выбор площадки для сборки опор должен производиться с учетом наличия свободного пути для прохождения грузоподъемных и тяговых механизмов, обеспечения требуемой удаленности такелажных тросов, приспособлений и самой опоры от действующих линий электропередачи и линий связи, удобства подъема опор.

Зона, опасная для прохождения людей во время перемещения установки и закрепления конструкций, должна быть обозначена хорошо видимыми предупредительными знаками.

Площадка для сборки опор воздушных линий электропередачи должна быть спланирована, очищена от пней и камней, а зимой - от снега. Поверхностные воды должны быть отведены за пределы площадки.

Детали опор должны выкладываться на прочные горизонтально уложенные подкладки.

Производить сборку гирлянд из изоляторов под установленной, но не закрепленной опорой запрещается.

При сборке гирлянд следует пользоваться только исправным инструментом (щипцами для установки замков, гаечными ключами); фарфоровые осколки изоляторов брать руками без рукавиц запрещается.

Проверку сопротивления изоляции должен выполнять работник, имеющий группу по электробезопасности не менее III.

Подъем гирлянд с раскаточными роликами и заправленными в них проводами следует осуществлять механизированным способом с применением веревочных оттяжек для обвода траверс. При вертикальном расположении проводов на опоре следует поднимать провода с гирляндами и раскаточными роликами, начиная с верхней траверсы.

Опускаться по смонтированным гирляндам изоляторов и работать на них запрещается. Для этого следует пользоваться подъемными вышками, специальными лестницами или люльками.

## **10.2 Экологичность**

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является изоляционное масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с требованиями нормативных документов для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Сопка устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 40000/110/10 с размерами (м) 6,5×4,0×6,0 и массой масла 14,7 т.

Масса масла меньше 20 тонн, следовательно, можно сделать без отвода масла, а габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на метр.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho}. \quad (94)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{трм}} = \frac{14,7}{0,88} = 16,7 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta). \quad (95)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м);

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника, принимаем 1,5м.

$$S_{\text{мп}} = (6,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,0 + 2 \cdot 1,5) = 66,5 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бп}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H. \quad (96)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{бп}} = (6,5 + 4,0) \cdot 2 \cdot 6,0 = 127,2 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Коэффициент пожаротушения  $K_n$  (л/(с×м<sup>2</sup>)) и время тушения  $t$  (сек) соответственно равны [7]:

$$K_n = 0,2;$$

$$t = 1800.$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бп}}) \cdot 10^{-3}; \quad (97)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (66,5 + 127,2) \cdot 10^{-3} = 69,7 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{\text{тм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O}; \quad (98)$$

$$V_{\text{тм}H_2O} = 16,7 + 0,8 \cdot 69,7 = 72,5 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Определяем глубину маслоприемника.

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{тм}H_2O}}{S_{\text{мп}}}; \quad (99)$$

$$H_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{ТМН2O}}}{S_{\text{МП}}} = \frac{72,4}{66,5} = 1,1 \text{ (м)}.$$

Высота гравийной подушки принимается:

$$H_2 = 0,25 \text{ (м)}.$$

Высота воздушной прослойки принимается:

$$H_{\text{ен}} = 0,05 \text{ (м)}.$$

Полная высота маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$H_{\text{ПМП}} = H_{\text{МП}} + H_{\text{ВП}} + H_{\text{Г}}; \quad (100)$$

$$H_{\text{ПМП}} = 1,1 + 0,25 + 0,05 = 1,4 \text{ (м)}.$$

### 10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят, в частности, пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе были выполнены задачи по проектированию подстанции Сопка и модернизации электрической сети напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»:

- Выбран целесообразный вариант схемы, удовлетворяющий требования по надежности и качеству электрической энергии, а также проведен экономический расчет проекта.

- Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения.

- Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности открытого распределительного устройства. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

- Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

2 Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 01.05.2022) "Об электроэнергетике".

3. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.

5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.

8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.

9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

10 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.

- 11 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.
- 12 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 14 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
- 16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.
- 17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 18 Ополева, Г.Н. Электроснабжениемыш.предприятий и горо-дов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
- 19 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
20. РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»
- 21 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)
- 22 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике:

Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.

23 Постановление Правительства РФ № 815 от 28.05.2021 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

24 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

25 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

### Прогнозирование электрических нагрузок

#### Подстанция Сопка

$$P_{\text{сопка}} := 41 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{сопка}} := 24.6 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\text{сопка}} := \sqrt{P_{\text{сопка}}^2 + Q_{\text{сопка}}^2} = 47.814$$

$$P_{\Pi_{\text{сопка}}} := P_{\text{сопка}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 49.979 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\Pi_{\text{сопка}}} := Q_{\text{сопка}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 29.987 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\Pi_{\text{сопка}}} := S_{\text{сопка}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 58.285 \quad \text{МВА}$$

#### Подстанция Западная

$$P_{\text{зап}} := 56.5 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{зап}} := 33.9 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\text{зап}} := \sqrt{P_{\text{зап}}^2 + Q_{\text{зап}}^2} = 65.89$$

$$P_{\Pi_{\text{зап}}} := P_{\text{зап}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 68.873 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\Pi_{\text{зап}}} := Q_{\text{зап}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 41.324 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\Pi_{\text{зап}}} := S_{\text{зап}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 80.319 \quad \text{МВА}$$

#### Подстанция Кролевцы

$$P_{\text{крол}} := 26.1 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{крол}} := 15.4 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\text{крол}} := \sqrt{P_{\text{крол}}^2 + Q_{\text{крол}}^2} = 30.305$$

$$P_{\Pi_{\text{крол}}} := P_{\text{крол}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 31.816 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\Pi_{\text{крол}}} := Q_{\text{крол}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 18.773 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\Pi_{\text{крол}}} := S_{\text{крол}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 36.941 \quad \text{МВА}$$

#### Подстанция Штыково

$$P_{\Pi_{\text{штык}}} := 19.2 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\Pi_{\text{штык}}} := 11.5 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\Pi_{\text{штык}}} := \sqrt{P_{\Pi_{\text{штык}}}^2 + Q_{\Pi_{\text{штык}}}^2} = 22.381 \quad \text{МВА}$$

#### Подстанция Промузел

$$P_{\text{про}} := 19.5 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{про}} := 11.7 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\text{про}} := \sqrt{P_{\text{про}}^2 + Q_{\text{про}}^2} = 22.741$$

$$P_{\Pi_{\text{про}}} := P_{\text{про}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 23.77 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\Pi_{\text{про}}} := Q_{\text{про}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 14.262 \quad \text{Мвар}$$

$$S_{\Pi_{\text{про}}} := S_{\text{про}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 27.721 \quad \text{МВА}$$

**Подстанция Спутник**

$R_{\text{спут}} := 26.3$	МВт	$R_{\text{Пспут}} := R_{\text{спут}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 32.06$	МВт
$Q_{\text{спут}} := 15.8$	Мвар	$Q_{\text{Пспут}} := Q_{\text{спут}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 19.26$	Мвар
$S_{\text{спут}} := \sqrt{R_{\text{спут}}^2 + Q_{\text{спут}}^2} = 30.681$		$S_{\text{Пспут}} := S_{\text{спут}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 37.4$	МВА

**Подстанция Чайка**

$R_{\text{чайка}} := 25$	МВт	$R_{\text{Пчайка}} := R_{\text{чайка}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 30.475$	МВт
$Q_{\text{чайка}} := 15$	Мвар	$Q_{\text{Пчайка}} := Q_{\text{чайка}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 18.285$	Мвар
$S_{\text{чайка}} := \sqrt{R_{\text{чайка}}^2 + Q_{\text{чайка}}^2} = 29.155$		$S_{\text{Пчайка}} := S_{\text{чайка}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 35.539$	МВА

**Подстанция Муравейка**

$R_{\text{мур}} := 19.2$	МВт
$Q_{\text{мур}} := 11.5$	Мвар
$S_{\text{мур}} := \sqrt{R_{\text{мур}}^2 + Q_{\text{мур}}^2} = 22.381$	МВА

**Подстанция Океан**

$R_{\text{ок}} := 7.6$	МВт
$Q_{\text{ок}} := 4.5$	Мвар
$S_{\text{ок}} := \sqrt{R_{\text{ок}}^2 + Q_{\text{ок}}^2} = 8.832$	МВА

**Подстанция Лазурная**

$R_{\text{лаз}} := 19.2$	МВт
$Q_{\text{лаз}} := 11.5$	Мвар
$S_{\text{лаз}} := \sqrt{R_{\text{лаз}}^2 + Q_{\text{лаз}}^2} = 22.381$	МВА

