

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Маяк

Исполнитель

студент группы 942-об2

подпись, дата

Д.А. Сурин

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____ Сурина Данила Андреевича _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____ Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Маяк _____

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794 – Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____ 9 рисунков, 27 таблиц, 38 источников _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд. техн. наук. _____

7. Дата выдачи задания _____ 05.04.2023 г. _____

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

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

Задание принял к исполнению (дата): _____ 05.04.2023 г _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с., 9 рисунков, 27 таблиц, 38 источника, 129 формул, 1 приложение, 6 листов графической части

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В работе проведен анализ состояния и режимов электрических сетей Приморского края, разработаны варианты включения проектируемой подстанции Маяк. Произведены расчеты токов короткого замыкания, выбрано оборудование для проектируемой подстанции, выбрана релейная защита и автоматика, проведен анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети, рассчитана инвестиционная привлекательность проекта. В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования, так же выполнены необходимые экономические расчеты.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимального варианта подключения подстанции Маяк, отвечающего современным требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Введение

1. Характеристика климатических условий и территориальных особенностей	10
2. Описание электрических сетей района расположения проектируемой подстанции	13
2.1. Структурный анализ электрических сетей	13
2.2. Линии электропередачи	14
2.3. Подстанции	16
2.4. Характеристика источников питания	17
2.5. Характеристика потребителей района	19
3. Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Сопка и выбор оптимального	21
3.1. Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии	21
3.2. Прогнозирование электрических нагрузок ПС Маяк	24
3.3. Компенсация реактивной мощности ПС Маяк	25
3.4. Выбор номинального напряжения подключения ПС Маяк	26
3.5. Выбор сечений линий электропередачи	27
3.6. Выбор и проверка трансформатора ПС Маяк	32
4. Расчет токов короткого замыкания	35
5. Проектирование подстанции Маяк	44
5.1. Выбор комплексных распределительных устройств	44
5.2. Выбор выключателей	45
5.3. Выбор и проверка разъединителей	49
5.4. Выбор и проверка трансформаторов тока	50
5.5. Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55
5.6. Выбор шинных конструкций	58

5.6.1	Выбор жестких шин	58
5.6.2	Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ	60
5.7	Выбор изоляторов	63
5.8	Выбор ограничителей перенапряжения	65
5.9.	Выбор трансформатора собственных нужд	68
5.10	Выбор аккумуляторных батарей	69
5.11.	Выбор аппаратуры связи	73
5.11.1	Волоконно – оптические линии связи	73
5.11.2	Высокочастотные заградители	74
6.	РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС МАЯК	76
6.1.	Расчет зоны защиты молниеотводов	76
6.2.	Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ	79
7.	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС МАЯК	84
7.1.	Релейная защита и автоматики трансформаторов 110/6 кВ	84
7.2.	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	85
7.3.	Выбор установок дифференциальной защиты трансформатора	86
7.4.	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	89
7.5.	Выбор уставок максимальной токовой защиты	90
7.6.	Газовая защита	92
8.	Организационно-экономическая часть	95
8.1	Расчет капитальных вложений	
8.2	Расчет эксплуатационных издержек	96
8.3	Расчет среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	98
9.	Безопасность и экологичность	100
9.1.	Безопасность	100
9.2.	Экологичность	103
9.3.	Чрезвычайные ситуации	106
	Заключение	109

Библиографический список	110
Приложение А	114

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край – стратегически важный субъект Российской Федерации, являющийся системообразующим для российской экономики на Дальнем Востоке, непосредственно граничащей со странами Северо – Восточной Азии, в перспективе – новый центр социально – экономического развития России в Азиатско – Тихоокеанском регионе (АТР).

Необходимым условием обеспечения высокого темпа социально – экономического роста, является строительство новых объектов инфраструктуры, обеспечивающих создание благоприятных условий для жизни, увеличения числа рабочих мест, что позволит привлечь новые кадры из других субъектов Российской Федерации и увеличить численность трудоспособного населения региона. Такой шаг повлечет за собой резкий скачок активности в сфере экономики Дальнего Востока.

Непосредственная близость крупных портовых городов Дальнего Востока, а также наличие новых рабочих мест и доступность жилья, поспособствует притоку молодых специалистов разных социальных областей из других регионов Российской Федерации.

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта подключения ПС «Маяк».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Провести анализ сетей в районе проектирования.
- Выполнить прогнозирование электрических нагрузок.
- Разработать варианты развития электрической сети и выбор наиболее оптимального.
- Проанализировать нормальные и послеаварийные режимы после подключения проектируемой ПС; по каждому из вариантов.
- Выбрать схему распределительного устройства ПС.

- Спроектировать план подстанции.
- Разработать однолинейную схему подстанции.
- Выбрать основное оборудование на проектируемой ПС;
- Разработать заземление и молниезащиту на проектируемой ПС;
- Повести выбор устройств РЗА и расчет уставок.
- Оценить безопасность и экологичность проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MS Word, ПК Растр Win 3, ПК MathCad 15, MS Visio, MS Excel, Компас 3D.

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 Фрунзенского района в Приморском крае с указанием места предполагаемого расположения ПС Маяк.

Приморский край находится в южной части Дальнего Востока, в юго – восточной части РФ. Граничит со странами КНР и КНДР. Площадь территории Приморского края – 164 672 км. Город Владивосток является административным центром края.

Фрунзенский район расположен на полуострове Шкота.

Климатические характеристики района проектирования приведены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололёду	IV
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	III
Среднегодовая температура, °С	-1
Минимальная температура, °С	-48,8
Максимальная температура, °С	41



Рисунок 1 - Карта Фрунзенского района в Приморском крае

2. ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

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.

Для ПС Маяк ближайшим источником питания является ВТЭЦ-1, второй ближайший источник питания ТЭЦ Центральная и ТЭЦ Северная.

Основные линии 110 кВ:

Транзит ВТЭЦ-1 – ПС Орлиная – ВТЭЦ-2 – ПС Патрокл

Транзит ПС Волна – ПС Залив – ПС Амурская – ПС Волна

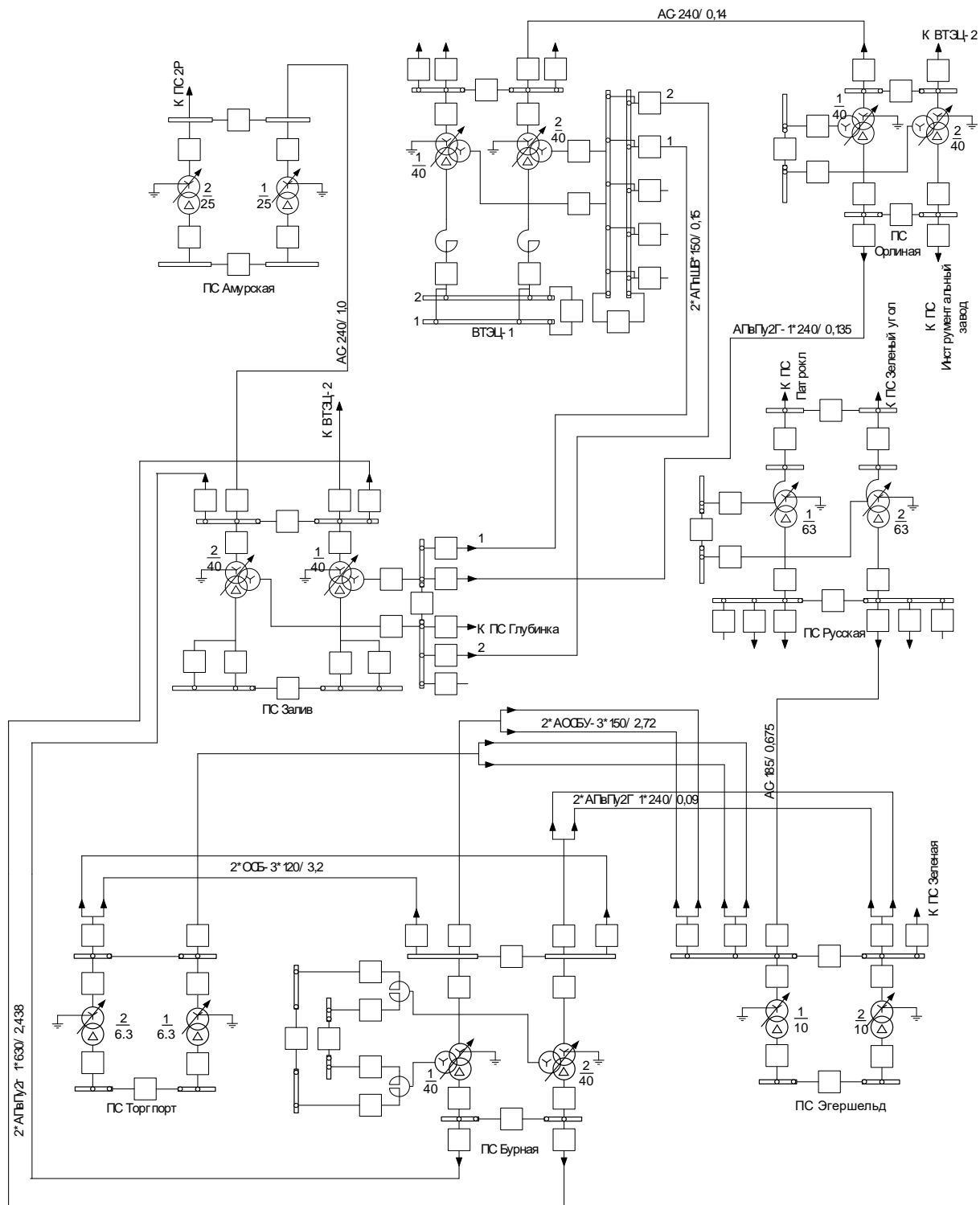


Рисунок 2 – Упрощенная однолинейная схема электрической сети

2.2 Линии электропередачи

В рассматриваемой части электрической сети используются воздушные линии с неизолированными сталеалюминевыми и медными проводами и

кабельные линии.

