

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

«_____» _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ Филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением многоквартирных жилых домов в районе улицы Верхняя в городе Владивосток

Исполнитель

студент группы 842-об2

(подпись, дата)

Н.В. Барзова

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2022 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Барзовой Надежды Васильевны

1. Тема выпускной квалификационной работы Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ Филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением многоквартирных жилых домов в районе улицы Верхняя в городе Владивосток

(утверждена приказом от 15.03.2022 № 506 - Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 01.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема существующего участка сети, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Описание электрических сетей города Владивосток 3. Разработка вариантов развития электрической сети при подключении ПС Шошина. 4. Расчет токов короткого замыкания. 5. Проектирование ПС Шошина. 6. Молниезащита и заземление. 7. Релейная защита и автоматика. 8. Управление установившимся режимами электрической сети. 9. Инвестиционная привлекательность варианта развития электрической сети 10. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): выпускная квалификационная работа содержит 15555 с., 20 рисунков, 43 таблицы, 137 формул, 2 приложения, 33 источника, 8 листов графической части.

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

7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Николаевна, профессор, доктор техн. наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 155 с., 20 рисунков, 43 таблиц, 137 формул, 33 источника, 2 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЭКОНОМИКА, ТАРИФ.

В данной работе проведен анализ состояния и режимов электрических сетей, разработаны варианты включения проектируемой подстанции в электрическую сеть, произведен расчет токов короткого замыкания, осуществлено проектирование подстанции, осуществлен выбор релейной защиты и автоматики, произведен анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети, рассчитана инвестиционная привлекательность проекта, решены вопросы безопасности и экологичности проекта.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении строящейся подстанции, отвечающей современным требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности.

Проект был разработан в операционной системе Windows 10 с использованием программ: Microsoft Office Word 2019 г., Microsoft Office Visio 2019 г., Microsoft Office Excel 2019 г., Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика климатических условий и территориальные особенности Приморского края	10
2 Описание электрических сетей города Владивосток	12
2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы	12
2.2 Расчёт и анализ существующих режимов электроэнергетической сети	17
3 Разработка вариантов развития электрической сети при подключении подстанции шошина	28
3.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Приморского края	28
3.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок ПС 110 кв Шошина	29
3.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Шошина	30
3.4 Выбор номинального напряжения	33
3.5 Компенсация реактивной мощности	34
3.6 Выбор сечений линий электропередачи	36
3.7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при развитии сети	40
4 Расчет токов короткого замыкания	43
5 Проектирование подстанции шошина	49
5.1 Общие сведения	49
5.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения	49
5.3 Выбор и проверка выключателей	51
5.4 Выбор и проверка разъединителей	61
5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	64
5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	76
5.7 Выбор и проверка сечения проводников и шинных мостов	82
5.8 Выбор системы собственных нужд	86
5.9 Выбор системы оперативного постоянного тока подстанции	89

5.10 Выбор и проверка ОПН	94
6 Молниезащита и заземление	102
6.1 Заземление подстанции	102
6.2 Молниезащита ПС	109
7 Релейная защита и автоматика	110
7.1 Основные технические решения по РЗА ПС 110 кВ Шошина	110
7.2 Защита и автоматика силовых трансформаторов	111
7.3 Защита и автоматика ячеек ЗРУ 10 кВ	113
7.4 Сигнализация	115
7.5 Анализ возможности реализаций функций РЗА на разных производителях	116
7.6 Расчет релейной защиты трансформатора	117
8 Расчет и анализ установившихся режимов выбранного варианта сети	124
8.1 Подготовка исходных данных для расчета	124
8.2 Анализ установившихся режимов электроэнергетической сети оптимального варианта	124
8.3 Анализ послеаварийного режима зимнего максимума существующей сети	127
9 Инвестиционная привлекательность варианта развития электрической сети	131
9.1 Капитальные затраты на сооружение ПС	131
9.2 Расчет амортизационных отчислений	132
9.3 Расчет эксплуатационных затрат	133
9.4 Оценка экономической эффективности проекта	134
10 Безопасность и экологичность принятого варианта электрической сети	137
10.1 Безопасность	137
10.2 Экологичность	139
10.3 Чрезвычайные ситуации	147
Заключение	151
Библиографический список	152