**Подстанция Горноста́й**

$P_{Пгор} := 30$  МВт

$Q_{Пгор} := 18$  Мвар

$S_{Пгор} := \sqrt{P_{Пгор}^2 + Q_{Пгор}^2} = 34.986$  МВА

**Выбор КРМ**

$Q_{Ксопка} := Q_{Псопка} - P_{Псопка} \cdot 0.4 = 9.996$

$Q_{к1\_сопка} := \frac{Q_{Ксопка}}{2} = 4.998$  Мвар

$Q_{нес\_сопка} := Q_{Псопка} - 2 \cdot 4.95 = 20.087$

Выбор Варнет мощностью 4950 Квар

$Q_{Кзап} := Q_{Пзап} - P_{Пзап} \cdot 0.4 = 13.775$

$Q_{к1\_зап} := \frac{Q_{Кзап}}{2} = 6.887$

$Q_{нес\_зап} := Q_{Пзап} - 2 \cdot 5.4 = 30.524$

Выбор Варнет мощностью 5400 Квар

$Q_{Ккрол} := Q_{Пкрол} - P_{Пкрол} \cdot 0.4 = 6.046$

$Q_{к1\_крол} := \frac{Q_{Ккрол}}{2} = 3.023$  Мвар

$Q_{нес\_крол} := Q_{Пкрол} - 2 \cdot 3 = 12.773$

Выбор Варнет мощностью 3000 Квар

$Q_{Кштык} := Q_{Пштык} - P_{Пштык} \cdot 0.4 = 3.82$

$Q_{к1\_штык} := \frac{Q_{Кштык}}{2} = 1.91$

$Q_{нес\_штык} := Q_{Пштык} - 2 \cdot 2.025 = 7.45$

Выбор Варнет мощностью 2025 Квар

$Q_{Кпро} := Q_{Ппро} - P_{Ппро} \cdot 0.4 = 4.754$

$Q_{к1\_про} := \frac{Q_{Кпро}}{2} = 2.377$  Мвар

$Q_{нес\_про} := Q_{Ппро} - 2 \cdot 2.4 = 9.462$

Выбор Варнет мощностью 2400 Квар

$Q_{Кспут} := Q_{Пспут} - P_{Пспут} \cdot 0.4 = 6.436$

$Q_{к1\_спут} := \frac{Q_{Кспут}}{2} = 3.218$  Мвар

$Q_{нес\_спут} := Q_{Пспут} - 2 \cdot 3.3 = 12.66$

Выбор Варнет мощностью 3300 Квар

$Q_{Кчайка} := Q_{Пчайка} - P_{Пчайка} \cdot 0.4 = 6.095$

$Q_{к1\_чайка} := \frac{Q_{Кчайка}}{2} = 3.047$  Мвар

$Q_{нес\_чайка} := Q_{Пчайка} - 2 \cdot 3 = 12.285$

Выбор Варнет мощностью 3000 Квар

$Q_{Кмур} := Q_{Пмур} - P_{Пмур} \cdot 0.4 = 3.82$

$Q_{к1\_мур} := \frac{Q_{Кмур}}{2} = 1.91$  Мвар

$Q_{нес\_мур} := Q_{Пмур} - 2 \cdot 2.025 = 7.45$

Выбор Варнет мощностью 600 Квар

$Q_{Кок} := Q_{Пок} - P_{Пок} \cdot 0.4 = 1.46$

$Q_{к1\_ок} := \frac{Q_{Кок}}{2} = 0.73$  Мвар

$Q_{нес\_ок} := Q_{Пок} - 2 \cdot 0.75 = 3$

Выбор Варнет мощностью 750 Квар

$$Q_{к\text{Лаз}} := Q_{п\text{Лаз}} - P_{п\text{Лаз}} \cdot 0.4 = 3.82$$

$$Q_{к1\_мур} := \frac{Q_{к\text{мур}}}{2} = 1.91$$

Мвар

$$Q_{нес\_Лаз} := Q_{п\text{Лаз}} - 2 \cdot 2.025 = 7.45$$

Выбор Варнет мощностью 600

Квар

$$Q_{к\text{Гор}} := Q_{п\text{Гор}} - P_{п\text{Гор}} \cdot 0.4 = 6$$

$$Q_{к1\_гор} := \frac{Q_{к\text{Гор}}}{2} = 3$$

Квар

$$Q_{нес\_гор} := Q_{п\text{Гор}} - 2 \cdot 3 = 12$$

Выбор Варнет мощностью 3000

Мвар

### Итоговые мощности ПС

$$S_{и\text{Сопка}} := \sqrt{P_{п\text{сопка}}^2 + Q_{нес\_сопка}^2} = 53.864$$

$$S_{и\text{Зап}} := \sqrt{P_{п\text{зап}}^2 + Q_{нес\_зап}^2} = 75.334$$

$$S_{и\text{Крол}} := \sqrt{P_{п\text{крол}}^2 + Q_{нес\_крол}^2} = 34.284$$

$$S_{и\text{Штык}} := \sqrt{P_{п\text{штык}}^2 + Q_{нес\_штык}^2} = 20.595$$

$$S_{и\text{Про}} := \sqrt{P_{п\text{про}}^2 + Q_{нес\_про}^2} = 25.584$$

$$S_{и\text{Спут}} := \sqrt{P_{п\text{спут}}^2 + Q_{нес\_спут}^2} = 34.469$$

$$S_{и\text{Чайка}} := \sqrt{P_{п\text{чайка}}^2 + Q_{нес\_чайка}^2} = 32.858$$

$$S_{и\text{Мур}} := \sqrt{P_{п\text{мур}}^2 + Q_{нес\_мур}^2} = 20.595$$

$$S_{и\text{Ок}} := \sqrt{P_{п\text{ок}}^2 + Q_{нес\_ок}^2} = 8.171$$

$$S_{и\text{Лаз}} := \sqrt{P_{п\text{Лаз}}^2 + Q_{нес\_Лаз}^2} = 20.595$$

$$S_{и\text{Гор}} := \sqrt{P_{п\text{Гор}}^2 + Q_{нес\_гор}^2} = 32.311$$

### Выбор рационального напряжения

$$U_{рац} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18} + \frac{2500}{49.9}}} = 113.316 \text{ кВ}$$

### Выбор сечения вводимых линий электропередачи и проверка существующих

Артемовская ТЭЦ - Сопка

$$S_{\text{сумАС}} := S_{\text{Сопка}} + S_{\text{Про}} = 79.449$$

$$I_{\text{расчАС}} := \frac{S_{\text{сумАС}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.394$$

337 меньше 394

Длительно допустимый ток для М-70 значительно ниже расчетного значения, требуется замена на провод большего сечения

Не проходит по аварийно допустимому току, выбираем ВЛ с проводом АС-150/24 с ДДТ 450

#### Проверяем в послеаварийном режиме

$$S_{\text{парАС}} := S_{\text{Сопка}} + S_{\text{Про}} + S_{\text{Спут}} + S_{\text{Чайка}} = 146.775$$

$$S_{\text{Спут}} = 34.469$$

$$I_{\text{пар2АС}} := \frac{S_{\text{парАС}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.728$$

Не проходит по аварийно допустимому току, выбираем с проводом АСк2у- 240/39

#### Сопка - Промузел

$$S_{\text{сумСП}} := S_{\text{Про}} = 25.584$$

$$I_{\text{расчСП}} := \frac{S_{\text{сумСП}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.127$$

Длительно допустимый ток для М-70 в пределах допустимого

#### Проверяем в послеаварийном режиме

$$S_{\text{парСП}} := S_{\text{Про}} + S_{\text{Спут}} + S_{\text{Чайка}} = 92.911$$

$$I_{\text{парСП}} := \frac{S_{\text{парСП}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.461$$

Выбираем АС-185/24 с ддт 510

#### Промузел - Спутник

$$S_{\text{сум1ПС}} := 0 = 0$$

$$I_{\text{расч1ПС}} := \frac{S_{\text{сум1ПС}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0$$

Длительно допустимый ток для М-70 в пределах допустимого

**Проверяем в послеаварийном режиме**

$$S_{\text{пар1ПС}} := S_{\text{иПро}} + S_{\text{иСопка}} = 79.449$$

$$I_{\text{пар1ПС}} := \frac{S_{\text{пар1ПС}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.394$$

М70 Не проходит по аварийно допустимому току, требуется провод большего сечения

Выбираем провод АС-150/19

**Спутник - Чайка**

$$S_{\text{сумСЧ}} := S_{\text{иСпут}} = 34.469$$

$$I_{\text{расчСЧ}} := \frac{S_{\text{сумСЧ}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.171$$

М70 Не проходит по аварийно допустимому току, требуется провод большего сечения

Выбираем АСк2у-240/39

**Проверяем в послеаварийном режиме**

$$S_{\text{парСЧ}} := S_{\text{иПро}} + S_{\text{иСпут}} + S_{\text{иСопка}} = 113.918$$

$$I_{\text{пар1СЧ}} := \frac{S_{\text{парСЧ}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.565$$

Не проходит по аварийно допустимому току, выбираем ВЛ с проводом АСк2у-240/39

**Чайка - Волна**

$$S_{\text{сумЧВ}} := S_{\text{иСпут}} + S_{\text{иЧайка}} = 67.327$$

$$I_{\text{расч1ЧВ}} := \frac{S_{\text{сумЧВ}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.334$$

Длительно допустимый ток для М-70 не превышает допустимый

**Проверяем в послеаварийном режиме**

$$S_{\text{пар1ЧВ}} := S_{\text{иПро}} + S_{\text{иСпут}} + S_{\text{иЧайка}} + S_{\text{иСопка}} = 146.775$$

$$I_{\text{пар2ЧВ}} := \frac{S_{\text{пар1ЧВ}} \cdot 1.05 \cdot 0.9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.728$$