Характеристика ЛЭП и их нагрузка в режиме максимальных нагрузок по данным КДЗ от 15 декабря 2021 года представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика ВЛ 110 кВ

Наименование	Напряжение, кВ	Марка	Сечение, мм	Длина, км
1	2	3	4	5
ПС Залив – ПС Бурная	110	АПвПу2г	1*630	2,43
ПС Бурная – ПС Эгершельд	35	АОСБУ/	3*150	2,72
ПС Эгершельд – ПС Русская	35	АС/АСКС/ СИП/ АПвПу2Г	150/185/120/ 95/1*240	10,49
ПС Эгершельд – ПС Торгпорт	35	АПвПу2Г	3*150	2,22
Владивостокская ТЭЦ 1 – ПС Залив	35	АПпШВ/М	3*150/70	0,41
ПС Русская – ПС Зеленый угол	220	АПвПу2Г/ АСК/ ПвПу2Г	1*630/300/ 3*500	17,33
ПС Залив – Владивостокская ТЭЦ 2	110	АС/ АПвПу2г/ АСК	240/300/330/ 1*800	10,78
Владивостокская ТЭЦ 1 – ПС Орлиная	110	АС/АСК/ АСО/ АПвПу2Г	240/1*630	1,73
ПС Орлиная – Владивостокская ТЭЦ 2	110	АС/АСО/ АПвПу2г/ АСК	1*630/240/ 330/1*800/ 300	8,24
Владивостокская ТЭЦ 1 – ПС Волна	110	АСК/ АПвПу2г/ АС/	240/300/ 1*800	9,62

ПС Волна – ПС Зеленый угол	220	АСК	300	11,41
Владивостокская ТЭЦ 2 – ПС Зеленый угол	220	АСК/ АПвПу2г	300/1*630	4,21

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
Бурная	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	27,6	71
	T-2	ТДТН-40000/110/35/6	14,7	38,4
Залив	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	6,3	16,5
	T-2	ТДТН-40000/110/35/6	9,7	25,4
Эгершельд	T-1	ТД-10000/35	7,5	75,7
	T-2	ТДНС-10000/35	4,6	45,9
Орлиная	T-1	ТДТН-40000/110	13,6	35,5
	T-2	ТДТН-40000/110	15,4	40,2
Амурская	T-1	ТДН-25000/110	5,6	22,9
	T-2	ТДН-25000/110	6,9	28,5
А	T-1	ТДТНГ-40000/110/35/6	30,3	79
	T-2	ТДТН-40000/110/35/6	13,5	35
1Р	T-1	ТДН-16000/110	8,9	57,6
	T-2	ТДН-16000/110	9,6	62,5
Стройиндустрий	T-1	ТРДН-25000/110/6	7,8	32,4
	T-2	ТДН-25000/110/6	7,8	50,1
2Р	T-1	ТРДН-40000/110	15	38,3
	T-2	ТРДН-40000/110	16,3	41,7

2.4 Характеристика источников питания

Для ПС Маяк ближайшим источником питания является ВТЭЦ-1, второй ближайший источник питания Зеленый угол и Волна

Владивостокская ТЭЦ-1:

- распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «две рабочих секции шин» и две отходящих линии,
- распределительное устройство 35 кВ выполненное по схеме «две рабочих секцией шин» и две отходящих линии.

Установлено два трансформатора мощностью 40 МВт.

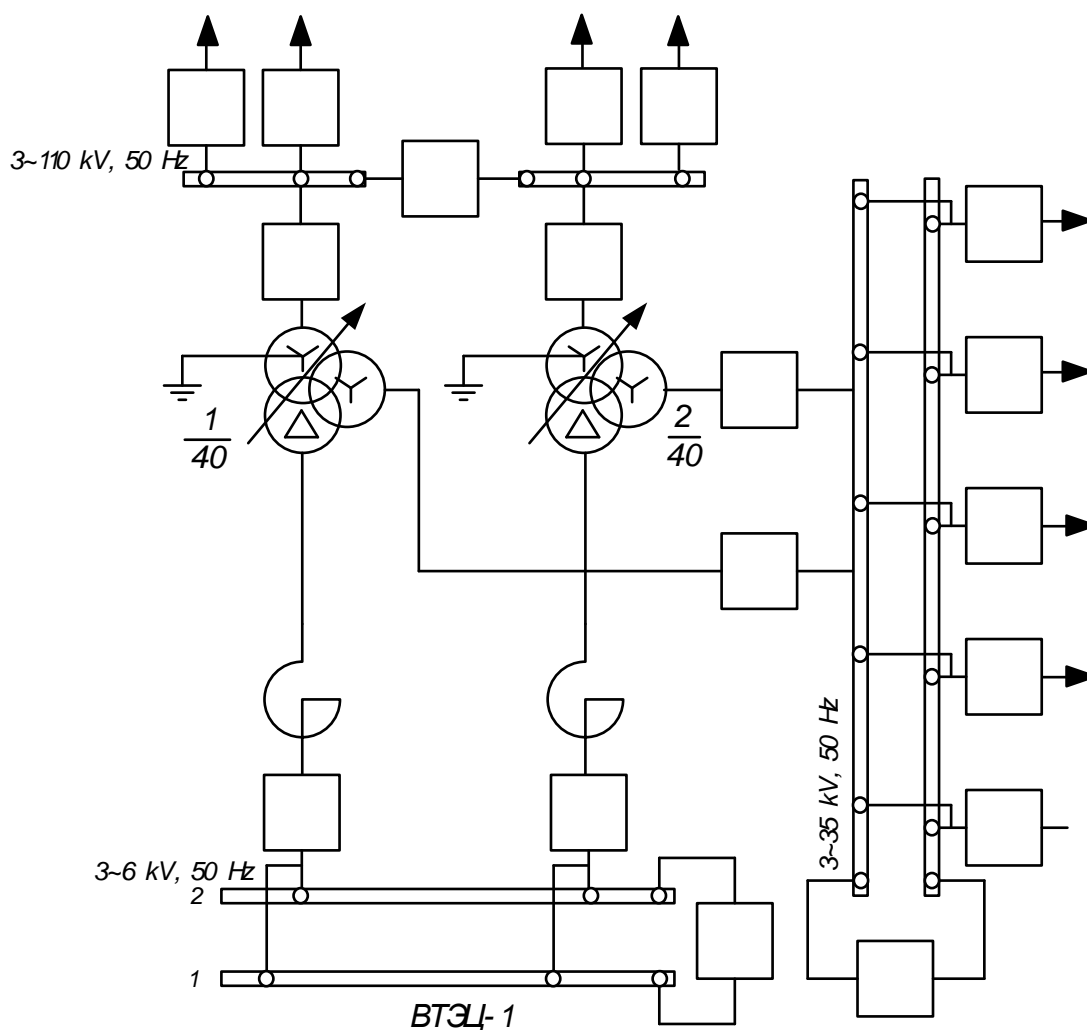


Рисунок 3 – Схема Владивостокской ТЭЦ-1

ПС Волна:

- распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин» и три отходящих линии,

- два распределительных устройства 6 кВ выполненные по схеме «одна, секционированная выключателями, система шин» и «две, секционированные выключателями, системы шин».

Установлено два трансформатора мощностью 15 МВт, два трансформатора мощностью 40 МВт, два автотрансформатора 125 МВт.

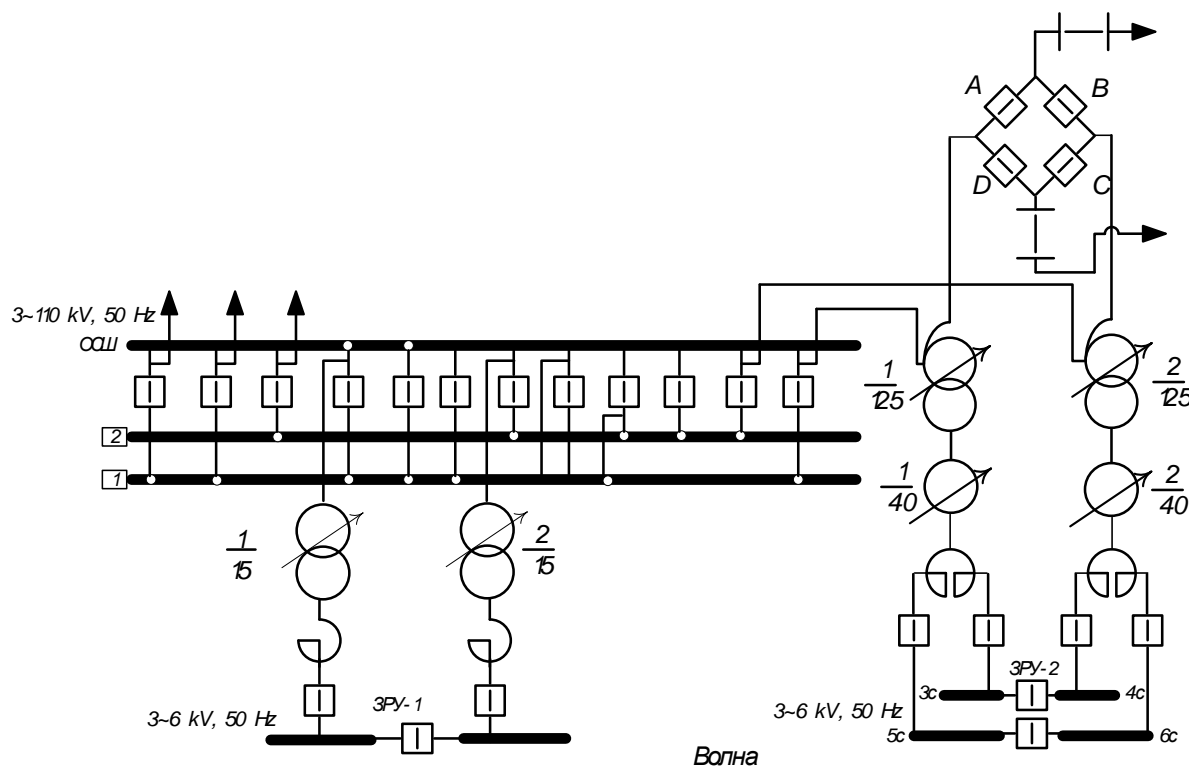


Рисунок 4 – Схема ПС Волна

ПС Зеленый угол:

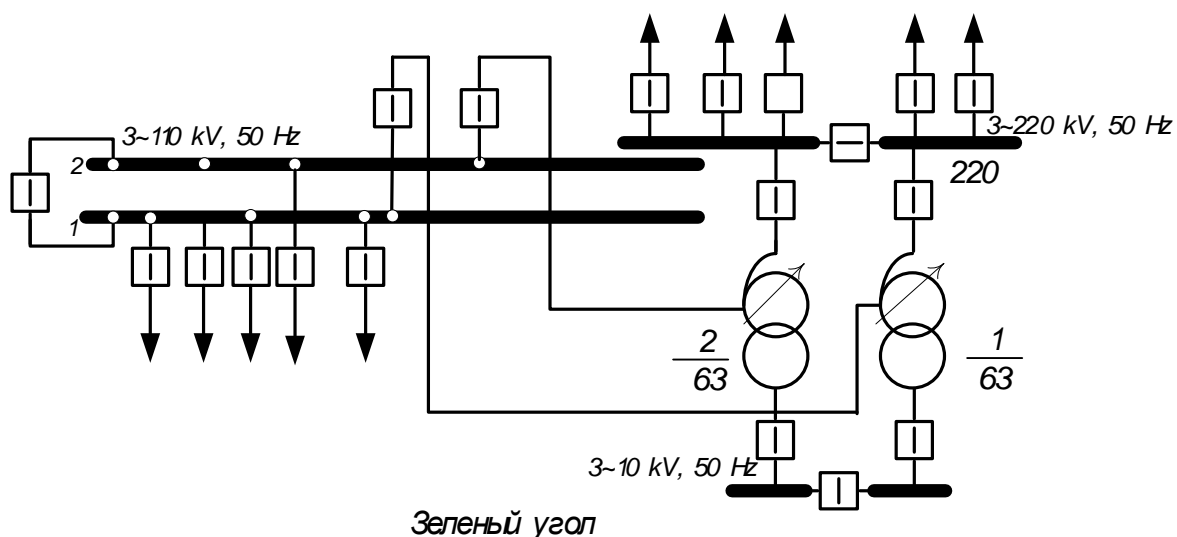
- распределительное устройство 220 кВ выполненное по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин» и пять отходящих линий,

- распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «две,

рабочие системы шин» и пять отходящих линий,

- распределительное устройство 35 кВ выполненное по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин» и пять отходящих линий,

Установлено два автотрансформатора 63 МВт.