Приложение А	156
Приложение Б	159
Приложение Б	164

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокая сторона;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ИП – источник питания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкая сторона;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под напряжением;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЭДС – электродвижущая сила;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Среди основных проблем функционирования электроэнергетических систем современной электроэнергетики выделяют: малую пропускную способность линий электропередачи; слабую управляемость электрических сетей, снижение уровня надежности электроснабжения, неоптимальное распределение потоков мощности в сетях разных классов номинального напряжения. Из этого перечня стоит выделить проблему ограничения пропускной способности распределительных электрических сетей, доля которых в ОЭС Востока составляет большую часть от всех сетей. С технической стороны повышение пропускной способности линий электропередачи распределительных сетей с обеспечением требуемого уровня надежности, качества и экологичности электроснабжения затруднено в связи с значительной долей физически и морально устаревшего электрооборудования. Со стороны экономики вопросы снижения капиталовложений на строительство и модернизацию электроэнергетических объектов, уменьшения потерь электроэнергии и эксплуатационных затрат также влияют на решение проблемы по пропускной способности линий. Сложность данных проблем возрастает с дальнейшим развитием энергосистем, напрямую связанным с ростом потребления электроэнергии.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант развития электрической сети напряжением 110 кВ в связи с подключением многоквартирных жилых домов в районе улицы Верхняя в городе Владивосток.

Целью работы является разработка варианта развития электрической сети, обеспечивающий надежное и качественное электроснабжение потребителей, отвечающее требованиям экономической эффективности.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) анализ характеристики рассматриваемого района электрической сети;
- 2) разработка и проработка вариантов развития электрической сети;
- 3) расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети;

4) техническая проработка выбранного варианта развития рассматриваемой электрической сети;

5) анализ выбранного варианта развития электрической сети в области инвестиционной привлекательности и безопасности эксплуатации.

Выпускная квалификационная работа выполнена с использованием следующих программных средств: Windows 10, Microsoft Office 2019, MathType 15, MathCad 15.0, ПВК RastrWin3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. Приморский край на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей, а на юге и востоке омывается Японским морем. В состав края входят многочисленные острова: Русский, Рикорда, Путятин, Аскольд, Попова и другие.

Основные крупно физико-географические подразделения Приморского края – Сихотэ-Алинский и Восточно-Маньчжурская горные области, а также разделяющая их Западно-Приморская равнина.

Во внутренней части Западно-Приморской равнинной области, общая площадь которой – 20% площади края, находится озеро Ханка. Вокруг него располагается одноименная низменность – заболоченные равнинные пространства, разделенные широкими речными долинами. На северном и южном продолжении Ханкайской низменности выделяются Нижне-Бикинская и Раздольненская равнины, образованные долинами крупных рек: Уссури, Бикин, Алчан, Раздольная.

Крайней северной точкой края является исток речки Дагды, крайней южной устье реки Тумыньцзян, крайней восточной – берег Японского моря у мыса Туманного, крайней западной – исток реки Черухе в Хасанском районе. Расстояние между крайними северной и южной точками, расположенными на границе края, равно 900 км. Наибольшая протяженность края с запада на восток по широте составляет 430 км.

Таблица 1 – Климатические характеристики Приморского края

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по пляске проводов	умеренный
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, оС	-48,8
Среднегодовая температура воздуха, оС	7

1	2
Высшая температура воздуха, °С	41
Число грозных часов в год	20-40
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3-5
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность, %	75
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	II



Рисунок 1 – Карта Приморского края

2 ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ГОРОДА ВЛАДИВОСТОК

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ. [26]

Системообразующая сеть Приморского края сформирована на напряжении 500-220 кВ, в то время как распределительная – на напряжении 110-35 кВ.

Объекты электросетевого хозяйства, а именно электрические сети напряжением 500-220 кВ, которые расположены на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и находятся в обслуживании филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Приморское предприятие магистральных электрических сетей».

Распределительные электрические сети 35-110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются Филиалом АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети».

2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы

Структурный анализ района существующей электроэнергетической сети состоит из характеристики источников питания и потребителей электроэнергии с перспективой роста электропотребителей, а также из структурного анализа электрических сетей.

Для дальнейшего анализа ЭЭС рассматриваемого района необходимо составить эквивалент. Данный процесс является ответственной задачей, так как неверно выбранный эквивалент может привести к серьёзным ошибкам при разработке вариантов развития рассматриваемой части системы. Граф эквивалента ЭЭС рассматриваемого района представлен на рисунке 2.