Не проходит по аварийно допустимому току, выбираем ВЛ с проводом АСк2у-240/39

### Расчет параметров линий

$$\begin{aligned}r_{185} &:= 0.16 & I_{AC} &:= 18 \\x_{185} &:= 0.386 & I_{СП} &:= 5 \\b_{185} &:= 2.66 & I_{ПС} &:= 25 \\r_{240} &:= 0.12 & I_{СЧ} &:= 6.2 \\x_{240} &:= 0.378 & I_{ЧВ} &:= 8.8 \\b_{240} &:= 3.02\end{aligned}$$

$$R_{ac} := r_{240} \cdot I_{AC} = 2.16$$

$$X_{ac} := x_{240} \cdot I_{AC} = 6.804$$

$$B_{ac} := b_{240} \cdot -I_{AC} = -54.36$$

$$R_{пс} := r_{185} \cdot I_{ПС} = 4$$

$$X_{пс} := x_{185} \cdot I_{ПС} = 9.65$$

$$B_{пс} := b_{185} \cdot -I_{ПС} = -66.5$$

$$R_{сп} := r_{185} \cdot I_{СП} = 0.8$$

$$X_{сп} := x_{185} \cdot I_{СП} = 1.93$$

$$B_{сп} := b_{185} \cdot -I_{СП} = -13.3$$

$$R_{сч} := r_{185} \cdot I_{СЧ} = 0.992$$

$$X_{сч} := x_{185} \cdot I_{СЧ} = 2.393$$

$$B_{сч} := b_{185} \cdot -I_{СЧ} = -16.492$$

$$R_{чв} := r_{240} \cdot I_{ЧВ} = 1.056$$

$$X_{чв} := x_{240} \cdot I_{ЧВ} = 3.326$$

$$B_{чв} := b_{240} \cdot -I_{ЧВ} = -26.576$$

### Выбор трансформатора

$$S_{тр} := \frac{\sqrt{P_{п\text{сопка}}^2 + Q_{нес\_сопка}^2}}{2 \cdot 0.7} = 38.475$$

Выбираем ТРДН 40000/110/10

$$K_H := \frac{\sqrt{P_{п\text{сопка}}^2 + Q_{нес\_сопка}^2}}{2 \cdot 40} = 0.673$$

$$K_{II} := \frac{\sqrt{P_{п\text{сопка}}^2 + Q_{нес\_сопка}^2}}{40} = 1.347$$

### Расчет параметров генераторов

$$x_{d100} := 0.192 \quad x_{d120} := 0.189$$

$$U_{ном} := 10.5 \quad S_{н100} := 100 \quad S_{н120} := 120$$

$$X_{пп100} := \frac{x_{d100} \cdot U_{ном}^2}{S_{н100}} = 0.212 \quad X_{оп100} := 1.22 \cdot X_{пп100} = 0.258$$

$$X_{пп120} := \frac{x_{d120} \cdot U_{ном}^2}{S_{н120}} = 0.174 \quad X_{оп120} := 1.22 \cdot X_{пп120} = 0.212$$

### Расчет параметров воздушных линий

$$X_{оп_{ас}} := X_{ас} \cdot 4.7 = 31.979$$

$$X_{оп_{сп}} := X_{сп} \cdot 3 = 5.79$$

$$X_{оп_{пс}} := X_{пс} \cdot 3 = 28.95$$

$$X_{оп_{сч}} := X_{сч} \cdot 3 = 7.18$$

$$X_{оп_{чв}} := X_{чв} \cdot 4.7 = 15.634$$

### Расчет периодической составляющей произведен в ПВК RastrWin 3

$$I_{по.Сопка.110кВ} := 3.094 \quad \text{кА}$$

$$I_{по.Сопка.10кВ} := 9.839 \quad \text{кА}$$

### Расчет аperiodической составляющей

$$i_{ао.Сопка.110кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по.Сопка.110кВ} = 4.376 \quad \text{кА}$$

$$i_{ао.Сопка.10кВ} := \sqrt{2} \cdot I_{по.Сопка.10кВ} = 13.914 \quad \text{кА}$$

$$T_{а.Сопка.110кВ} := 0.03$$

$$T_{а.Сопка.10кВ} := 0.01$$

### Расчет ударного тока

$$k_{у.Сопка.110кВ} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{а.Сопка.110кВ}}} = 1.717$$

$$k_{у.Сопка.10кВ} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{а.Сопка.10кВ}}} = 1.368$$

Приложение А  
Расчет в ПВК Mathcad 15.0

$$i_{\text{ат.Сопка.110кВ}} := i_{\text{ао.Сопка.110кВ}} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Сопка.110кВ}}}} = 3.135 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{ат.Сопка.10кВ}} := i_{\text{ао.Сопка.10кВ}} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Сопка.10кВ}}}} = 5.119$$

$$i_{\text{уд.Сопка.110кВ}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Сопка.110кВ}} \cdot k_{\text{у.Сопка.110кВ}} = 7.511 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{уд.Сопка.10кВ}} := \sqrt{2} \cdot i_{\text{ао.Сопка.10кВ}} \cdot k_{\text{у.Сопка.10кВ}} = 26.917 \quad \text{кА}$$

$$U_{\text{ВН}} := 110$$

$$U_{\text{НН}} := 10$$

кА

$$T_{\text{а}} := 0.03$$

$$\beta_{\text{НОМ}} := 40 \quad I_{\text{отк.НОМ}} := 50$$

$$t_{\text{рз}} := 2.5 \quad t_{\text{ос}} := 0.055$$

$$t_{\text{откл}} := t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}} = 2.555 \quad t_{\text{а.НОМ}} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}}}{100} \cdot I_{\text{отк.НОМ}} = 28.284$$

$$t_{\text{ос}} = 0.055$$

$$B_{\text{к110}} := i_{\text{уд.Сопка.110кВ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.Сопка.110кВ}}) = 145.826$$

$$B_{\text{к10}} := i_{\text{уд.Сопка.10кВ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.Сопка.10кВ}}) = 1.858 \times 10^3$$

### Выбор и проверка выключателей

$$I_{\text{МВН}} := \frac{2 \cdot 40 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 419.891$$

### Выбираем выключатель ВРС-110-31.5/2500 с пружинным приводом

Номинальный ток 2500 больше максимального 419.9 А.

Проходит

Номинальный ток включения 31,5 больше периодического 3.09 кА.

Проходит

Номинальный ток отключения 31,5 больше периодического 3.09 кА.

Проходит

Номинальное значение аperiodической составляющей 12,6 больше 4,9 кА.

Проходит

Номинальная термическая стойкость 19880 больше расчетной 146 кА<sup>2</sup>с.

Проходит

$$I_{мНН} := \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2.309$$

Номинальный ток 4000 больше максимального 3832 А.

Проходит

Номинальный ток включения 31,5 выше периодического 9,8 кА.

Проходит

Номинальный ток отключения 31,5 выше периодического 9,8 кА.

Проходит

Номинальное значение аperiodической составляющей 16 выше 13,9 кА.

Проходит

Номинальная термическая стойкость 50000 выше расчетной 1858 кА<sup>2</sup>с.

Проходит

#### **Выбор и проверка разъединителей**

Для 110 кВ РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1

Номинальный ток 1250 А выше 419 А. Проходит

Предельный сквозной ток 40 выше 7,51 кА . Проходит

Предел термической стойкости 4800 выше 145 кВа\*а\*с.

Прошел проверку

Для 10 кВ РВО-10/4000

Номинальный ток 3000 выше 3849 А. Проходит

Предельный сквозной ток 100 ниже номинального 26,9 кВа . Проходит

Термическая стойкость 30000 выше номинального 1858 кВа\*а\*с.

Прошел проверку

#### **Выбор и проверка ТТ**

$$S_{гр} := 7.5 \quad I := 5$$

$$r_{пров} := \frac{0.0283 \cdot 100}{4} = 0.708$$

$$r_k := 0.1$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = 0.3$$

$$Z_2 := r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_k = 1.108$$

Для 110 кВ принимаем ТГФ-110-600/5

Номинальное ток 600 больше 4 19,9 А. Проходит

Предельный сквозной ток 125 выше 7,51 кА. Проходит

Термическая стойкость 7500 выше 24,7 кВа\*а\*с.

Вторичная нагрузка ТТ 1,1 ниже номинальной 30 Ом. Проверку прошел

Для 10 кВ принимаем ТОЛ-10-3000/5-М

Номинальное ток 800 больше 659,8 А. Проходит

Предельный сквозной ток 100 выше 26,9кА. Проходит

Термическая стойкость 30000 выше 1858 кВа\*а\*с.

Вторичная нагрузка ТТ 1,1 ниже номинальной 30 Ом. Проверку прошел

#### Выбираем ТН 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Меркурий 230 ART-02 C(R)N	4	2
Счетчик АЭ		4	4
Счетчик РЭ		4	1,5
Варметр		4	1,5
Ваттметр		4	1,5
Сумма			36

Принимаем ЗНОГ-110 УХЛ 1

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2\text{ном}} = 120 \text{ ВА}$	$S_2 = 36 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_2$

Проверку прошел

**Выбираем ТН 10 кВ**

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Меркурий 230 ART-02 C(R)N	4	2
Варметр		2	1,5
Ваттметр		2	1,5
Счетчик АЭ		16	4
Счетчик РЭ			
Сумма			72

Принимаем ЗНОЛ-СЭЩ-10 УХЛ 1

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 72 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Проверку прошел

**Выбор гибких шин**

Для ВН с током 419,9 А выбираем АС-150/19 с допустимым пределом 450 А.