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.

Основным потребителем электроэнергии для подстанции Маяк в городе Владивосток будет жилой и коммерческий сектор города, а также промышленные предприятия в близлежащих районах.

Для подключения подстанции Маяк требуется разработать варианты т выбрать наилучший.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОДСТАНЦИИ МАЯК И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии

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

В точке размещения ПС Маяк имеется два основных варианта возможного подключения:

- Прокладка новой ВЛ ПС Бурная – ПС Маяк – ПС Русская;
- Прокладка новой ВЛ ПС Бурная – ПС Маяк;

Вариант 1 - прокладка ВЛ ПС Бурная – ПС Маяк – ПС Русская.

Вариант 2 - прокладка ВЛ ПС Бурная – ПС Маяк.

Необходимо провести расчеты обоих вариантов, по результатам расчета режимов и технико-экономических сравнений будет выбран наилучший.

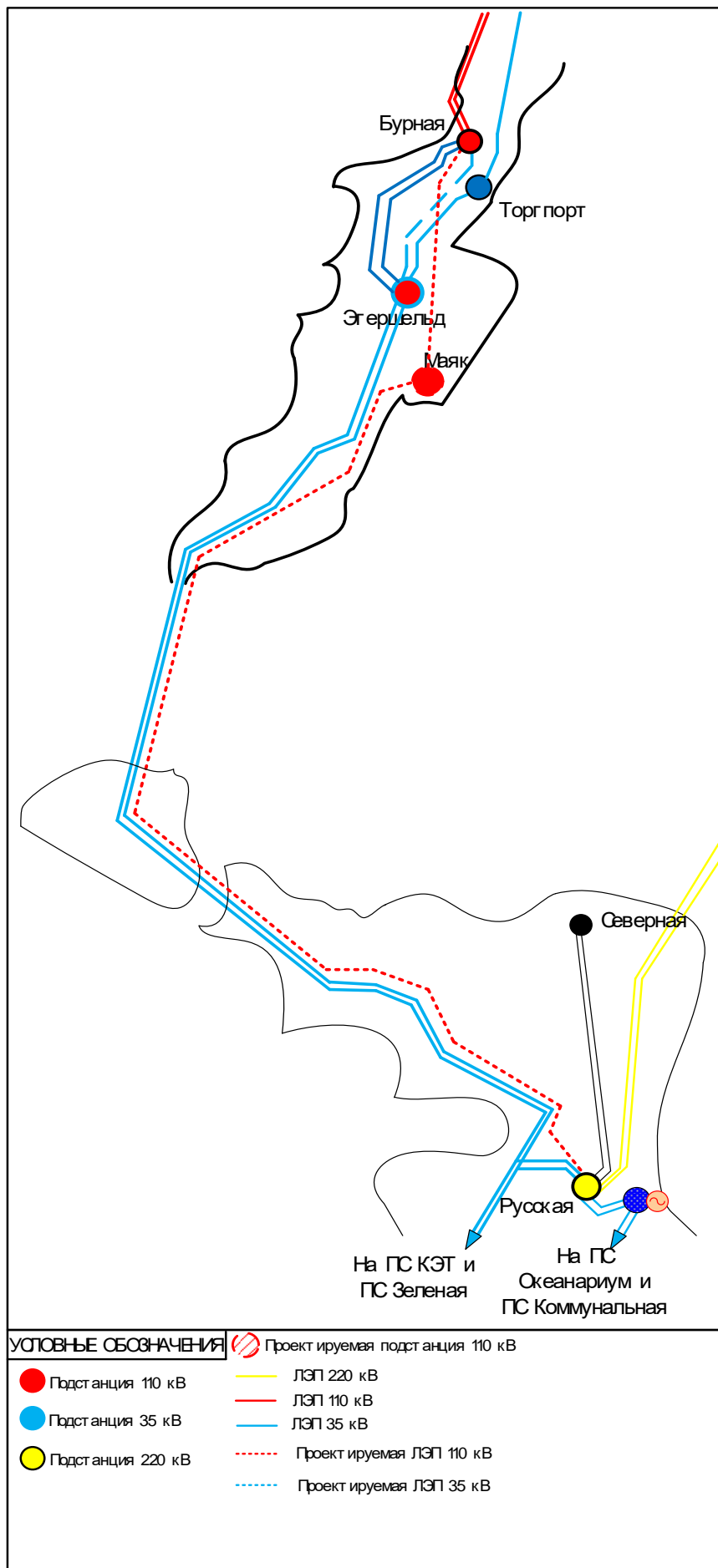


Рисунок 5 – Схема подключения по варианту № 1

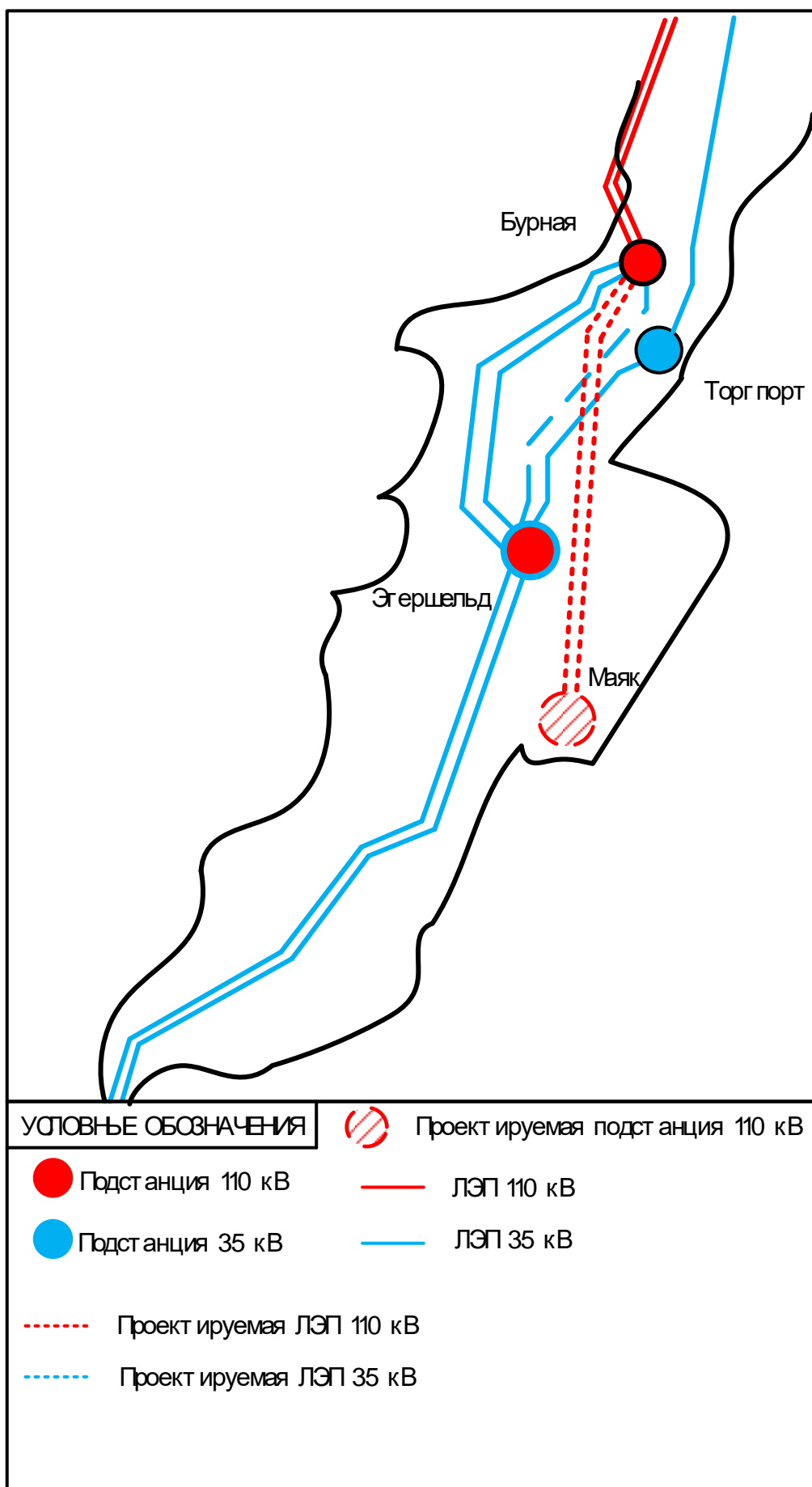


Рисунок 6 – Схема подключения по варианту № 2

3.2 Прогнозирование электрических нагрузок

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

$$P_{II} = P \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (1)$$

$$Q_{II} = Q \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (2)$$

$$S_{II} = S \cdot \left(1 + \frac{K}{100}\right)^T \quad (3)$$

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

T – период прогнозирования, принимаем 10 лет.

Проводим расчет для ПС Маяк:

$$P_{П.Маяк} = 22,3 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 27,2 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{П.Маяк} = 8,9 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 10,8 \text{ (МВАр)};$$

$$S_{П.Маяк} = 24 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 29,3 \text{ (МВА)}.$$

Аналогичный расчет прогнозных нагрузок производим для остальных подстанций. Результаты сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Прогнозные значения нагрузок

Наименование ПС	Рп(МВт)	Qп(Мвар)	Sp(МВА)
1	2	3	4
Маяк	27,2	10,8	29,3
Бурная	13	3,3	13,5
Залив	11,5	3,4	11,9
Орлиная	41	9,8	42,3
Голубинка	67,3	36,4	76,5
А	52,3	19,6	55,8
Зеленый угол	150,5	86,2	173,5
1Р	23,5	6,1	24,3
2Р	73,7	56,4	92,8
Мингородок	24,9	3,5	25,2
Стройиндустрий	20,1	4,5	20,6
Патрокл	163,1	37,5	167,4
Русская	149,9	86,2	172,9
Волна	91,1	26,8	94,4
Амурская	61,1	56,8	83,4

Расчет представлен в приложении А

3.3 Компенсация реактивной мощности ПС Маяк

Перед выбором типа и мощности силовых трансформаторов на ПС Маяк, 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 данные о прогнозной нагрузке:

$$Q_K = Q_{II} - P_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - максимальное значение коэффициента реактивной мощности, для напряжения 110 кВ принимается 0,5;

Проводим расчет для ПС Маяк:

$$Q_{K.Маяк} = 10,8 - 27,2 \cdot 0,5 = -2,8 \text{ (МВАр)}$$

Исходя из того, что требуемая мощность компенсации отрицательна, приходим к выводу, что компенсация не требуется.

3.4 Выбор номинального напряжения подключения ПС Маяк

Номинальное напряжение оказывает большое внимание на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального значения напряжения происходит снижение сечения проводов, снижение потерь мощности, снижение эксплуатационных издержек. Но при этом растут капитальные затраты на сооружение распределительных устройств подстанций и линий.

Используем формулу Илларионова, которая применима для классов напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{II}}}} \quad (5)$$

где $U_{РАЦ}$ – рациональное напряжение передачи мощности;

P_{II} – по линии длиной L .