Однолинейная схема эквивалента рассматриваемой сети представлен на листе 1.

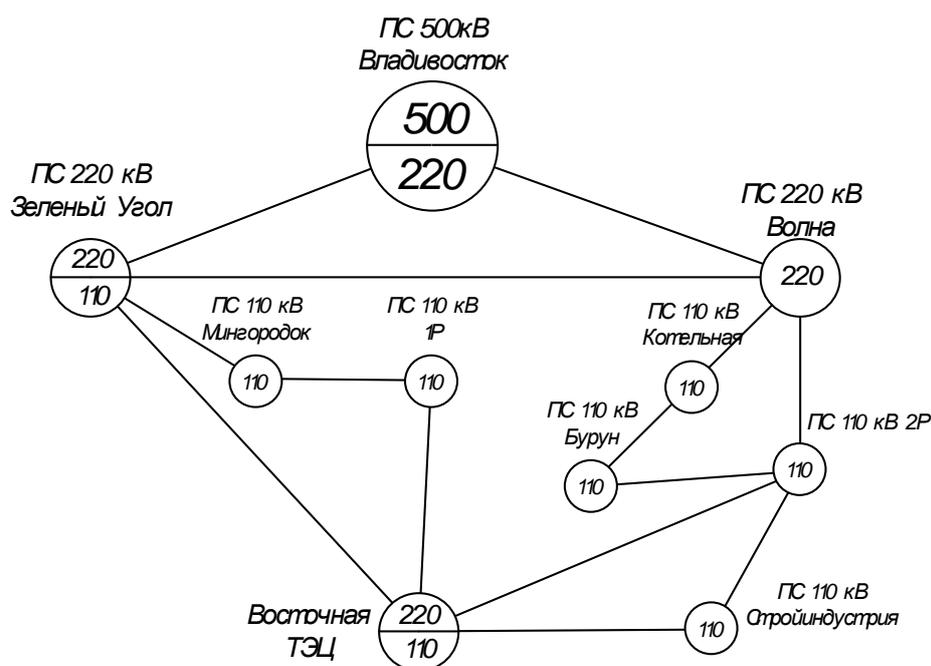


Рисунок 2 – Граф эквивалента ЭЭС района проектирования

2.1.1 Характеристика источников питания

Ближайшим источником питания рассматриваемого района является Восточная теплоцентраль.

Восточная ТЭЦ – тепловая электростанция, являющаяся объектов электро-сетевого хозяйства Восточная ТЭЦ – Филиала АО «ДГК», расположенная в г. Владивостоке Приморского края.

Выдача энергии рассматриваемой ТЭЦ осуществляется за счёт трёх газотурбинных установок LM 6000 PF Sprint суммарной мощностью 139,5 МВт. В качестве основного топлива используется природный газ сахалинских месторождений, аварийное топливо – мазут марки М100.

Выдача электроэнергии в энергосистему производится через КРУЭ 110 кВ.

Комплектное распределительное устройство напряжением 110 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин», состоящая из 4 трансформаторных, 4 линейных и 1 обходной ячеек. Данное РУ применяется при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на

время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин. [25]

Преобразование электроэнергии производится тремя двухобмоточными трансформаторами ТД 63000/110/10 кВ.

Электрическая схема Восточной ТЭЦ представлена на рисунке 3.