**Выбор жестких шин**

Для НН выбираем АДО 120x10 мм<sup>2</sup>, длительно допустимый ток которых 2070

2070 больше 2032

**Минимальное сечение по условия нагрева токами КЗ**

$$b := 0.01 \quad q_m := \frac{\sqrt{B_{к10}}}{91} = 0.474 \quad \text{см}^2$$

$$h := 0.12 \quad q := 1.2$$

**Проверка механической прочности**

**Момент инерции**

$$j := b \cdot h^3 \cdot \frac{1}{12} = 1.44 \times 10^{-6}$$

$$XX := \frac{173.2}{200} \sqrt{\frac{j}{q}} = 9.487 \times 10^{-4}$$

**Момент сопротивления**

$$W_e := b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6} = 2.4 \times 10^{-5}$$

**Наибольшее усилие**

$$f := \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_{\text{уд.Сопка.10кВ}} \cdot 1000)^2}{0.4} = 313.732$$

$$Na := \frac{f \cdot 1.1^2}{0.4 \cdot We} = 3.954 \times 10^7$$

#### Выбор опорных изоляторов

$$F_{\text{расч1}} := \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд.Сопка.110кВ}}^2 \cdot 1.1 \cdot 10^{-2}}{0.4} = 2.687 \quad 0.6 \cdot 6000 = 3.6 \times 10^3$$

$$F_{\text{расч2}} := \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд.Сопка.10кВ}}^2 \cdot 1.1 \cdot 10^{-2}}{0.4} = 34.51$$

#### Выбор трансформатора собственных нужд

$$S_{\text{сн}} := 0.8 \cdot \sqrt{133^2 + 66.9^2} = 119.102$$

$$S_{\text{н}} := \frac{S_{\text{сн}}}{2 \cdot 0.7} = 85.073$$

Выбираем ТСЗ-100/10

## Приложение Б

### Параметры режимов RastrWin 3

Таблица Б1 – Узлы (нормальный)

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
1	2	3	4	5	6	7
1	ВН АТЭЦ	220	60,1	30,6	0,0	0,0
2	ПС Аэропорт	220	4,3	0,9	0,0	0,0
3	СН ПС Владивосток	220	46,4	1,3	0,0	0,0
4	ВН ПС Волна	220	0,0	0,0	0,0	0,0
5	ВН ВТЭЦ-2	220	0,0	0,0	0,0	0,0
9	ПС Шахта-7	110	20,8	8,3	0,0	0,0
10	ПС Западная	110	68,4	20,1	0,0	0,0
11	ПС Давыдовка	110	59,1	21,5	0,0	0,0
12	ПС Пушкинская	110	1,0	0,1	0,0	0,0
13	ПС Раздольное-1	110	4,5	1,7	0,0	0,0
14	ПС Кипарисово	110	2,9	1,0	0,0	0,0
15	ПС Чайка	110	30,5	12,3	0,0	0,0
16	ПС Спутник	110	32,1	12,7	0,0	0,0
17	ПС Промузел	110	23,8	9,5	0,0	0,0
19	Нейтраль1 АТЭЦ	220	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Нейтраль2 АТЭЦ	220	0,0	0,0	0,0	0,0
21	СН АТЭЦ	110	99,5	18,5	0,0	0,0
22	Г5 АТЭЦ	10	10,0	8,1	90,0	20,7
23	Г6 АТЭЦ	10	9,5	7,9	90,0	20,5
24	Г7 АТЭЦ	10	10,3	9,7	90,0	91,2
26	Нейтраль1 ПС Волна	220	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Нейтраль2 ПС Волна	220	0,0	0,0	0,0	0,0
28	НН1 ПС Волна	6	14,3	3,6	0,0	0,0
29	НН2 ПС Волна	6	12,1	3,1	0,0	0,0
30	СН ПС Волна	110	15,0	5,0	0,0	0,0
31	Нейтраль1 ВТЭЦ-2	220	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Нейтраль2 ВТЭЦ-2	220	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Г1 ВТЭЦ-2	10	16,1	11,4	25,0	47,4
34	Г2 ВТЭЦ-2	10	12,8	10,1	90,0	23,6
35	Г3 ВТЭЦ-2	10	4,8	4,3	90,0	18,1
36	Г4 ВТЭЦ-2	10	8,2	7,3	90,0	-1,7
37	Г5 ВТЭЦ-2	10	0,0	0,0	50,0	27,2
38	Г6 ВТЭЦ-2	10	13,0	8,6	50,0	35,6
39	СН ВТЭЦ-2	110	298,2	37,9	0,0	0,0
40	ВН ПС Владивосток	500	0,0	0,0	269,9	106,6
41	Нейтраль ПС Владивосток	500	0,0	0,0	0,0	0,0
42	НН ПС Владивосток	10	4,3	0,3	0,0	0,0
52	Г9 АТЭЦ	10	8,0	8,9	90,0	78,9
55	отп 128 на Кролевцы	110	15,5	6,4	0,0	0,0
56	отп 129 на Кролевцы	110	15,5	6,4	0,0	0,0
43	отп 162 на Штыково	110	9,1	3,7	0,0	0,0
44	отп 163 на Штыково	110	9,1	3,7	0,0	0,0

## Приложение Б

### Параметры режимов RastrWin 3

Продолжение таблицы Б1.

1	2	3	4	5	6	7
60	ВН ПС Сопка	110	0,0	0,0	0,0	0,0
61	ПС Муравейка	110	19,2	7,5	0,0	0,0
62	ПС Океан	110	7,6	3,0	0,0	0,0
63	ПС Лазурная	110	19,2	7,5	0,0	0,0
64	ПС Горноста́й	110	30,0	12	0,0	0,0
65	ВН ПС Зеленый угол	220	0,0	0,0	0,0	0,0
66	Нейтраль 1 Зеленый угол	220	0,0	0,0	0,0	0,0
67	Нейтраль 1 Зеленый угол	220	0,0	0,0	0,0	0,0
68	СН ПС Зеленый угол	110	18,5	47,9	0,0	0,0
70	НН ПС Зеленый угол	10	1,6	0,4	0,0	0,0
71	НН ПС Зеленый угол	10	1,6	0,4	0,0	0,0
72	Нейтраль 1 Сопка	110	0,0	0,0	0,0	0,0
73	Нейтраль 2 Сопка	110	0,0	0,0	0,0	0,0
74	НН 1 Сопка	6	24	10	0,0	0,0
75	НН 2 Сопка	6	24	10	0,0	0,0

Таблица Б2 – Ветви (нормальный)

N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	G
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	1,5	8,4	-54,0	-	0,0
2	3	ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	1,6	8,8	-56,7	-	0,0
3	4	СН ПС Владивосток - ВН ПС Волна	5,1	22,4	-137,5	-	0,0
1	5	ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	4,9	27,2	-174,7	-	0,0
30	15	СН ПС Волна - ПС Чайка	1,1	3,3	-26,6	-	0,0
15	16	ПС Чайка - ПС Спутник	1,0	2,4	-16,5	-	0,0
16	17	ПС Спутник - ПС Промузел	0,8	1,9	-13,3	-	0,0
21	9	СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	3,9	4,6	-38,3	-	0,0
9	10	ПС Шахта-7 - ПС Западная	1,7	1,9	-15,8	-	0,0
10	11	ПС Западная - ПС Давыдовка	5,5	6,3	-52,2	-	0,0
11	12	ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	6,5	13,8	-88,4	-	0,0
12	13	ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	1,8	3,9	-24,9	-	0,0
13	14	ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	2,3	4,0	-25,0	-	0,0
14	10	ПС Кипарисово - ПС Западная	5,2	8,9	-55,2	-	0,0
1	19	ВН АТЭЦ - Нейтраль1 АТЭЦ	0,4	33,8	16,8	1,0	2,4
19	21	Нейтраль1 АТЭЦ - СН АТЭЦ	0,4	-1,4	0,0	0,56	0,0
19	52	Нейтраль1 АТЭЦ - Г9 АТЭЦ	0,4	60,2	0,0	0,05	0,0
1	20	ВН АТЭЦ - Нейтраль2 АТЭЦ	0,4	33,8	16,8	1,00	2,4
20	21	Нейтраль2 АТЭЦ - СН АТЭЦ	0,4	-1,4	0,0	0,56	0,0
20	52	Нейтраль2 АТЭЦ - Г9 АТЭЦ	0,4	60,2	0,0	0,05	0,0
1	24	ВН АТЭЦ - Г7 АТЭЦ	1,4	51,5	10,4	0,04	2,3
21	23	СН АТЭЦ - Г6 АТЭЦ	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8