Расстояние от предполагаемого расположения ПС Маяк до ПС Бурной

составляет 5,2 км (2 линии по 2,6 км), определяем рациональное напряжение линии:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,2} + \frac{2500}{27,2}}} = 73 \text{ (кВ)} \quad (6)$$

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

$$110 \text{ кВ} > 73 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

3.5 Выбор сечений линий электропередачи

Проектируемая подстанция будет располагаться в г. Владивостоке, что говорит о необходимости применить в качестве проводника кабельные линии.

Выбор марки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке производится в зависимости от области применения. Прокладка кабеля осуществляется в земле. поэтому применяем кабель марки АПвП2г.

Кабеля марки АПвП2г применяются для стационарной прокладки в земле (в траншеях или бетонных лотках), независимо от степени коррозионной активности грунтов и вод. Кабели герметизированы от проникновения влаги, что позволяет эксплуатировать кабели в грунтах с повышенной влажностью и сырых, частично затапливаемых сооружениях. Срок службы кабеля марки АПвП2г – 30 лет.

При выборе сечения жилы кабеля необходимо учесть: способ заземления экранов, длительно допустимые токи кабеля, допустимые токи кабеля, допустимые токи односекундного замыкания.

ПС 110 Маяк является тупиковой подстанцией (транзит отсутствует), поэтому максимальный ток в линии 110 кВ определяется мощностью одного из трансформаторов в его режиме перегрузки (с учетом вывода из работы второго трансформатора) с учетом установки в перспективе трансформатора следующей по шкале мощности (32 МВА) на основании СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Рассмотрим два режима перегрузки трансформатора:

Длительный режим перегрузки (неограниченно долгий) масляных трансформаторов с $k_{пер.длит} = 1,05$ (на основании п. 5.314 «Правил технической эксплуатации электрических станций РФ»);

Кратковременный режим перегрузки (до 2-х часов) масляных трансформаторов с $k_{пер.крат} = 1,3$ (на основании п. 5.3.15 ПТЭЭС, а также на основании Приложения №1 Приказа Министерства энергетики РФ от 6 мая 2014 г. №250, при температуре от +10 до +20 °С).

Максимальный рабочий ток в сети в режиме длительной перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,05; \quad (7)$$

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,05 = 131,78 \text{ А} \quad (8)$$

Максимальный рабочий ток в сети в режиме кратковременной перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{макс.крат.сети}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,3; \quad (9)$$

$$I_{\text{макс.крат.сети}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,3 = 163,16 \text{ А.}$$

Номинальное сечение токопроводящих жил кабелей проверяется по длительно и аварийно-допустимым токовым нагрузкам согласно каталожным данным заводов – изготовителей с учётом поправочных коэффициентов, учитывающих условия прокладки кабелей.

Длительно допустимая токовая нагрузка (ДДТН) на кабель:

$$I_{\text{ДДТН}} \geq I_{\text{макс.длит.сети}}$$

Аварийно-допустимая токовая нагрузка (АДТН) на кабель:

$$I_{\text{АДТН}} \geq I_{\text{макс.крат.сети}}$$

На основании СО 2.146/0, раздел 4.4 и на основании каталожных данных производителей кабеля. Продолжительность перегрузки кабеля не должна превышать 8 часов в день и быть не более 1000 часов за срок службы кабеля.

Расчет длительно-допустимых токов приведён в таблице 5.

Учитывая условия прокладки, а также расчёт длительно допустимых токов выбран кабель марки АПвПу2г 1×185-100.

Таблица 5 – Расчет длительно-допустимых токов

Участки	И _{ДДТН} / И _{АДТН} , А	И _{макс.длит.сети} / И _{макс.крат.сети} , А
Подъем кабеля на опору ВЛ	450 / 557	131,78 /
Прокладка кабеля в траншее	364 / 450	163,16

Проверка кабеля по минимальному сечению проводника, отвечающему условию термической стойкости при КЗ:

$$S_{\text{пров}} \geq S_{\text{тер.мин}},$$

где $S_{\text{тер.мин}}$ – минимально возможное сечение проводника.

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{t_{\text{откл}}}}{C_T}, \quad (10)$$

где C_T – температурный коэффициент для проводника.

$$B_K = I_{\text{КЗ}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (11)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов расчетную продолжительность КЗ следует определять сложением времени действия основной релейной защиты и полного времени отключения ближайшего к месту КЗ выключателя.

Для выключателя 110 кВ полное время отключения составляет 0,055 с.

Значение параметра C_T для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевыми жилами составляет $65 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ согласно РД 153-34.0-20.527-98 по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

Согласно исходным данным максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания составляет 16,53 кА.

Время срабатывания основной защиты – 0,1 с.

$$B_K = 16,53^2 \cdot (0,155 + 0,01) = 45,08 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{45,08 \cdot 10^6}}{65} = 103 \text{ мм}^2;$$

$$185 \text{ мм}^2 > 103 \text{ мм}^2.$$

Исходя из расчета, кабель с сечением алюминиевых жил 185 мм² удовлетворяет требованию термической стойкости при КЗ.

В соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» предельно допустимое значение установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии составляет 10% от номинального напряжения электрической сети.

Отклонение напряжения определяется по формуле:

$$\delta U_{отк} = \frac{\Delta U}{U_{ну}} \cdot 100\% ; \quad (12)$$

где ΔU – потеря напряжения, кВ;

$U_{ну}$ – напряжение в начале участка, кВ.

Удельное активное сопротивление кабеля АПвПу2г 1x185-110 составляет 0,164 Ом/км.

Удельное реактивное сопротивление кабеля АПвПу2г 1x185-110 составляет 0,098 Ом/км.

Напряжение в начале линии принято считать равным 115 кВ ($\text{tg}\varphi = 0,5$ согласно Приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. №380).

$$\delta U_{отк} = \frac{0,262}{115} \cdot 100\% = 0,23\% . \quad (13)$$

Исходя из расчёта, кабель АПвПу2г 1х185-110 удовлетворяет требованию допустимого отклонения напряжения.

3.6 Выбор и проверка трансформатора ПС Маяк

В данном разделе будет приведен расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов 110/35/6 кВ, при определении количества устанавливаемых трансформаторов, необходимо отталкиваться от категории надежности электроснабжения потребителей, которые будут подключаться к шинам ПС Маяк, в данном проекте это вторая категория. Вторая категория электроснабжения предусматривает питание потребителей от двух независимых источников, поэтому принимаем решение об установке 2-х трансформаторов для обеспечения надежности.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{П}^2 + Q_{нес}^2}}{N \cdot K_3} \quad (14)$$

где $P_{П}$ и $Q_{нес}$ – это прогнозируемая активная и не скомпенсированная реактивная мощности, МВт и Мвар;

N - количество трансформаторов, единицы;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,7;

Определяем требуемую мощность для ПС Маяк:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{27,2^2 + 10,8^2}}{2 \cdot 0,7} = 20,9 \text{ (МВт)}$$

Выбираем ТРДН-25000/110 с устройством РПН для регулирования напряжения. Данный трансформатор предназначен для использования в

районах с умеренным и холодным климатом.

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

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{P_{II}^2 + Q_{HEC}^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (15)$$

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{27,2^2 + 10,8^2}}{2 \cdot 25} = 0,58$$

Нормальное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет от 0,5 до 0,7.

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{P_{II}^2 + Q_{HEC}^2}}{(N-1) \cdot S_{НОМ}} \quad (16)$$

$$K_{3H} = \frac{\sqrt{27,2^2 + 10,8^2}}{1 \cdot 25} = 1,17$$

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

Принимаем к установке трансформатора ТРДН-25000/110, технические данные представлены в таблице 8.

Таблица 6 – Технические характеристики трансформатора.

ТРДН-25000/110	
Номинальное напряжение	110/6 кВ
Номинальная мощность	25000 кВА
Потери холостого хода	17 кВт
Потери короткого замыкания	120 кВт
Напряжение короткого замыкания	ВН-НН – 10,5%
Ток холостого хода	0,002%

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания.

Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокий, средней и низкой сторонах подстанции ПС Маяк для реальной схемы построим схемы замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

Схема замещения для расчетов симметричного трехфазного к.з. представлена на рисунке 7.

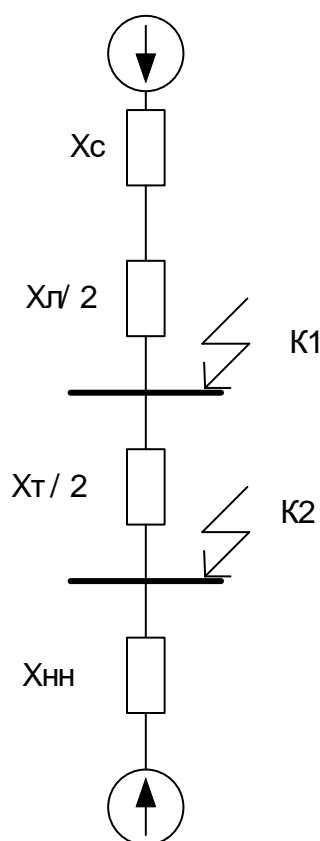


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета симметричного трехфазного к.з.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные значения:

$$S_{баз} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{базвн} = 115 \text{ кВ}, U_{базнн} = 11 \text{ кВ}$$

Сопротивление системы X_C определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{баз}}{S_{КЗ}} \quad (17)$$

где $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$X_C = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{баз}}{U_{базвн}^2} \quad (18)$$

$$X_L = 0,16 \cdot 185 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,238 \text{ о.е.}$$

Т.к. двух цепная линия:

$$X_L = \frac{2,238}{2} = 1,119 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора определяются по формуле:

$$X_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{1000}{S_{номТ}} \quad (19)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2 \text{ о.е.}$$

Т.к. два трансформатора:

$$X_T = \frac{4,2}{2} = 2,1 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки считается по формуле:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_H} \quad (20)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{1000}{10} = 35$$

где 0,35 – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки на стороне НН.