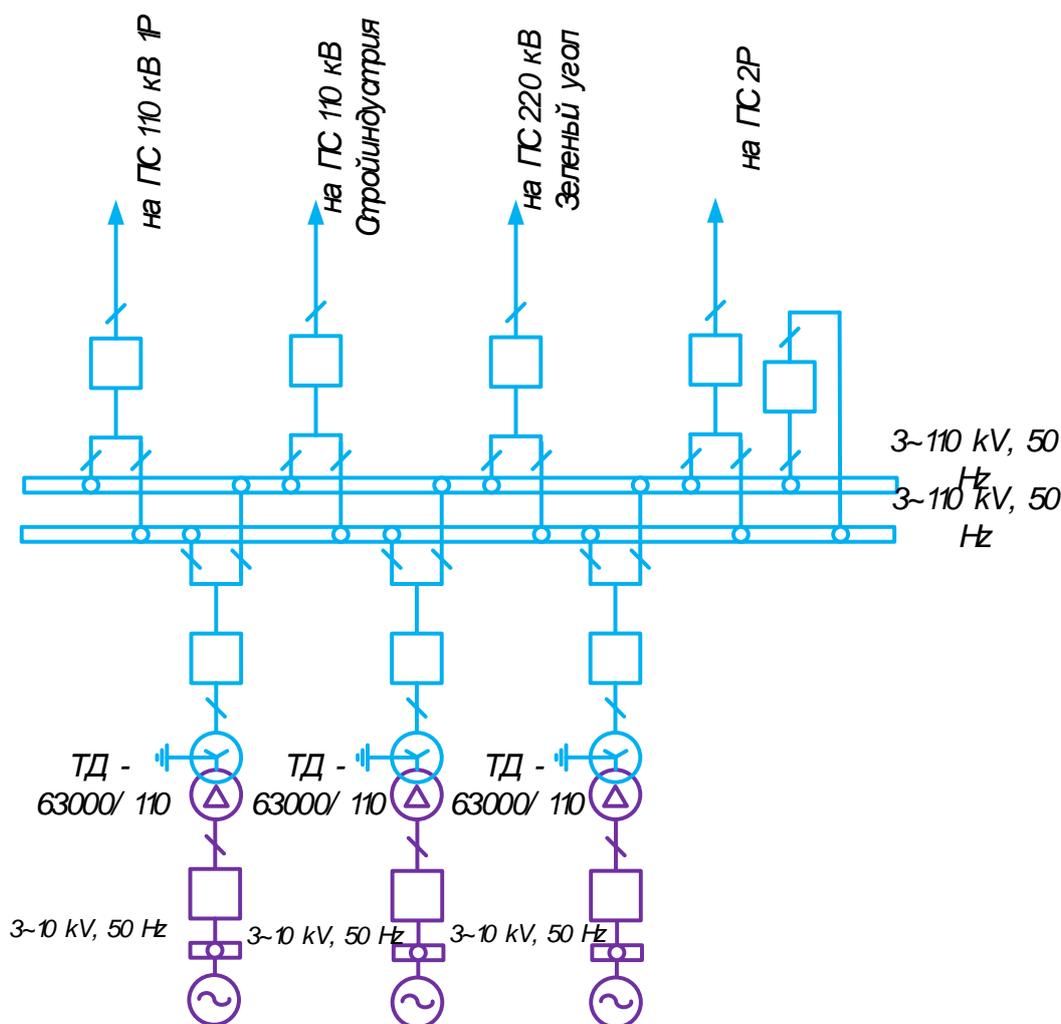


Рисунок 3 – Электрическая схема Восточной ТЭЦ

2.1.2 Характеристика подстанций

Электрические подстанции, входящие в эквивалент ЭЭС рассматриваемого района, систематизируют по признакам, таким, как: количество, мощность и тип трансформаторов на подстанции, количество и тип схемы каждого РУ подстанции, способ присоединения подстанции к сети.

В данном эквиваленте были рассмотрены 7 подстанций, общая установленная мощность которых составляет 1009 МВА. Количество подстанций 500 кВ – 1, 220 кВ – 2, 110 кВ – 3. В основном все подстанции по числу трансформаторов являются двухтрансформаторными, что говорит о повышенной надежности снабжения потребителей электрической энергией. Большинство распределительных устройств на высокой стороне подстанций выполнены по схемам 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». По типу присоединения большинство подстанций узловые, что характеризует сильную связь в рассматриваемом эквиваленте. Подробная информация по подстанциям представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика подстанций

Название ПС	№ СТ	Марка СТ	Мощность СТ	Схема РУ		Способ присоединения к электрической сети
ПС 500 кВ Владивосток	1	АОТДЦТН	3*167000	500	6Н	Узловая
				220	9Н	
ПС 220 кВ Зеленый Угол	1	АТДЦТН	63000	220	9	Узловая
	2	АТДЦТН	63000	110	9	
ПС 220 кВ Волна	1	АТДЦТН	125000	220	7	Узловая
	2	АТДЦТН	125000	110	12	
ПС 110 кВ Мингородок	1	ТРДН	25000	110	5АН	Проходная
	2	ТРДН	25000			
ПС 110 кВ 1Р	1	ТДН	16000	110	5АН	Проходная
	2	ТДН	16000			
ПС 110 кВ Котельная	1	ТДТН	10000	110	1	Ответвительная
ПС 110 кВ Бурун	1	ТДТН	40000	110	5Н	Проходная
	2	ТДТН	40000			
ПС 110 кВ 2Р	1	ТРДН	40000	110	9	Узловая
	2	ТРДН	40000			
ПС 110 кВ Стройиндустрия	1	ТРДН	25000	110	5АН	Проходная
	2	ТДН	16000			

2.1.3 Характеристика электрических сетей

Распределительные электрические сети Приморского края напряжением 35-110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК», а обслуживание производится филиалом «Приморские электрические сети».