## Приложение Б

### Параметры режимов RastrWin 3

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7	8
21	22	СН АТЭЦ - Г5 АТЭЦ	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
40	41	ВН ПС Владивосток - Нейтраль ПС Владивосток	0,5	60,8	7,9	1,00	1,5
41	3	Нейтраль ПС Владивосток - СН ПС Владивосток	0,5	-6,2	0,0	0,46	0,0
41	42	Нейтраль ПС Владивосток - НН ПС Владивосток	0,5	113,0	0,0	0,02	0,0
4	26	ВН ПС Волна – Нейтраль 1 ПС Волна	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
26	30	Нейтраль1 ПС Волна - СН ПС Волна	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
26	28	Нейтраль1 ПС Волна - НН1 ПС Волна	0,5	131,2	0,0	0,03	0,0
4	27	ВН ПС Волна – Нейтраль 2 ПС Волна	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
27	30	Нейтраль2 ПС Волна - СН ПС Волна	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
27	29	Нейтраль2 ПС Волна - НН2 ПС Волна	0,5	13,2	0,0	0,03	0,0
5	31	ВН ВТЭЦ-2 – Нейтраль 1 ВТЭЦ-2	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
31	39	Нейтраль 1 ВТЭЦ-2 - СН ВТЭЦ-2	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
31	36	Нейтраль 1 ВТЭЦ-2 - Г4 ВТЭЦ-2	0,5	13,2	0,0	0,048	0,0
5	32	ВН ВТЭЦ-2 – Нейтраль 2 ВТЭЦ-2	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
32	39	Нейтраль 2 ВТЭЦ-2 - СН ВТЭЦ-2	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
32	36	Нейтраль 2 ВТЭЦ-2 - Г4 ВТЭЦ-2	0,5	13,2	0,0	0,05	0,0
5	37	ВН ВТЭЦ-2 - Г5 ВТЭЦ-2	1,4	51,5	10,4	0,04	2,3
5	38	ВН ВТЭЦ-2 - Г6 ВТЭЦ-2	1,4	51,5	10,4	0,04	2,3
39	33	СН ВТЭЦ-2 - Г1 ВТЭЦ-2	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
39	34	СН ВТЭЦ-2 - Г2 ВТЭЦ-2	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
39	35	СН ВТЭЦ-2 - Г3 ВТЭЦ-2	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
10	55	ПС Западная - отп 128	5,4	11,5	-74,0	-	0,0
43	21	отп 162 - СН АТЭЦ	0,5	1,1	-7,2	-	0,0
10	56	ПС Западная - отп 129	5,4	11,5	-74,0	-	0,0
44	21	отп, 163 - СН АТЭЦ	0,5	1,1	-7,2	-	0,0
43	55	отп 162 - отп 128	1,1	3,6	-24,7	-	0,0
44	56	отп 163 - отп 129	1,1	3,6	-24,7	-	0,0
21	60	СН АТЭЦ - ПС Сопка	2,2	6,80	-54,4	-	0,0
60	17	ПС Сопка - ПС Промузел	4,0	2,1	-13,8	-	0,0
3	65	СН ПС Владивосток - ВН Зеленый угол	4,9	27,2	-174,7	-	0,0
65	5	ВН Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	0,4	1,9	-11,4	-	0,0
68	64	СН ЗУ - Горностай	0,7	2,4	-16,9	-	0,0
65	66	ВН Зеленый угол - Нейтраль 1 ЗУ	1,4	24,8	13,0	1,00	0,9
65	67	ВН Зеленый угол - Нейтраль 1 ЗУ	1,4	24,8	13,0	1,00	0,9
66	68	Нейтраль 1 ЗУ - СН ЗУ	1,4	57,9	0,0	0,48	0,0
66	70	Нейтраль 1 ЗУ - НН ЗУ	1,4	-57,9	0,0	0,52	0,0
67	68	Нейтраль 1 ЗУ - СН ЗУ	1,4	57,9	0,0	0,48	0,0
67	71	Нейтраль 1 ЗУ - НН ЗУ	1,4	-57,9	0,0	0,52	0,0
21	61	СН АТЭЦ - ПС Муравейка	1,6	5,4	-37,5	-	0,0

## Приложение Б

### Параметры режимов RastrWin 3

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7	8
61	62	ПС Муравейка - ПС Океан	1,9	6,5	-45,2	-	0,0
62	63	ПС Океан - Лазурная	1,7	5,9	-40,7	-	0,0
63	64	Лазурная - Горноста́й	1,8	6,1	-42,2	-	0,0
60	72	ВН Сопка – Нейтраль 1 Сопка	1,4	34,7	5,2	1,0	0,0
60	73	ВН Сопка – Нейтраль 2 Сопка	1,4	34,7	5,2	1,0	0,4
72	74	Нейтраль 1 Сопка – НН 1 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
72	75	Нейтраль 1 Сопка – НН 2 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
73	74	Нейтраль 2 Сопка – НН 1 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
74	75	Нейтраль 2 Сопка – НН 2 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
60	73	ВН Сопка – Нейтраль 2 Сопка	0,8	35,5	5,2	1,0	0,0
72	74	Нейтраль 1 Сопка - СН Сопка	0,8	0	5,2	0,33	0,0
72	76	Нейтраль 1 Сопка - НН Сопка	0,8	22,3	5,2	0,05	0,0
73	75	Нейтраль 2 Сопка - СН Сопка	0,8	0	5,2	0,33	0,0
73	77	Нейтраль 2 Сопка - НН Сопка	0,8	22,3	5,2	0,05	0,0

Таблица Б3 – Параметры нулевой последовательности ВЛ

N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/r	G
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	1,5	8,4	-54,0	-	0,0
2	3	ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	1,6	8,8	-56,7	-	0,0
3	4	СН ПС Владивосток - ВН ПС Волна	5,1	22,4	-137,5	-	0,0
1	5	ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	4,9	27,2	-174,7	-	0,0
30	15	СН ПС Волна - ПС Чайка	1,1	10,0	-26,6	-	0,0
15	16	ПС Чайка - ПС Спутник	1,0	7,2	-16,5	-	0,0
16	17	ПС Спутник - ПС Промузел	0,8	7,3	-13,3	-	0,0
21	9	СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	3,9	4,6	-38,3	-	0,0
9	10	ПС Шахта-7 - ПС Западная	1,7	1,9	-15,8	-	0,0
10	11	ПС Западная - ПС Давыдовка	5,5	6,3	-52,2	-	0,0
11	12	ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	6,5	13,8	-88,4	-	0,0
12	13	ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	1,8	3,9	-24,9	-	0,0
13	14	ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	2,3	4,0	-25,0	-	0,0
14	10	ПС Кипарисово - ПС Западная	5,2	8,9	-55,2	-	0,0
1	19	ВН АТЭЦ - Нейтраль1 АТЭЦ	0,4	33,8	16,8	1,0	2,4
19	21	Нейтраль1 АТЭЦ - СН АТЭЦ	0,4	-1,4	0,0	0,56	0,0
19	52	Нейтраль1 АТЭЦ - Г9 АТЭЦ	0,4	60,2	0,0	0,05	0,0
1	20	ВН АТЭЦ - Нейтраль2 АТЭЦ	0,4	33,8	16,8	1,00	2,4
20	21	Нейтраль2 АТЭЦ - СН АТЭЦ	0,4	-1,4	0,0	0,56	0,0
20	52	Нейтраль2 АТЭЦ - Г9 АТЭЦ	0,4	60,2	0,0	0,05	0,0
1	24	ВН АТЭЦ - Г7 АТЭЦ	1,4	51,5	10,4	0,04	2,3
21	23	СН АТЭЦ - Г6 АТЭЦ	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8

## Приложение Б

### Параметры режимов RastrWin 3

Продолжение таблицы Б3

1	2	3	4	5	6	7	8
21	22	СН АТЭЦ - Г5 АТЭЦ	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
40	41	ВН ПС Владивосток - Нейтраль ПС Владивосток	0,5	60,8	7,9	1,00	1,5
41	3	Нейтраль ПС Владивосток - СН ПС Владивосток	0,5	-6,2	0,0	0,46	0,0
41	42	Нейтраль ПС Владивосток - НН ПС Владивосток	0,5	113,0	0,0	0,02	0,0
4	26	ВН ПС Волна – Нейтраль 1 ПС Волна	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
26	30	Нейтраль1 ПС Волна - СН ПС Волна	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
26	28	Нейтраль1 ПС Волна - НН1 ПС Волна	0,5	131,2	0,0	0,03	0,0
4	27	ВН ПС Волна – Нейтраль 2 ПС Волна	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
27	30	Нейтраль2 ПС Волна - СН ПС Волна	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
27	29	Нейтраль2 ПС Волна - НН2 ПС Волна	0,5	13,2	0,0	0,03	0,0
5	31	ВН ВТЭЦ-2 – Нейтраль 1 ВТЭЦ-2	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
31	39	Нейтраль 1 ВТЭЦ-2 - СН ВТЭЦ-2	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
31	36	Нейтраль 1 ВТЭЦ-2 - Г4 ВТЭЦ-2	0,5	13,2	0,0	0,048	0,0
5	32	ВН ВТЭЦ-2 – Нейтраль 2 ВТЭЦ-2	0,5	59,2	11,8	1,00	1,2
32	39	Нейтраль 2 ВТЭЦ-2 - СН ВТЭЦ-2	0,5	-12,7	0,0	0,53	0,0
32	36	Нейтраль 2 ВТЭЦ-2 - Г4 ВТЭЦ-2	0,5	13,2	0,0	0,05	0,0
5	37	ВН ВТЭЦ-2 - Г5 ВТЭЦ-2	1,4	51,5	10,4	0,04	2,3
5	38	ВН ВТЭЦ-2 - Г6 ВТЭЦ-2	1,4	51,5	10,4	0,04	2,3
39	33	СН ВТЭЦ-2 - Г1 ВТЭЦ-2	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
39	34	СН ВТЭЦ-2 - Г2 ВТЭЦ-2	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
39	35	СН ВТЭЦ-2 - Г3 ВТЭЦ-2	0,4	12,3	46,5	0,09	6,8
10	55	ПС Западная - отп 128	5,4	11,5	-74,0	-	0,0
43	21	отп 162 - СН АТЭЦ	0,5	1,1	-7,2	-	0,0
10	56	ПС Западная - отп 129	5,4	11,5	-74,0	-	0,0
44	21	отп, 163 - СН АТЭЦ	0,5	1,1	-7,2	-	0,0
43	55	отп 162 - отп 128	1,1	3,6	-24,7	-	0,0
44	56	отп 163 - отп 129	1,1	3,6	-24,7	-	0,0
21	60	СН АТЭЦ - ПС Сопка	2,2	20,4	-54,4	-	0,0
60	17	ПС Сопка - ПС Промузел	4,0	5,8	-13,8	-	0,0
3	65	СН ПС Владивосток - ВН Зеленый угол	4,9	27,2	-174,7	-	0,0
65	5	ВН Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	0,4	1,9	-11,4	-	0,0
68	64	СН ЗУ - Горностай	0,7	2,4	-16,9	-	0,0
65	66	ВН Зеленый угол - Нейтраль 1 ЗУ	1,4	24,8	13,0	1,00	0,9
65	67	ВН Зеленый угол - Нейтраль 1 ЗУ	1,4	24,8	13,0	1,00	0,9
66	68	Нейтраль 1 ЗУ - СН ЗУ	1,4	57,9	0,0	0,48	0,0
66	70	Нейтраль 1 ЗУ - НН ЗУ	1,4	-57,9	0,0	0,52	0,0
67	68	Нейтраль 1 ЗУ - СН ЗУ	1,4	57,9	0,0	0,48	0,0
67	71	Нейтраль 1 ЗУ - НН ЗУ	1,4	-57,9	0,0	0,52	0,0
21	61	СН АТЭЦ - ПС Муравейка	1,6	5,4	-37,5	-	0,0