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\bar{6}1} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}1}}, \quad (21)$$

$$I_{\bar{6}1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} \quad (22)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 87,4 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К:

$$X_1 = X_C + X_L \quad (23)$$

$$X_1 = 0,25 + 1,119 = 1,369 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_H + X_T \quad (24)$$

$$X_2 = 35 + 2,1 = 37,1 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{\delta 1} \quad (25)$$

где E_C – ЭДС системы, принимаем равным 1

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{1,369} \cdot 5,02 = 3,66 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)} \quad (26)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,66 = 3,2 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_H}{X_2} \cdot I_{\sigma 1} \quad (27)$$

где E_C – ЭДС нагрузки, принимаем равным 0,85

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{37,1} \cdot 5,02 = 0,11 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,11 = 0,1 \text{ кА}$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)} \quad (28)$$

$$I_1^{(3)} = I_{no}^{K1} = 3,66 + 0,11 = 3,77 \text{ кА}$$

Рассмотрим подробный расчет для точки К2

$$X_1 = X_C + X_{Л} + X_T \quad (29)$$

$$X_1 = 0,25 + 1,119 + 2,1 = 3,469 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_H \quad (30)$$

$$X_2 = 35 \text{ о.е.}$$

Токи рассчитываем по формулам:

$$I_1^{(3)} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{\delta 2} \quad (31)$$

$$I_1^{(3)} = \frac{1}{3,469} \cdot 87,4 = 25,2 \text{ кА}$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_1^{(3)} \quad (32)$$

$$I_1^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 25,2 = 21,8$$

$$I_2^{(3)} = \frac{E_H}{X_2} \cdot I_{\delta 2} \quad (33)$$

$$I_2^{(3)} = \frac{0,85}{35} \cdot 87,4 = 2,1 \text{ кА}$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_2^{(3)} \quad (34)$$

$$I_2^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,1 = 1,8 \text{ кА}$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = I_1^{(3)} + I_2^{(3)} \quad (35)$$

$$I_2^{(3)} = I_{no}^{K2} = 25,2 + 2,1 = 27,3 \text{ кА}$$

Для того, чтобы найти $I_{уд}$ необходимо знать ударный коэффициент, который мы берем из справочных данных[35]:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K1} \quad (36)$$

$$I_{удK1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,77 = 8,57 \text{ кА}$$

$$I_{удK2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 27,3 = 62,1 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot I_K \quad (37)$$

$$I_{aK1} = \sqrt{2} \cdot 3,77 = 5,33 \text{ кА}$$

$$I_{aK2} = \sqrt{2} \cdot 27,3 = 38,6 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1 и К2 запишем в таблицу 7

Таблица 7 – Токи короткого замыкания

Токи короткого замыкания	$I_{по}$, кА	$I_{уд}$, кА	I_a , кА
1	2	3	4
K1 (ВН)	3,77	8,57	5,33
K2 (НН)	27,3	62,1	38,6

Определим токи через выключатели в нормальном режиме

Выключатели на стороне ВН и НН:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (38)$$

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^6 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} \quad (39)$$

$$I^6 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2186,9$$

Секционный выключатель:

$$I^6 = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot 2} \quad (40)$$

$$I^6 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 1093,5$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I^6 = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}} \quad (41)$$

$$I^6 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 10} = 218,7$$

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ МАЯК

5.1 Выбор комплексных распределительных устройств

Комплексное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводные силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ-6(10) кВ выбираем комплексное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630-2000 А.

Таблица 8 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10 кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-Э-10
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнит

5.2 Выбор выключателей

Для установки в ЗРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/2500 У1. Предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (-50° С) при следующих условиях:

- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40° С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет: для климатического исполнения У1* минус 40° С, для исполнения ХЛ1* минус 55° С;
- гололед с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда – при ветре скоростью до 40 м/с;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- натяжение проводов в горизонтальном направлении – не более 1000 Н.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст.ном} \quad (42)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном} \quad (43)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{маx}} \quad (44)$$

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

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (45)$$

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

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} \quad (46)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 2,5$ с

$$t_{\text{откл}} = 2,5 + 0,047 = 2,55 \text{ с.}$$

$$B_k = 3,77^2 \cdot (2,55 + 0,011) = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$$

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

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}} \quad (47)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,4$$

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

$I_{\text{откл}}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя $I_{\text{откл}}=40$ кА

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{max.p}} = I^{110} \quad (48)$$

$$I_{\text{max.p}} = 175,7 \text{ А}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя на стороне 110 представлено в таблице 12.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 22,4$	$I_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Расчет выключателей для КРУ 6 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВРС-6. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 6 кВ представлено в таблицах 10, 11, 12.

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-6.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 1312,2 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 8,4$	$I_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{МАХ}} = 2186,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 8,4$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P\text{МАХ}} = 2186,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 8,4$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

5.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На стороне ВН ПС Маяк выбираем РНД3.1-110/1000 УХЛ1 и РНД3.2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 16.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{МАХ}} = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} \quad (49)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2$$

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

контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K \quad (50)$$

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

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Кол-во	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	ION – 8600	0,2	0,2	0,2
Линии 110					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	ION – 8600	0,2	0,2	0,2
Линии 10 кВ					
Амперметр	5	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	5	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	5	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	5	ION – 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION – 8600	1,0	1,0	1,0

1	2	3	4	5	6
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			14,6	14,6	14,6

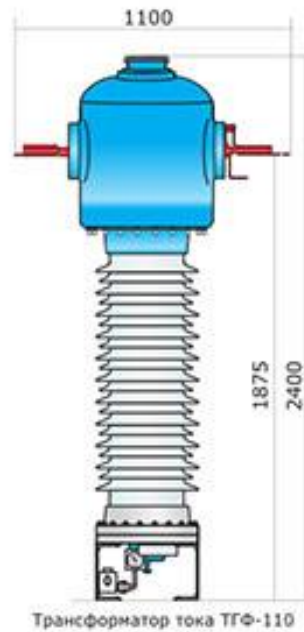


Рисунок 8 – Трансформатор тока ТГФ – 110 кВ

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K \quad (51)$$

Сопротивление проводов не должно превышать:

$$R_{ПР} \leq Z_{2НОМ} - (\sum Z_{ПРИБ} + Z_{КОНТ}), \text{ т.е. можно сказать, что:}$$

$$R_{ПР} = Z_{2НОМ} - \sum R_{ПРИБ} + R_K \quad (52)$$

где $R_{ПР}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2НОМ} = 20 \text{ Ом}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор

тока;

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, определяемое по формуле:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2} \quad (53)$$

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

$I_{2Н}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Далее рассчитаем суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{14,6}{5^2} = 0,584 \text{ Ом}$$

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 0,584 - 0,05 = 19,366 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}} \quad (54)$$

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

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

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,366} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Ниже, в таблице представлена зависимость необходимой длины проводов от номинального напряжения.

Таблица 15 – Зависимость длины проводов от номинального напряжения

U _н , кВ	l, м
10	4-6
35	60-75
110	75-100

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}} \quad (55)$$

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

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 0,584 + 0,7 + 0,05 = 1,334 \text{ Ом}$$

На стороне ВН выбираем ТТ ТГФ-110У1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 19.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$S_{2_{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 7,1 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2_{НОМ}}$
$I_{дин} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Расчет для стороны НН аналогичен, сравнение каталожных данных ТТ приведены в таблице 20.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТЛП-6. Трансформаторы тока ТЛП-6 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплексных распределительных устройствах переменного тока на класс напряжения до 6 кВ.

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 6 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 2186,9 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$S_{2_{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 7,1 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2_{НОМ}}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 62,1 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 540,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ} \quad (56)$$

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ. Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ1. Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Вторичная нагрузка трансформаторов в соответствии с однолинейной схемой проектируемой подстанции представлена в таблице 21.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	4	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	4	СЕ-304	8
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	7	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	7	СЕ-304	14
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	14

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34^2 + 27,2^2} = 43,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения ВН представлено в таблицах 19 и 20

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 43,5 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_H$

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 49,6^2} = 79,1 \text{ ВА}$$

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 79,1 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.6 Выбор шинных конструкций

5.6.1 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузок. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения

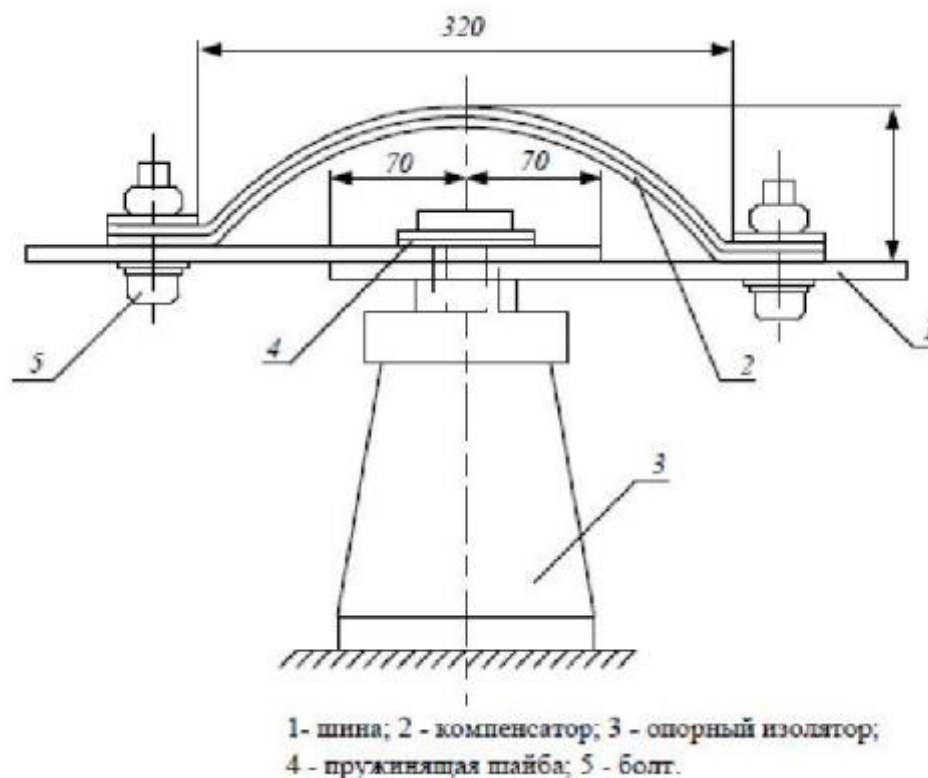


Рисунок 14 – Компенсатор для однополосных шин

Номинальный ток:

$$I_{p,MAX} = 1312,2 \text{ А}$$

Выбираем алюминиевые шины размером 80*10 мм с допустимым током $I_{доп. ном} = 2900 \text{ А}$

$$I_{доп.л} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{Q_{доп} - Q_0}{Q_{доп} - Q_{ном}}} = 2900 \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 2090 \text{ кА}$$

$$I_{p,max} \leq I_{доп.л}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (57)$$

где $C = 82$ – для алюминиевых шин и кабелей;

$$q_{min} = \frac{\sqrt{540,68 \cdot 10^6}}{82} = 283,5 \text{ мм}$$

$$q_{min} < q_{станд}$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (58)$$

где J – момент инерции шины

q – поперечное сечение шины

$$J = \frac{8^3}{12} = 42,7 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278$$

Механический расчет шин

Напряжение в материале шины, возникающее при действии механической силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АД31Т = 90 МПа), определим расчетное напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд3}^2 \cdot l^2}{W_a} \quad (59)$$

где W_a – момент сопротивления шины, который определяется;

l – длина пролета между опорными изоляторами;

$$W_a = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(23000)^2 \cdot 1,2^2}{10,7} = 1,25 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 90$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

5.6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому ($I_{доп} \geq I_{раб.макс}$);

- по термической стойкости: $q_{мин} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$ (60)

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 110 кВ – 3 м. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 6000 МВА для напряжения 110 кВ, а также шины с токами КЗ > 20 кА.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают её с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания: $Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины – $Q_{к.доп} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины – $Q_{к.доп} = 200$ °С;
- голые стальные шины – $Q_{к.доп} = 400$ °С.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС-120/27, допустимый ток которых $I_{доп}=375$ А, диаметр провода $d=15,4$ мм. Проверка шин на сжестывание не производится, так как периодическая

составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (61)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$)

r_0 – радиус провода;

E_0 – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}}\right) = 33,29 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (62)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

U – линейное напряжение, кВ;

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26D$;

В нашем случае:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,77 \cdot \lg \frac{378}{0,77}} = 18,81 \text{ кВ/см}$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_0 \tag{63}$$

$$1,07 \cdot 18,81 \leq 0,9 \cdot 33,29$$

$$20,1 \leq 29,6$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

5.7 Выбор изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$ проводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (64)$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot F_{разр} = F_{дон} \quad (65)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные изоляторы ЛК-70/110 (УХЛ1)

С допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7000 = 4200 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1270$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \quad (66)$$

где K_h – поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} \quad (67)$$

$$K_h = \frac{1270 + 80 + 100 / 2}{1270} = 1,1$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{8570^2}{1,02} \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 10^{-7} = 13,719 \text{ Н.}$$

Проверка:

$$13,719 \leq 4200$$

Таким образом, ЛК-70/110 (УХЛ1) проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

На стороне 10 кВ выбираем изоляторы ИОР-10-7.5 УХЛ

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{37130^2}{1,02} \cdot 1 \cdot 2,1 \cdot 10^{-7} = 4178,7$$

Проверка:

$$4178,7 \leq 4500$$

Таким образом, ИОР-10-7.5 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

5.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжения на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях перенапряжением от 3 до 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, на стороне НН ОПН – 10/7,2/10/400 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 24.