В общем по Приморскому краю электросетевое хозяйство характеризуется достаточной протяженностью (суммарная длина 35-110 кВ – 6587 км.), удовлетворительным техническим состоянием и неэффективными конструктивными исполнениями (нетиповые схемы РУ, участки ВЛ с разными проводниками).

Общая протяженность ВЛ рассматриваемой ЭЭС составляет 144,6 км. Самой длинной линией является ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол, протяженность 64,72 км. Преобладают сталеалюминовые проводники сечением 300 мм², но также имеются и кабель марки АПвПу2г. Некоторые участки ВЛ состоят из проводников разных марок сечений, что приводит к высоким потерям электроэнергии и низкой надёжности её передачи.

В районе развития ЭЭС конфигурация сетей 220 кВ – магистральная одноцепная, 110 кВ – сложноразветвленная. Сложноразветвленная распределительная сеть более надежная, но сложна в управлении.

Характеристика ЛЭП представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика ЛЭП

Начало линии	Конец линии	Напряжение, кВ	Тип	Марка	Сечение	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7
Владивосток	Зеленый Угол	220	ВЛ	АСО	300	64,72
Владивосток	Волна	220	ВЛ	АСО	300	52,07
Зеленый Угол	Волна	220	ВЛ	АСк	300	11,69
Зеленый Угол	Мингородок	110	ВЛ	АСКП/АС	300/240	1,33/0,87
Мингородок	1Р	110	ВЛ	АС/АС	300/120	1,16
1Р	Восточная ТЭЦ	110	КЛ	АПвПу2Г	1*800	1,98
Зеленый Угол	Восточная ТЭЦ	110	КВЛ	АСО/АПвПу2г-НГ	300/1*800	2,977/0,757

1	2	3	4	5	6	7
Восточная ТЭЦ	2Р	110	ВЛ	АПвПу2г	1*800	4,74
Волна	2Р	110	ВЛ	АСО	300	2,3
Волна	от. на Котельная/г	110	ВЛ	АС	240	1,13
от. на Котельная/г	Котельная/г	110	ВЛ	АС	120	0,09
от. на Котельная/г	Бурун	110	ВЛ	АСО	300	3,31
Бурун	2Р	110	ВЛ	АС	120	1,98
2Р	Стройиндустрия	110	ВЛ	АС	240	3,57
Восточная ТЭЦ	Стройиндустрия	110	КЛ	АПвПнг	1*800	0,685

2.2 Расчёт и анализ существующих режимов электроэнергетической сети

Анализ существующих режимов позволяет выявить режимные проблемы, определение необходимости и возможности оптимизации режима.

Процесс расчета электрического режима сети состоит из составления математической модели электрической сети рассматриваемого района и решения нелинейного уравнения. При расчете режима сети, состоящей из множества элементов, пользуются программно-вычислительными комплексами. В данной работе будет использован ПВК RastrWin 3.

Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для расчета, анализа и оптимизации установившихся режимов электрических сетей и систем. Производителем является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Основной пользователь данного комплекса является Системный Оператор Единой Энергетической Системы и его филиалы, а также Федеральная Сетевая Компания, распределительные сетевые компании, например, АО «ДРСК», проектные и научно-исследовательские институты. К особенностям RastrWin 3 можно отнести: интерфейс табличного вида, в котором отображены данные рас-

четной схемы, структурированные по типу (узлы, ветви, генераторы и т.д.); представление результатов расчета в виде однолинейной графической схемы; использовать встроенный макроязык, позволяющий автоматизировать часто встречающиеся операции; встроенная база данных элементов сети исходного и расчетного характера с возможностью дополнения данных пользователем.

Расчетная модель представляет с собой узлы, соединённые между собой ветвями. Ветви по типу делятся на ЛЭП, трансформаторы и выключатели. Узлы делятся по типу на базу, нагрузку, генератор. Линии электропередачи задаются П-образной схемой замещения, трансформаторы Г-образной схемой замещения. Узлы задаются классом номинального напряжения, активной и реактивной мощностями нагрузки, активными и реактивными мощностями генерации, заданным напряжением.