## Приложение Б

### Параметры режимов RastrWin 3

Продолжение таблицы Б3

1	2	3	4	5	6	7	8
61	62	ПС Муравейка - ПС Океан	1,9	6,5	-45,2	-	0,0
62	63	ПС Океан - Лазурная	1,7	5,9	-40,7	-	0,0
63	64	Лазурная - Горностай	1,8	6,1	-42,2	-	0,0
60	72	ВН Сопка – Нейтраль 1 Сопка	1,4	34,7	5,2	1,0	0,0
60	73	ВН Сопка – Нейтраль 2 Сопка	1,4	34,7	5,2	1,0	0,4
72	74	Нейтраль 1 Сопка – НН 1 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
72	75	Нейтраль 1 Сопка – НН 2 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
73	74	Нейтраль 2 Сопка – НН 1 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
74	75	Нейтраль 2 Сопка – НН 2 Сопка	1,4	34,7	5,2	0,057	0,4
60	73	ВН Сопка – Нейтраль 2 Сопка	0,8	35,5	5,2	1,0	0,0
72	74	Нейтраль 1 Сопка - СН Сопка	0,8	0	5,2	0,33	0,0
72	76	Нейтраль 1 Сопка - НН Сопка	0,8	22,3	5,2	0,05	0,0
73	75	Нейтраль 2 Сопка - СН Сопка	0,8	0	5,2	0,33	0,0
73	77	Нейтраль 2 Сопка - НН Сопка	0,8	22,3	5,2	0,05	0,0

## 1. Расчет заземлителя

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_1 := 50$

Второй слой грунта: супеси водоносные

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом\*м)

Толщина верхнего слоя грунта, (м)  $h_1 := 0.35$

Климатическая зона  $N := 4$

Ток однофазного короткого замыкания, (кА)  $I_{кз} := 9.2$

Время отключения, (с)  $t_{сз} := 0.2$

Вспомогательный коэффициент для стали  $\beta := 21$

Ток молнии, (кА)  $I_M := 55$

### 1. Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для третьей климатической зоны  $\psi := 1.45$

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом\*м)  $\rho_{1\psi} := 30$

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом\*м):

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 20.69 \quad \rho_2 = 20.69$$

### 2. Рассчитываем контур сетки заземлителя.

$A := 43.5$  длина ПС, (м).

$B := 32$  ширина ПС, (м).

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м<sup>2</sup>)

$$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) \quad S = 1.627 \times 10^3$$

### 3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$d_{пр\_гор} := 10$  мм  $I_{кз} := 9200$  А

$F_{мехпроч} := 78.5$  мм<sup>2</sup>

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм<sup>2</sup>)

$$F_{тс} := \sqrt{\frac{(I_{кз})^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}} \quad F_{тс} = 44.891$$

### 4. Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.

$$\begin{aligned} a_0 &:= 0.243 & a_2 &:= 0.003 \\ a_1 &:= 0.041 & a_3 &:= 0.005 \end{aligned} \quad \text{средние значения коэффициентов, зависящие от грунта.}$$

$$T := 240 \quad \text{время использования заземления, (месяцы).}$$

$$S_{\text{ср}} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0 \quad S_{\text{ср}} = 0.932$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр\_гор}} + S_{\text{ср}}) \quad F_{\text{кор}} = 31.975 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мин}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} \quad F_{\text{мин}} = 76.866 \text{ мм}^2 \quad F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \text{ мм}^2$$

т.к.  $F_{\text{мехпроч}}$  больше  $F_{\text{мин}}$ , то условие выполняется.

$$H := 2.5 \quad \text{для четвертой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).}$$

$$h_{\text{верт}} := 0.8 \quad \text{глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).}$$

$$d_{\text{верт}} := 12 \quad \text{диаметр вертикального прутка, (мм).}$$

$$l_{\text{верт}} := 5 \quad \text{длина вертикального прутка, (м).}$$

### 5. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$$a_{\text{гор}} := 6 \quad \text{расстояние между полосами сетки, (м).}$$

$$w := \frac{B}{a_{\text{гор}}} \quad w = 5.333 \quad w_{\text{мм}} := 5 \quad w' := \frac{A}{a_{\text{гор}}} \quad w' = 7.25 \quad w'_{\text{мм}} := 12$$

$$L_{\text{гор}} := A \cdot w + B \cdot w' \quad L_{\text{гор}} = 601.5$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \quad l_{\text{гор}} = 40.342$$

Определяем число ячеек:

$$m_{\text{мм}} := \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad m = 6.455 \quad m_{\text{мм}} := 7$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \quad L_{\text{ячейки}} = 5.763$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\text{мм}} := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 645.477$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_{\text{в}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \quad n'_{\text{в}} = 13.447$$

принимаем количество вертикальных электродов  $n_B := 14$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{I_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.124 \quad \text{следовательно} \quad A' := 0.1$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot I_{\text{верт}}} \right) \quad R_{1s} = 0.116$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot I_{\text{верт}}} \right) \quad R_{2s} = 0.080$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{и1} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и1} = 1.315$$

$$\alpha_{и2} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{и2} = 1.333$$

Расчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{и1} := R_{1s} \cdot \alpha_{и1} \quad R_{и1} = 0.153$$

$$R_{и2} := R_{2s} \cdot \alpha_{и2} \quad R_{и2} = 0.11$$

## 2. Расчет молниезащиты

### 1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$H := 25$  высота молниеотвода, (м)

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)

$L_{M12} := 30$

$h_{ii} := 11.5$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\phi 1} := 0.85 \cdot H \quad h_{\phi 1} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o1} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co1} := r_{o1} \quad r_{co1} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{1c.g.} := h_{\phi 1} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H) \quad h_{1c.g.} = 20.4$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.g.} - h_{1i}}{h_{1c.g.}} \quad r_{1cx} = 11.4$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф1}}} \right) \quad r_{1x} = 12.0$$

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$$L_{M23} := 23$$

$h_{2i} := 11$  высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф}} = 21.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):  $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o2} = 26.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{co2} := r_{o2} \quad r_{co2} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.g.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) \quad h_{2c.g.} = 21.6$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{2i}}{h_{2c.g.}} \quad r_{2cx} = 12.9$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_{o2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф}}} \right) \quad r_{2x} = 12.7$$

### 3. Анализ грозоупорности

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение  $A \times B \times H$ :

$$n_{\text{уд}} := 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} = 0.303$$

Вероятность прорыва молнии в зону защиты подстанции:

$$P_{\text{пр}} := 0.005$$

Число грозовых часов в году:

$$D_r := 15$$

Волновое сопротивление провода, Ом:

$$z := 426$$

50% разрядное напряжение, кВ:

$$U_{50\%} := 350$$

Критический ток перекрытия изоляции, кА:

$$I_{\text{кр.ток}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} = 1.643$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{\text{пер}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток}}} = 0.936$$

**Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорыва молнии:**

$$\beta_1 := n_{\text{уд}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пер}} \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} = 2.128 \times 10^{-4}$$

Критический ток обратных перенапряжений изоляции, кА:

$$R_{\text{и}} := R_{\text{и1}} + R_{\text{и2}} = 0.26$$

$$I_{\text{кр.ток.обр.}} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot 6}{R_{\text{и}}} = 192.453$$

Вероятность обратного перекрытия при ударе в молниеотвод:

$$P_{\text{обр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.обр.}}} = 4.537 \times 10^{-4}$$

**Число обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотводы:**

$$\beta_2 := n_{\text{уд}} \cdot (1 - P_{\text{пр}}) \cdot P_{\text{обр}} \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} = 2.052 \times 10^{-5}$$

Высота подвеса троса:

$$h_{\text{тр}} := 20.125 \quad h_{\text{оп}} := h_{\text{тр}}$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту:

$$P_{\alpha} := 10^{-2.75} = 1.778 \times 10^{-3}$$

Критический ток при ударе в вершину опоры:

$$I_{\text{кр.ток.оп.}} := \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + 0.15 \cdot h_{\text{оп}}} = 106.754$$

Вероятность перекрытия изоляции опоры:

$$P_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.оп.}}} = 0.014$$

**Среднее годовое число перекрытий изоляции подстанции вследствие набегания на неё опасных импульсов грозовых перенапряжений:**

$$\beta_3 := 4 \cdot h_{\text{гр}} \cdot \left[ P_{\alpha} + (1 - P_{\alpha}) \cdot \left[ 4 \cdot \frac{h_{\text{гр}}}{1000} \cdot P_{\text{оп}} + \left( 1 - 4 \cdot \frac{h_{\text{гр}}}{1000} \right) \cdot 0.086 \right] \right] \cdot \frac{D_{\text{г}}}{100} \cdot \frac{8 \cdot 10^{-2} \cdot 7}{100} = 5.534 \times 10^{-3}$$