Таблица 21 – Основные характеристики ОПН.

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1	110	88	10	40
ОПН – 10/7,2/10/400 УХЛ1	10	7,2	10	19,2

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot C} \quad (68)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta=0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U} \quad (69)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (70)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$)

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297$$

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (71)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{297}{110} = 2,7 \text{ кДж/кВ.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 равна 5 кДж/кВ

Проверка $2,7 \leq 5$

Таким образом, ОПН – 110/88/10/550 УХЛ1 проходит по удельной энергоёмкости.

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для

стороны НН:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (72)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 7,2$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$)

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 7,2}{470} \cdot 7,2 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 18 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}' = \frac{18}{10} = 1,8 \text{ кДж/кВ.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН – 10/7,2/10/400 УХЛ1 равна 4 кДж/кВ.

Проверка $1,8 \leq 4$

Таким образом, ОПН – 10/7,2/10/400 УХЛ1 проходит по удельной энергоёмкости.

5.9 Выбор трансформатора собственных нужд

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

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

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

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных

нужд с учетом коэффициентов загрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд (Таблица 22)

Таблица 22 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 ;$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10

5.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка переменного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели – генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) есть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда 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 полчасовом режиме принимается равным 1,75 В [36].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} \quad (73)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ш}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{121}{12,15} = 10.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n_0 = \frac{121}{14,1} = 9.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n_0 = \frac{121}{11,8} = 10.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \tag{74}$$

$$n_{доб} = 10 - 10 = 0.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{75}$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося полчасового установившегося разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (76)$$

где I_{Tmax} – максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А.}$$

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,6;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}, \quad (77)$$

$$I_p = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ А.}$$

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 85%. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5%, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110%, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение [36].

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П\cdot A}, \quad (78)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 B \quad (79)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 10 = 22$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{П\cdot A} \quad (80)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (81)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 10 = 27,5 \text{ В.}$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам»

5.11 Выбор аппаратуры связи

5.11.1 Волоконно – оптические линии связи

Волокно-оптические линии связи сокращённо ВОЛС – это современная технология, для организации каналов передачи информации между собой, как узлы в рамках одной локальной вычислительной сети (ЛВС), так и для создания единой коммуникационной сети из нескольких линий. Проектирование собственных волоконно-оптической линии связи особенно важно для компаний, деятельность которых связан с передачей значительных объемов информации и серьезными требованиями к ее сохранности.

Все полученные данные становятся основой технического задания, в соответствии с которым ведется работа над проектом ВОЛС. В процессе

проектирования учитывается архитектура сети и ее скрытые резервы.

Проект включает методику тестовых испытаний ВОЛС перед вводом в эксплуатацию. Обязательная часть проекта ВОЛС – обеспечение возможности контроля состояния сети и составления прогнозов ее дальнейшей эксплуатации. Эти данные необходимы для организации обслуживания, профилактики и своевременного предупреждения неисправностей. При проектировании ВОЛС для особо важных объектов, система контроля состояния сети предусматривает принцип резервирования полученных данных.

Проектирование ВОЛС, выполненное на высоком профессиональном уровне, обеспечивает надежность системы при ее дальнейшей эксплуатации, гарантирует клиентам высокую скорость передачи данных.

В основе прокладки волоконно-оптических линий связи лежит процесс сращивания отдельных отрезков оптического кабеля. Эта работа выполняется с использованием двух различных методик (механического соединения и сварки).

5.11.2 Высокочастотные заградители

Высококачественные заградители предназначены для врезки в линейные электропередачи в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением, и состоит из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ – заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$1) U_{ном} = U_{сети}$$

$$2) I_{ном} \geq I_{раб.расч.}$$

$$3) i_{пред.скв} \geq i_{уд}$$

$$4) I_{терм.ном}^2 \cdot t_{терм.ном} \geq B_k$$

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 УХЛ1.

Значения $I_{max p}$ и B_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных данных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 26.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 175,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пред.скв}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2560 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

6 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС МАЯК

В ПУЭ сказано [37]: КРУ 35-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии (ПУМ). Открытие подстанции защищаются от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами.

Возможны два способа защиты подстанции.

1. Установка молниеотводов на конструкциях и подсоединение их к общему заземляющему устройству подстанции.

2. Установка отдельно стоящих молниеотводов со своими обособленными заземлениями.

Первый способ защиты дешевле, так как требует значительно меньше металла на изготовление молниеотводов и заземляющих устройств. По этому способу используется высота конструкции, и молниеотводы получаются меньшей высоты, так как они ближе расположены к защищаемому оборудованию и эффективнее используются их защитные зоны. Однако при поражении такого молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой тока и высокой крутизной фронта волны значительно возрастает напряжение на заземленных конструкциях с молниеотводами. Это может привести к перекрытию изоляции между токоведущими частями и заземленными конструкциями, что снижает надежность этого способа защиты.

Отдельно стоящие молниеотводы с обособленными заземлителями можно установить так, что практически полностью исключаются перекрытия с заземленных молниеотводов на токоведущие части подстанции. Поэтому второй способ защиты оказывается надежнее, но дороже.

Защиту выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельно стоящими молниеотводами.

6.1 Расчет зоны защиты молниеотводов

Размеры КРУ ПС Маяк: ширина – 40 м; длина – 60 м.

Территория распродустройства подстанции защищается от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов: $h_1=25$ м, $h_2=25$ м, $h_3=25$ м.

Расстояние между молниеотводами: $L_{12} = 20$ м, $L_{23} = 20$ м.

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф1}} = h_{\text{эф234}} = 0,85 \cdot h_1 \text{ м}; \quad (82)$$

$$h_{\text{эф1}} = h_{\text{эф234}} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 \quad (83)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 5,8$ м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф1}}} \right) \quad (84)$$

$$r_x = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{5,8}{21,25} \right) = 19,085 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{\text{cx12}} = h_{\text{эф1}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1), \quad (85)$$

$$h_{\text{cx12}} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (20 - 25) = 22,1 \text{ м}$$

$$h_{cx23} = h_{эф1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{23} - h_1), \quad (86)$$

$$h_{cx23} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (20 - 25) = 22,1 \text{ м}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12} = r_0 \cdot \frac{h_{cx12} - h_x}{h_{cx12}}, \quad (87)$$

$$r_{cx12} = 26,25 \cdot \frac{22,1 - 5,8}{22,1} = 19,4 \text{ м};$$

$$r_{cx24} = r_0 \cdot \frac{h_{cx24} - h_x}{h_{cx24}}, \quad (88)$$

$$r_{cx23} = 26,25 \cdot \frac{22,1 - 5,8}{22,1} = 19,4 \text{ м}$$

Таблица 24 – Параметры зон молниезащиты ПС Маяк

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	h _{эф} (м)	h _{сх} (м)	r ₀ (м)	r _x (м)	r _{сх} (м)
1-2	20	25	21,25	22,1	26,25	19,085	19,4
2-3	20	25	21,25	22,1	26,25	19,085	19,4

6.2 Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента

сезонности.

$K_C = 1,4$ – для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_C, \quad (89)$$

$$\rho_{\text{э}} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right), \quad (90)$$

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) \right) = 37 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{э}}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)}, \quad (91)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + l)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + l)} = 30 \text{ Ом}.$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B}, \quad (92)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (93)$$

$$S = (60 + 3) \cdot (40 + 3) = 2709 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,021 \text{ м}$.

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (94)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,021^2}{4} = 34,62 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (95)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$$

где I_M – максимальный ток короткого замыкания, кА

T – предельное время работы защиты, сек

β – коэффициенты термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k, \quad (96)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 + 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где a_k, b_k, c_k, d_k – вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d), \quad (97)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4}$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{III} = 5$ м

Общая длина полос в сетке:

$$L_{II} = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3), \quad (98)$$

$$L_{II} = \frac{(60+3)}{5} \cdot (40+3) + \frac{(40+3)}{5} \cdot (60+3) = 1083,6 \text{ м}$$

Число ячеек:

$$m = \frac{L_{II}}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1083,6}{2 \cdot \sqrt{2709}} = 10,4$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2709}}{11} = 4,73 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1), \tag{99}$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2709} \cdot (11+1) = 1249,2 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{г} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \tag{100}$$

$$n_{г} = \frac{4 \cdot \sqrt{2709}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,72$$

Принимаем: $n_{в} = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_{г} = 4 \text{ м}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (101)$$

где A – вспомогательный коэффициент

ρ – удельное сопротивление грунта, в нашем случае равное 50 Ом/м

$$R_C = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2709}} + \frac{1}{1249,2 + 4 \cdot 15} \right) = 0,441$$

Импульсный коэффициент определяется:

$$\alpha_M = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}$$

где I_M – ток молнии, равный 70 кА.

$$\alpha_M = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (70 + 45)}} = 1,4$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} \quad (102)$$

$$R_{II} = 0,441 \cdot 1,4 = 0,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление не превышает максимального значения, следовательно, расчет проведен верно.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС МАЯК

7.1 Релейная защита и автоматики трансформаторов 110/10 кВ

В соответствии с ПУЭ на трансформаторах устанавливаются:

1) На трансформаторах для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах ставим дифференциальную отсечку или дифференциальную защиту с реле ДЗТ-21.

2) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальная токовая защита (МТЗ).

3) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – защиту от перегрузок, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4) Для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла устанавливаем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании, и термосигнализатор с действием на сигнал [38].

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение

трансформатора.

На подстанции Маяк предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

7.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}} \quad (103)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном.N}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{ном.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2405 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{ном.втор.N} = \frac{I_{ном.N} \cdot I_{н.ТТ.В}}{I_{н.ТТ.П}} = \frac{I_{ном.N}}{K_{ТР.ТТ.N}} \quad (104)$$

где $K_{ТР.ТТ.N} = \frac{I_{н.ТТ.П}}{I_{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N.