**Число лет безаварийной работы:**

$$M := \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = 173.394$$

Длины линий

$$l_{A.C} := 18$$

$$l_{C.П.} := 2$$

$$l_{П.С.} := 5$$

$$l_{C.ч.} := 8$$

$$l_{ч.В.} := 6$$

Суммарная длина

$$L_1 := l_{A.C} + l_{C.П.} + l_{П.С.} + l_{C.ч.} + l_{ч.В.} = 39 \quad \text{км}$$

**Выбранные трансформаторы для данной схемы**

ПС Сопка

ТРДН – 40000/110

**Капиталовложения в строительство линий:**

1. Стоимость ВЛ 110 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента

$$k_{\text{тер}} := 1.1$$

$$K_{\text{инфл}} := 4.91$$

Коэффициент инфляции принят из Письмо Минстроя России от 29.04.2022 N 19281-ИФ/09

Стальные опоры:

сечение до 185-240

$$k_{110.2} := 1170 \cdot k_{\text{тер}} \cdot 1.03 \cdot 1.05 \cdot 1.03 = 1434 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{A.C} := l_{A.C} \cdot k_{110.2} = 25.806 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{C.П.} := l_{C.П.} \cdot k_{110.2} = 2.867 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{П.С.} := l_{П.С.} \cdot k_{110.2} = 7.168 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{C.ч.} := l_{C.ч.} \cdot k_{110.2} = 11.469 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ч.В.} := 2l_{ч.В.} \cdot k_{110.2} = 17.204 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

**Суммарные вложения в линии.**

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{A.C} + K_{C.П.} + K_{П.С.} + K_{C.ч.} + K_{ч.В.}) \cdot K_{\text{инфл}} = 316764 \quad \text{тыс.руб}$$

## 2. Вырубка просеки.

$$K_{\text{прос}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{просА.С.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{просС.П.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{просП.С.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{просС.В.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{просЧ.В.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

### Суммарные вложения в вырубку просеки

$$K_{\text{прос}\Sigma} := \left( K_{\text{просА.С.}} + K_{\text{просС.П.}} + K_{\text{просП.С.}} \dots \right) = 0 \quad \text{тыс.руб}$$
$$+ K_{\text{просС.В.}} + K_{\text{просЧ.В.}}$$

## ИТОГО

$$K_{\Sigma} := K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{прос}\Sigma} = 316.764 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

## 4. Строительство ВЛ с учетом прочих затрат.

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma.\text{проч}} := K_{\Sigma} \cdot 1.125 = 356.36 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

## 5. Стоимость постоянного отвода земельного участка $k_{\text{отв.зем}} := 7 \cdot 10^{-3}$

$$K_{\text{пост.отв.зем}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.земА.С.}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.земС.П.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.земП.С.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.земС.Ч.}} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.земЧ.В.}} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.зем}\Sigma} := K_{\text{пост.отв.земА.С.}} + K_{\text{пост.отв.земС.П.}} + K_{\text{пост.отв.земП.С.}} \dots = 0$$
$$+ K_{\text{пост.отв.земС.Ч.}} + K_{\text{пост.отв.земЧ.В.}}$$

### Стоимость строительства ВЛ

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma} := K_{\text{ВЛ}\Sigma.\text{проч}} + K_{\text{пост.отв.зем}\Sigma} = 356360 \quad \text{тыс.руб}$$

**Капитальные затраты в подстанции:**

**Капиталовложения в ОРУ:**

$$K_{\text{ору.Сопка}} := 000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору.Сопка}} = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость ячеек:

$$K_{\text{яч.Сопка}} := 3 \cdot 3200 + 18 \cdot 1600 = 38.4 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч.}\Sigma} := K_{\text{яч.Сопка}} = 38.4 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}\Sigma} := K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{яч.}\Sigma} \cdot 1.3 = 49.92 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

**Капиталовложения в трансформаторы:**

$$K_{\text{ТР.110.35.10}} := 8000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.Сопка}} := 2 \cdot K_{\text{ТР.110.35.10}} = 16 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы:

$$K_{\text{тр.сумм}} := (K_{\text{тр.Сопка}}) = 16 \times 10^3$$

**Капиталовложения в постоянные затраты:**

$$K_{\text{пост.Сопка}} := 10750 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост.сумм}} := K_{\text{пост.Сопка}} = 10.75 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{ПС}} := (K_{\text{ору}\Sigma} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{пост.сумм}}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot k_{\text{тер}} = 414095$$

**Стоимость ПС с учетом строительства и прочих затрат**

$$K_{\text{ПС.СТР}} := K_{\text{ПС}} \cdot 1.175 = 486561 \text{ тыс.руб.}$$

**Стоимость постоянного отвода**

тыс.руб

$$S_{\text{ПС.Сопка}} := 10000 \cdot 0.4 = 4 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС.Сопка}} := S_{\text{ПС.Сопка}} \cdot k_{\text{отв.зем}} \cdot K_{\text{инфл}} = 137.48$$

тыс.руб

$$K_{\text{ПС.Зем.}\Sigma} := K_{\text{ПС.Сопка}} = 137.48$$

тыс.руб

**Итоговые капитальные**

$$K_{\text{ПС}\Sigma} := K_{\text{ПС.СТР}} + K_{\text{ПС.Зем.}\Sigma} = 486699 \text{ тыс.руб}$$

**Общие**

$$K_{\text{ОБ}} := K_{\text{ПС}\Sigma} + K_{\text{ВЛ.}\Sigma} = 843059 \text{ тыс.руб}$$

тыс.руб

**Расчет затрат на эксплуатацию электросетей:**

Расчет амортизационных отчислений:

$$T_{\text{сл.ПС}} := 20 \text{ лет} \quad T_{\text{сл.ВЛ}} := 15 \text{ лет}$$

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл.ПС}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл.ВЛ}}} = 41.822 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{трА}} := 487$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{тр.сумм}} := 1016 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{ГОД}}$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{\text{вл.сумм}} := 6595 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{ГОД}}$$

Суммарные потери:

$$\Delta W_{\Sigma} := \Delta W_{\text{тр.сумм}} + \Delta W_{\text{вл.сумм}} = 7.611 \times 10^3 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{ГОД}}$$

$$c_0 := 3.04 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 23137 \text{ тыс.руб}$$

### Общие издержки

$$I_{\Sigma} := I_{AM} + I_{\Delta W} = 64960 \text{ тыс.руб}$$

### Штатная численность персонала:

Определение численности рабочих на ПС:

Нормативы численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию подстанций 35-220 кВ

Количество присоединений с выключателями 6 кВ и выше на подстанции, ед.	Численности рабочих на одну подстанцию, чел. при напряжении подстанции, кВ		
	35	110-150	220
до 20	0,66	1,22	2,60
21-50	0,74	1,35	2,81
более 50	0,87	1,59	3,18

$$n_{\text{ото}} := 3 \cdot 1.22 + 2 \cdot 0.66 = 4.98$$

Наименование устройств	Численность рабочих на 100 устройств, чел. при напряжении, кВ			
	6-20	35	110-150	220
Силовой трансформатор	1,62	3,77	8,25	13,72
Присоединение с воздушным выключателем	3,77	4,62	6,77	7,65
Присоединение с масляным или элегазовым выключателем	0,84	1,38	3,66	5,58
Присоединение с отделителем и короткозамккателем	0,48	1,25	1,56	2,04
Синхронный компенсатор до 30 МВАр	8,32			
Синхронный компенсатор более 30 МВАр	15,97			
Компрессор	5,10			
Статические конденсаторы	0,02			

$$n_{\text{раб.транс}} := \frac{8.25 \cdot 6}{100} + \frac{3.77 \cdot 4}{100} = 0.646$$

Напряжение, кВ	Кол-во цепей на опорах	Численность рабочих на 100 км трассы линий, чел. при материале опор			
		металл	железобетон	дерево на ж.б. приставках	дерево
220	1	1,28	0,77	1,35	1,67
	2	1,67	1,35	-	-
110	1	1,23	0,64	1,09	1,28
	2	1,47	0,84	-	-
35	1	1,02	0,64	1,02	1,28
	2	1,42	0,84	-	-

$$n_{\text{раб.ВЛ}} := \frac{1.23 \cdot 344}{100} + \frac{1.4 \cdot 28.2}{100} = 4.626$$

$$n_{\text{выключ}} := \frac{3.66 \cdot 9}{100} + \frac{1.38 \cdot 5}{100} = 398.4 \times 10^{-3}$$

$$n_{\text{рзиа}} := \frac{9.5}{100} \cdot 10 = 950 \times 10^{-3}$$

$$n_{\text{раб.сумм}} := n_{\text{ото}} + n_{\text{раб.транс}} + n_{\text{раб.ВЛ}} + n_{\text{выключ}} + n_{\text{рзиа}} = 11.6$$

**Инженерно-технические работники:**

$$n_{\text{диспетчер}} := 2$$

$$n_{\text{инженер.программист}} := 2$$

$$n_{\text{мастер}} := 2$$

$$n_{\text{инженер}} := 2$$

$$n_{\text{ИТР.сумм}} := (n_{\text{диспетчер}} + n_{\text{инженер.программист}} + n_{\text{мастер}} + n_{\text{инженер}}) \cdot 5 = 40$$