$I_{н.ТТ.П}, I_{н.ТТ.В}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{ТР.ТТ.ВН} = \frac{300}{5} = 60$$

$$K_{ТР.ТТ.НН} = \frac{3000}{5} = 600$$

$$I_{ном.втор.ВН} = \frac{131}{60} = 2,2 \text{ А}$$

$$I_{ном.втор.НН} = \frac{2443}{600} = 4,1 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть меньше 5 и больше 0,5.

$$0,5 \leq K_{ТР.ТН} \leq 5$$

$I_{ном.ВН} = 2,2 \text{ А}$, выбираем 5 А

$I_{ном.НН} = 4,1 \text{ А}$, выбираем 5 А

7.3 Выбор установок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от

сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (105)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (106)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (107)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (108)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (109)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1 согласно [35];

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент

однотипности равным 1;

\mathcal{E} – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{выр}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I^*_{расч}$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot \frac{1250}{3000} = 0,16 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,16 = 0,19 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч}, \quad (110)$$

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot 0,19 = 0,9$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т.} \quad (111)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,19 / 0,76 = 25,3\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{баз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{баз} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{баз} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок. Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

7.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}} \quad (112)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч.}}^*$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч.}}^*$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным 3. Величина $I_{\text{расч.}}^*$ принимается равной току, проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению

$$I_{\text{нб.расч.}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,3) \cdot \frac{16330}{3000} = 2,6 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,6 = 3,25 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

7.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зан}}}{K_{\text{г}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (113)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зан}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях

самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [40] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$I_{раб.макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 175,7 = 585,7 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 1312,2 = 4374 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (114)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1693}{585,7} = 2,9 > 1,5$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5391}{4374} = 1,23 > 1,2$$

7.6 Газовая защита

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

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

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

Характер повреждения в трансформаторе и размеры повреждения сказываются на интенсивности образования газа. Если повреждение

развивается медленно, чему соответствует медленное газообразование, то защита дает предупреждающий сигнал, но отключение трансформатора не производит.

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

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

Нормально реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающей количество скопившегося и реле газа. В верхней части реле имеются кран для выпуска газа и зажимы для подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

Конструкция и установка наиболее распространенного газового реле типа ПГ-22 показана на рис 1. У газовых реле этого типа внутри кожуха на шарнирах укреплены два поплавка, представляющие собой полые металлические цилиндры, а на них — ртутные контакты, соединенные гибкими проводниками с выводными зажимами на крышке реле. Верхний поплавок является сигнальным элементом защиты.

В нормальном состоянии, когда реле полностью заполнено маслом, поплавки всплывают и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавки, опускаясь, поворачиваются на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

При дальнейшем медленном газообразовании реле подействовать на отключение не может, так как оно заполняется газом лишь до верхней

кромки отверстия, после чего газы будут проходить в расширитель.

Нижний поплавок, расположенный напротив отверстия маслопровода, является отключающим элементом. Если газообразование происходит бурно, то возникает сильный поток газов из трансформатора в расширитель через газовое реле, при этом нижний поплавок опрокидывается, замыкает ртутные контакты, что приводит в действие аппарат, отключающий трансформатор.

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает бурное газообразование, отключение трансформатора происходит быстро, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация.

Для трансформаторов мощностью 6,3 тыс. кВА и выше установка газовой защиты обязательна. Для трансформаторов мощностью от 1000 до 4000 кВА она обязательна только при отсутствии дифференциальной или максимально-токовой защиты с выдержкой времени 0,5—1 с. Для трансформаторов мощностью 400 кВА и выше, устанавливаемых внутри цеха, газовая защита обязательна.

8 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

8.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т.е. с помощью коэффициента инфляции на 2023 год ($K_{инф} = 7,8$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту.

Капитальные вложения в сооружение электрических сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанции, $K_{ПС}$
- капиталовложения на сооружение ЛЭП, $K_{КЛ}$

$$K = K_{ПС} + K_{КЛ} \quad (115)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \quad (116)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

$$K_{ПС} = (14,2 + 11 + 7) \cdot 7,8 = 251,16 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения на сооружение ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (117)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 7,8$ и коэффициента зоны $K_{зон} = 1,4$.

$$K_{КЛ} = 1,8 \cdot 10^7 \cdot 5,2 \cdot 1,4 \cdot 5,2 = 681,4 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ПС для варианта 2:

$$K = 130,5 \cdot 10^6 + 681,4 \cdot 10^6 = 811,9 \text{ млн. руб.}$$

Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 25 – Результаты расчета капиталовложений

Вариант №1			Вариант №2		
К _{ПС} , млн. руб.	К _{КЛ} , млн. руб.	К, млн. руб.	К _{ПС} , млн. руб.	К _{КЛ} , млн. руб.	К, млн. руб.
251,1	2358,7	2609,8	251,1	1022,1	1273,2

8.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} \quad (118)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (119)$$

где $\alpha_{тэоКЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ и ПС ($\alpha_{тэоКЛ} = 0,028$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$)

$$I_{PЭО} = 0,028 \cdot 1022,1 + 0,059 \cdot 251,1 = 43,4 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (для подстанций $T_{СЛ} = 20$ лет, для кабельной линии 25 лет)

$$I_{AM} = K_{КЛ} \cdot \frac{1}{15} + K_{ПС} \cdot \frac{1}{25} \quad (120)$$

Найдем издержки для амортизацию для варианта 2:

$$I_{AM} = 681,4 \cdot \frac{1}{15} + 130,5 \cdot \frac{1}{25} = 50,6 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитываем издержки для варианта 2:

$$I = 26,7 + 50,6 = 77,3 \text{ млн. руб.}$$

Подробный расчет приведен в приложении А

Таблица 26 – Результаты расчета издержек

Вариант №1			Вариант №2		
И _{АМ} , млн. руб.	И _{РЭО} , млн. руб.	И, млн. руб.	И _{АМ} , млн. руб.	И _{РЭО} , млн. руб.	И, млн. руб.
167,3	80,8	248,1	78,2	43,4	121,6

8.3 Расчет среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимаем в качестве оптимального тот вариант, у которого стоимость потерь электроэнергии меньше.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (121)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации, ($E=0,1$);

K - капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Так как в конкурирующих вариантах отличаться будут только различие в капиталовложениях в отличающиеся линии с учетом издержек на потери. Сравнение по всем остальным параметрам в данном разделе не требуется.

Данный расчет приведён в Приложении А.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведенных затрат, значения которых сведены в таблице 10.

Таблица 27 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	К, млн. руб.	И, млн. руб.	З, млн. руб./кВт*ч	Δ, %
1	2609,8	248,1	509,1	51
2	1273,2	121,6	248,9	

Сравним оба варианта:

$$\delta = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100\% \quad (122)$$

$$\delta = \frac{509,1 - 248,9}{509,1} \cdot 100\% = 51\%$$

Проанализировав технико – экономические показатели можно прийти к выводу, что подключение ПС Маяк к существующей сети целесообразно подключать двухцепной линией к ПС Бурная (2 вариант).

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это главная часть основной промышленности хозяйства всего мира. По степени воздействия на окружающую среду, объекты энергетики относят к числу наиболее активно влияющих на биосферу. Для данной выпускной квалификационной работы (Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением ПС Маяк) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность;
- экологичность;
- возникновение чрезвычайных ситуаций.

9.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативно-ремонтный или оперативный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [1]:

Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже [8]:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией

организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Требования к оборудованию: [9]

На вновь сооружаемых, расширяемых и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции РУ необходимо применять современное электротехническое оборудование, имеющее повышенную эксплуатационную надежность:

- вакуумные выключатели на напряжение до 110 кВ;
- элегазовые выключатели на напряжение 35 - 750 кВ колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) преимущественно с пружинными приводами, с устройством синхронной коммутации для аппаратов в цепи ШР;
- комплектные распределительных устройств элегазовые (КРУЭ);
- элегазовые ячейки типа «ПАСС МО»;
- комбинированные коммутационные аппараты «выключатель-разъединитель»;
- взрыво- и пожаробезопасные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения (встроенные, отдельно стоящие и комбинированные) с классом точности обмоток 0,2S (0,5S) и 0,2 (0,5) для коммерческого учета и измерений;
- антирезонансные измерительные трансформаторы напряжения;
- микропроцессорные устройства РЗА;
- нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений, взрывобезопасные, с достаточной энергоемкостью и необходимым защитным уровнем;
- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) при

технико-экономической обоснованности.

Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [8]:

- 1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;
- 2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;
- 3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;
- 4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор.

В основном, работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на некоторую высоту. Самым производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем, с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Работы на опорах ВЛ относят в верхолазным, поэтому при выполнении работ на опорах, проводах, грозозащитных тросах необходимо точно выполнять правила техники безопасности.

На участках пересечений подвес проводов и тросов должен быть выполнен только после отключения и установки надежного устройства заземления рабочего пролета действующей части ВЛ.

На высоте в открытых местах производство монтажных работ при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Для того что бы избежать травмы в результате падения с высоты каких-либо инструментов или деталей, категорически запрещено находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время проведения

работ, а также запрещается сбрасывать с высоты опоры какие-либо предметы.

Безопасность при эксплуатации трансформатора:

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [1].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20% [1].

9.2 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 маслоприемников.

На подстанции Маяк устанавливаются 2 трансформатора марки ТРДН-25000/110 с размерами (м) 5,5×3,7×5 и массой масла 11,5 т.

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

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{TPM} = \frac{M}{\rho} \quad (123)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{TPM} = \frac{11,5}{0,88} = 13,1 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{MPI} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) . \quad (124)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника, принимаем 1,5м.

$$S_{MPI} = (5,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,7 + 2 \cdot 1,5) = 57 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{BPI} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (125)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{BPI} = (5,5 + 3,7) \cdot 2 \cdot 5 = 92 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Коэффициент пожаротушения $K_{П}$ (л/(с×м²)) и время тушения t (сек) соответственно равны [7]:

$$K_{II} = 0,2;$$

$$t = 1800.$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_{II} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БП}) \cdot 10^{-3}; \quad (126)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (57 + 92) \cdot 10^{-3} = 54 \text{ (м}^3\text{)}.$$

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

$$V_{ммH_2O} = V_{ТРМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}; \quad (127)$$

$$V_{ммH_2O} = 13,1 + 0,8 \cdot 54 = 56 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Определим глубину маслоприемника.

$$H_{МП} = \frac{V_{ммH_2O}}{S_{МП}} \quad (128)$$

$$H_{МП} = \frac{56}{57} = 1 \text{ (м)}.$$

Высота гравийной подушки принимается:

$$H_{\Gamma} = 0,25 \text{ (м)}.$$

Высота воздушной прослойки принимается:

$$H_{ВП} = 0,05 \text{ (м)}.$$

Полная глубина маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$H_{ПМП} = H_{МП} + H_{ВП} + H_{\Gamma}; \quad (129)$$

$$H_{ПМП} = 1 + 0,25 + 0,05 = 1,3 \text{ (м)}.$$

9.3 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).

Наличие на объектах системы обеспечения пожарной безопасности устанавливается требованиями ст.5 ФЗ №123 от 22.07.2008 г. 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.

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 работе был определен экономически целесообразный вариант подключения ПС Маяк к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности.

Было разработано два, наиболее подходящих как в техническом, так и в экономическом плане. варианты. Выбранный вариант более привлекателен с экономической точки зрения.

В ходе выполнения работы была выбрана схема распределительного устройства высокого и низкого напряжения. На основе посчитанных токов КЗ было выбрано основное электротехническое оборудование для ПС. Определены показатели заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии, требуемые меры безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 2 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартиформ, 2007. – 15 с.
- 3 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 4 ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», 2014
- 5 ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.
- 7 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 592 с.
- 8 Инструкция к программному комплексу RastrWin.
- 9 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.
- 10 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ, Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 г.;
- 11 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

12 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

13. Приказ Министерства регионального развития РФ № 481 “Об утверждении Методических рекомендаций по применению государственных сметных нормативов - укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры”, 2011г.

13 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е / Чернобровов Н. В./ М., «Энергия», 1974. 680 с.

14 Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 2007. 238с.

15 Сайт Акционерного общества «Уралэлектротяжмаш»: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-35/>

16 СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях.

17 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2018г.;

18 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

19 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

20 Справочник по проектированию электрических сетей - под ред. Д.Л. Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2012. - 376 с.

21 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.

22 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС).

23 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 750 кВ

24 СТО 70238424.29.240.99.006-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

29 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2020-2024 годы, книга первая пояснительная записка / общество с ограниченной ответственностью «джи динамика», 2017г.;

30 Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов») / Ю.В. Мясоедов / Системы электроснабжения промышленных объектов и городов / Учебное пособие Благовещенск, Издательство АмГУ, 2014 г.;

31 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с

32 Электротехнический справочник: В 4 т. / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 9-е изд., стер. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - Т 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. - 964 с.

35 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для ВУЗов. – М.: Эксмо, 2005.

36 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.

37 Правила устройства электрических установок (ПУЭ). Издание 7-ое: утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 г. № 204. – М.: Эксмо, 2007.

38 Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах/Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. – М.: Эксмо, 2006.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет в П В К Mathcad 15.0

Прогнозирование электрических нагрузок

Подстанция Маяк

$$P_{\text{аэ}} := 22.3 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{аэ}} := P_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 27.184 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{аэ}} := 8.9 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{аэ}} := Q_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 10.849 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{аэ}} := \sqrt{P_{\text{аэ}}^2 + Q_{\text{аэ}}^2} = 24.01$$

$$S_{\text{аэ}} := S_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 29.269 \quad \text{кВА}$$

Подстанция Бурная

$$P_{\text{аэ}} := 10.7 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{аэ}} := P_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 13.043 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{аэ}} := 2.7 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{аэ}} := Q_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 3.291 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{аэ}} := \sqrt{P_{\text{аэ}}^2 + Q_{\text{аэ}}^2} = 11.035$$

$$S_{\text{аэ}} := S_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 13.452 \quad \text{кВА}$$

Подстанция Залив

$$P_{\text{аэ}} := 9.4 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{аэ}} := P_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 11.459 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{аэ}} := 2.8 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{аэ}} := Q_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 3.413 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{аэ}} := \sqrt{P_{\text{аэ}}^2 + Q_{\text{аэ}}^2} = 9.808$$

$$S_{\text{аэ}} := S_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 11.956 \quad \text{кВА}$$

Подстанция Орлиная

$$P_{\text{аэ}} := 33.7 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{аэ}} := P_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 41.08 \quad \text{кВт}$$

$$Q_{\text{аэ}} := 8.1 \quad \text{квар}$$

$$Q_{\text{аэ}} := Q_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 9.874 \quad \text{квар}$$

$$S_{\text{аэ}} := \sqrt{P_{\text{аэ}}^2 + Q_{\text{аэ}}^2} = 34.66$$

$$S_{\text{аэ}} := S_{\text{аэ}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 42.25 \quad \text{кВА}$$

Продолжение Приложения А

Подстанция Голубинка

$$\begin{aligned} \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 55.2 \text{ МВт} & \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= P_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 67.288 \text{ МВт} \\ \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 29.9 \text{ Мвар} & \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= Q_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 36.448 \text{ Мвар} \\ \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= \sqrt{P_{i\grave{a}y\grave{e}}^2 + Q_{i\grave{a}y\grave{e}}^2} = 62.778 & \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= S_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 76.526 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Подстанция А

$$\begin{aligned} \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 42.9 \text{ МВт} & \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= P_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 52.295 \text{ МВт} \\ \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 16.1 \text{ Мвар} & \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= Q_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 19.626 \text{ Мвар} \\ \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= \sqrt{P_{i\grave{a}y\grave{e}}^2 + Q_{i\grave{a}y\grave{e}}^2} = 45.822 & \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= S_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 55.856 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Подстанция Зеленый угол

$$\begin{aligned} \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 123.5 \text{ МВт} & \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= P_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 150.546 \text{ МВт} \\ \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 70.7 \text{ Мвар} & \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= Q_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 86.183 \text{ Мвар} \\ \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= \sqrt{P_{i\grave{a}y\grave{e}}^2 + Q_{i\grave{a}y\grave{e}}^2} = 142.305 & \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= S_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 173.469 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Подстанция 1Р

$$\begin{aligned} \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 19.3 \text{ МВт} & \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= P_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 23.527 \text{ МВт} \\ \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 5 \text{ Мвар} & \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= Q_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 6.095 \text{ Мвар} \\ \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= \sqrt{P_{i\grave{a}y\grave{e}}^2 + Q_{i\grave{a}y\grave{e}}^2} = 19.937 & \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= S_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 24.303 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Подстанция 2Р

$$\begin{aligned} \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 60.5 \text{ МВт} & \underline{P_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= P_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 73.749 \text{ МВт} \\ \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= 46.3 \text{ Мвар} & \underline{Q_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= Q_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 56.439 \text{ Мвар} \\ \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= \sqrt{P_{i\grave{a}y\grave{e}}^2 + Q_{i\grave{a}y\grave{e}}^2} = 76.184 & \underline{S_{i\grave{a}y\grave{e}}} &:= S_{i\grave{a}y\grave{e}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 92.867 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Продолжение Приложения А

Подстанция Мингородок

$$\underline{P_{\text{а}}^{\text{в}}} := 20.5 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{а}}^{\text{в}}} := 2.9 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{а}}^{\text{в}}} := \sqrt{P_{\text{а}}^{\text{в}2} + Q_{\text{а}}^{\text{в}2} = 20.704$$

$$\underline{P_{\text{н}}^{\text{в}}} := P_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 24.989 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{н}}^{\text{в}}} := Q_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 3.535 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{н}}^{\text{в}}} := S_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 25.238 \quad \text{МВА}$$

Подстанция Стройиндустрий

$$\underline{P_{\text{а}}^{\text{в}}} := 16.5 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{а}}^{\text{в}}} := 3.7 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{а}}^{\text{в}}} := \sqrt{P_{\text{а}}^{\text{в}2} + Q_{\text{а}}^{\text{в}2} = 16.91$$

$$\underline{P_{\text{н}}^{\text{в}}} := P_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 20.113 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{н}}^{\text{в}}} := Q_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 4.51 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{н}}^{\text{в}}} := S_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 20.613 \quad \text{МВА}$$

Подстанция Патрокл

$$\underline{P_{\text{а}}^{\text{в}}} := 133.8 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{а}}^{\text{в}}} := 30.8 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{а}}^{\text{в}}} := \sqrt{P_{\text{а}}^{\text{в}2} + Q_{\text{а}}^{\text{в}2} = 137.299$$

$$\underline{P_{\text{н}}^{\text{в}}} := P_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 163.101 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{н}}^{\text{в}}} := Q_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 37.545 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{н}}^{\text{в}}} := S_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 167.367 \quad \text{МВА}$$

Подстанция Русская

$$\underline{P_{\text{а}}^{\text{в}}} := 123 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{а}}^{\text{в}}} := 70.7 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{а}}^{\text{в}}} := \sqrt{P_{\text{а}}^{\text{в}2} + Q_{\text{а}}^{\text{в}2} = 141.871$$

$$\underline{P_{\text{н}}^{\text{в}}} := P_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 149.936 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{н}}^{\text{в}}} := Q_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 86.183 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{\text{н}}^{\text{в}}} := S_{\text{а}}^{\text{в}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 172.94 \quad \text{МВА}$$

Продолжение Приложения А

Подстанция Волна

$$\underline{P_{iàÿê}} := 74.7 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{iàÿê}} := 20.4 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{iàÿê}} := \sqrt{\underline{P_{iàÿê}}^2 + \underline{Q_{iàÿê}}^2} = 77.435$$

$$\underline{P_{iàÿê}} := \underline{P_{iàÿê}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 91.059 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{iàÿê}} := \underline{Q_{iàÿê}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 24.867 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{iàÿê}} := \underline{S_{iàÿê}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 94.393 \quad \text{МВА}$$

Подстанция Амурская

$$\underline{P_{iàÿê}} := 50.1 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{iàÿê}} := 46.6 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{S_{iàÿê}} := \sqrt{\underline{P_{iàÿê}}^2 + \underline{Q_{iàÿê}}^2} = 68.422$$

$$\underline{P_{iàÿê}} := \underline{P_{iàÿê}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 61.072 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{iàÿê}} := \underline{Q_{iàÿê}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 56.805 \quad \text{Мвар}$$

$$\underline{S_{iàÿê}} := \underline{S_{iàÿê}} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 83.406 \quad \text{МВА}$$

Продолжение Приложения А

Расчет капиталных вложений:

Коэффициент инфляции:

$$K_{\text{inf}} := 7.8$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{\text{tr}} := 7.1 \quad \text{млн.руб.}$$

$$K_{\text{tr}}^{\text{inf}} := 2 \cdot K_{\text{tr}} = 14.2 \quad \text{млн.руб.}$$

Капиталовложения в ОРУ:

$$K_{\text{oru}} := 11 \quad \text{млн.руб.}$$

Постоянные капиталовложения:

$$K_{\text{const}} := 7 \quad \text{млн.руб.}$$

Капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\text{ps}} := (K_{\text{tr}}^{\text{inf}} + K_{\text{oru}} + K_{\text{const}}) \cdot K_{\text{inf}} = 251.16 \quad \text{млн.руб.}$$

Капиталовложения на сооружение линий:

$$K_{\text{lines}} := 18 \quad \text{млн.руб.}$$

$$K_{\text{lines}}^{\text{inf}} := 1.4$$

1 Вариант

$$L1 := 12 \quad \text{км}$$

$$K_{\text{lines}}^{\text{inf}1} := K_{\text{lines}} \cdot K_{\text{inf}} \cdot K_{\text{lines}}^{\text{inf}} \cdot L1 = 2.359 \times 10^3 \quad \text{млн.руб.}$$

2 Вариант

$$L2 := 5.2 \quad \text{км}$$

$$K_{\text{lines}}^{\text{inf}2} := K_{\text{lines}} \cdot K_{\text{inf}} \cdot K_{\text{lines}}^{\text{inf}} \cdot L2 = 1.022 \times 10^3 \quad \text{млн.руб.}$$

Итоговые капиталовложения:

$$1 \text{ Вариант: } K_{\text{total}} := K_{\text{ps}} + K_{\text{lines}}^{\text{inf}1} = 2.61 \times 10^3 \quad \text{млн.руб.}$$

$$2 \text{ Вариант: } K_{\text{total}} := K_{\text{ps}} + K_{\text{lines}}^{\text{inf}2} = 1.273 \times 10^3 \quad \text{млн.руб.}$$