**АУП**

$$n_{\text{общее.руководство}} := 1$$

$$n_{\text{бух.учет}} := 1$$

$$n_{\text{мат.техн.снабжение}} := 1$$

$$n_{\text{производств.техн.деятельность}} := 1$$

$$n_{\text{охрана.труда}} := 1$$

$$n_{\text{техн.эк.планир}} := 1$$

$$n_{\text{АУП.сумм}} := \left( n_{\text{общее.руководство}} + n_{\text{бух.учет}} + n_{\text{мат.техн.снабжение}} \dots \right. \\ \left. + n_{\text{производств.техн.деятельность}} + n_{\text{охрана.труда}} + n_{\text{техн.эк.планир}} \right) \cdot 5 = 30$$

$$n_{\text{общ.численность}} := n_{\text{раб.сумм}} + n_{\text{ИТР.сумм}} + n_{\text{АУП.сумм}} = 81.6$$

$$N_{\text{числ}} := 82$$

Общая численность персонала на 5 ПС составляет 82 человек

**Расчет заработной платы:**

Средняя зар.плата по Приморскому краю

тыс.руб.

$$\text{ФЗП}_{\text{год}} := N_{\text{числ}} \cdot \text{ЗП}_{\text{ср}} \cdot 12 = 50.184 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

Отчисления в пенсионный фонд: 22 %

Отчисления в фонд социального страхования: 2.9 %

Отчисления в федеральный фонд обяз.



$$\text{ЧДД}_0 := 0$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^1} = -388.506 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\frac{1}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^2} = -238.714 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\frac{0.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^3} = -110.006 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 206.42 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^5} = 190.249 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^6} = 175.345 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^7} = 161.608 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^8} = 148.947 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^9} = 137.279 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{10}} = 126.524 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{11}} = 116.612 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{12}} = 107.477 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{13}} = 99.057 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{14}} = 91.297 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{15}} = 84.144 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{16}} = 77.552 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{17}} = 71.477 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{18}} = 65.877 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{19}} = 60.716 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{20}} = 55.96 \times 10^3$$

С нарастающим итогом

$$\text{ч}_1 := \text{ЧДД}_0 = 0$$

$$\text{ч}_2 := \text{ЧДД}_0 + \text{ЧДД}_1 = -388.506 \times 10^3$$

$$\text{ч}_3 := \text{ч}_2 + \text{ЧДД}_2 = -627.22 \times 10^3$$

$$\text{ч}_4 := \text{ч}_3 + \text{ЧДД}_3 = -737.226 \times 10^3$$

$$\varphi_5 := \varphi_4 + \text{ЧДД}_4 = -530.806 \times 10^3$$

$$\varphi_6 := \varphi_5 + \text{ЧДД}_5 = -340.557 \times 10^3$$

$$\varphi_7 := \varphi_6 + \text{ЧДД}_6 = -165.213 \times 10^3$$

$$\varphi_8 := \varphi_7 + \text{ЧДД}_7 = -3.605 \times 10^3$$

$$\varphi_9 := \varphi_8 + \text{ЧДД}_8 = 145.343 \times 10^3$$

$$\varphi_{10} := \varphi_9 + \text{ЧДД}_9 = 282.621 \times 10^3$$

$$\varphi_{11} := \varphi_{10} + \text{ЧДД}_{10} = 409.145 \times 10^3$$

$$\varphi_{12} := \varphi_{11} + \text{ЧДД}_{11} = 525.758 \times 10^3$$

$$\varphi_{13} := \varphi_{12} + \text{ЧДД}_{12} = 633.234 \times 10^3$$

$$\varphi_{14} := \varphi_{13} + \text{ЧДД}_{13} = 732.291 \times 10^3$$

$$\varphi_{15} := \varphi_{14} + \text{ЧДД}_{14} = 823.587 \times 10^3$$

$$\varphi_{16} := \varphi_{15} + \text{ЧДД}_{15} = 907.732 \times 10^3$$

$$\varphi_{17} := \varphi_{16} + \text{ЧДД}_{16} = 985.284 \times 10^3$$

$$\varphi_{18} := \varphi_{17} + \text{ЧДД}_{17} = 1.057 \times 10^6$$

$$\varphi_{19} := \varphi_{18} + \text{ЧДД}_{18} = 1.123 \times 10^6$$

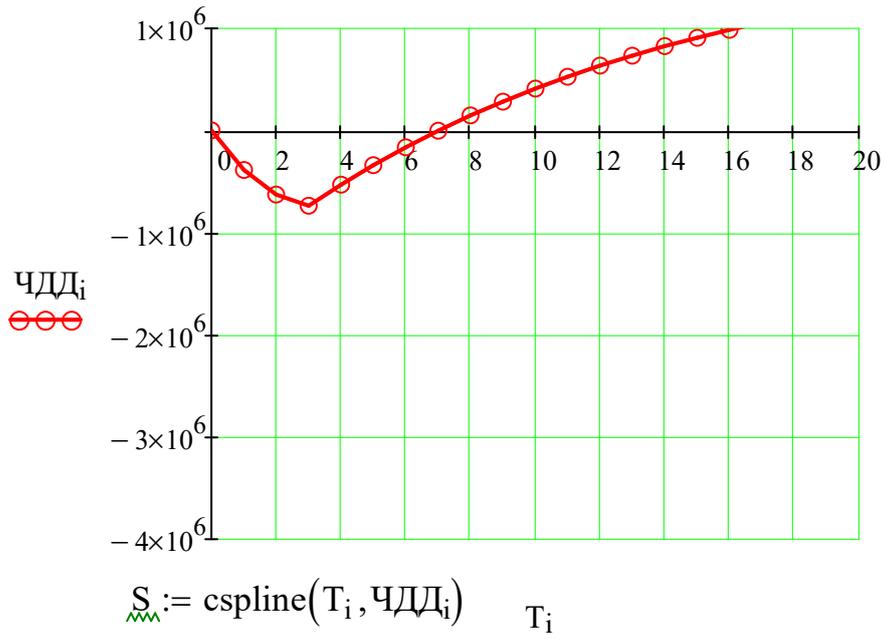
$$\varphi_{20} := \varphi_{19} + \text{ЧДД}_{19} = 1.183 \times 10^6$$

$$\varphi_{21} := \varphi_{20} + \text{ЧДД}_{20} = 1.239 \times 10^6$$

$$T_i := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$

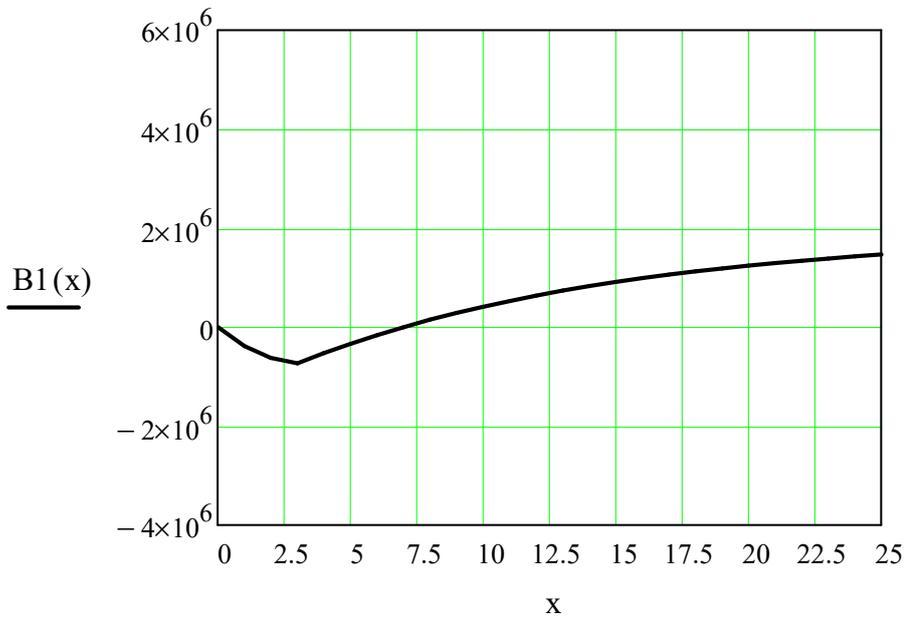
$$\Psi_{ДД_i} :=$$

$$\begin{pmatrix} \Psi_1 \\ \Psi_2 \\ \Psi_3 \\ \Psi_4 \\ \Psi_5 \\ \Psi_6 \\ \Psi_7 \\ \Psi_8 \\ \Psi_9 \\ \Psi_{10} \\ \Psi_{11} \\ \Psi_{12} \\ \Psi_{13} \\ \Psi_{14} \\ \Psi_{15} \\ \Psi_{16} \\ \Psi_{17} \\ \Psi_{18} \\ \Psi_{19} \\ \Psi_{20} \\ \Psi_{21} \end{pmatrix}$$



$x := 0..25$

$B1(x) := \text{interp}(S, T_i, \text{ЧДД}_i, x)$



$$B1(1) = -388.506 \times 10^3$$

$$B1(2) = -627.22 \times 10^3$$

$$B1(3) = -737.226 \times 10^3$$

$$B1(4) = -530.806 \times 10^3$$

$$B1(5) = -340.557 \times 10^3$$

$$B1(6) = -165.213 \times 10^3$$

$$B1(7) = -3.605 \times 10^3$$

$$B1(8) = 145.343 \times 10^3$$

$$B1(9) = 282.621 \times 10^3$$

$$B1(10) = 409.145 \times 10^3$$

$$B1(11) = 525.758 \times 10^3$$

$$B1(12) = 633.234 \times 10^3$$

$$B1(13) = 732.291 \times 10^3$$

$$B1(14) = 823.587 \times 10^3$$

$$B1(15) = 907.732 \times 10^3$$

$$B1(16) = 985.284 \times 10^3$$

$$B1(17) = 1.057 \times 10^6$$

$$B1(18) = 1.123 \times 10^6$$

$$B1(19) = 1.183 \times 10^6$$

$$B1(20) = 1.239 \times 10^6$$

Приложение В  
Расчет в ПК Mathcad 15.0