2.2.1 Прогнозирование нагрузок

Для расчета и анализа существующего установившегося режима электрической сети рассматриваемого района необходимо использовать максимальные нагрузки существующих подстанций. С помощью заданных коэффициентов ГЭН из максимальных нагрузок можно определить оставшиеся вероятностные характеристики (средняя и эффективная нагрузка). Полученные результаты необходимо спрогнозировать на пятилетний срок, пользуясь формулой сложных процентов. Для минимальных нагрузок (летний режим) прогнозируемые значения определяются при помощи коэффициента летнего снижения нагрузки. Реактивная мощность прогнозируемой нагрузки определяется при помощи значений активной прогнозируемой мощности и заданного коэффициента реактивной мощности.

В качестве исходных данных нагрузок существующих подстанций используется результаты контрольных замеров, представленных в Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края.

Средняя активная мощность определяются по формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum P_i t_i, \quad (1)$$

Среднеквадратичная активная мощность определяются по формулам:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum P_i^2 t_i}, \quad (2)$$

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_i^{прогн} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (3)$$

где $P_i^{баз}$ – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выполнения прогноза.

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки составляет 8,7 %, согласно [26]. Срок выполнения прогноза равен 5 годам.

Вероятностные характеристики представлены в таблице 4, результаты прогнозирования представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики

ПС	Зимний период						Летний период					
	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Владивосток 220 кВ	74,25	83,41	89,1	29,70	33,36	35,64	63,11	70,90	75,74	25,25	28,36	30,29
Зеленый Угол 220 кВ	0,58	0,66	0,70	0,23	0,26	0,28	0,50	0,56	0,60	0,20	0,22	0,24
Зеленый Угол 110 кВ	6,83	7,68	8,2	2,73	3,07	3,28	5,81	6,52	6,97	2,32	2,61	2,79
Зеленый Угол 10 кВ	1,08	1,22	1,3	0,43	0,49	0,52	0,92	1,03	1,11	0,37	0,41	0,44

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Волна 110 кВ	56,58	63,56	67,9	22,63	25,43	27,16	48,10	54,03	57,72	19,24	21,61	23,09
Волна 6 кВ	24,75	27,80	29,7	9,90	11,12	11,88	21,04	23,63	25,25	8,42	9,45	10,10
Котельная 110 кВ	3,75	4,21	4,5	1,50	1,69	1,80	3,19	3,58	3,83	1,28	1,43	1,53
Бурун 110 кВ	37,67	42,31	45,2	15,07	16,93	18,08	32,02	35,97	38,42	12,81	14,39	15,37
2Р 110 кВ	46,92	52,70	56,3	18,77	21,08	22,52	39,88	44,80	47,86	15,95	17,92	19,14
Стройиндустрия 110 кВ	11,75	13,20	14,1	4,70	5,28	5,64	9,99	11,22	11,99	4,00	4,49	4,79
110 кВ Мингородок	17,83	20,03	21,4	7,13	8,01	8,56	15,16	17,03	18,19	6,06	6,81	7,28
110 кВ 1Р	16,92	19,00	20,3	6,77	7,60	8,12	14,38	16,15	17,26	5,75	6,46	6,90

Таблица 5 – Спрогнозированные вероятностные характеристики

Зимний период						
Название ПС	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Владивосток 220 кВ	112,68	126,58	135,22	45,07	50,63	54,09
Зеленый Угол 220 кВ	0,89	0,99	1,06	0,35	0,40	0,42
Зеленый Угол 110 кВ	10,37	11,65	12,44	4,15	4,66	4,98
Зеленый Угол 10 кВ	1,64	1,85	1,97	0,66	0,74	0,79
Волна 110 кВ	85,87	96,46	103,04	34,35	38,58	41,22
Волна 6 кВ	37,56	42,19	45,07	15,02	16,88	18,03
Котельная 110 кВ	5,69	6,39	6,83	2,28	2,56	2,73
Бурун 110 кВ	57,16	64,21	68,59	22,86	25,68	27,44
2Р 110 кВ	71,20	79,98	85,44	28,48	31,99	34,18
Стройиндустрия 110 кВ	17,83	20,03	21,40	7,13	8,01	8,56
110 кВ Мингородок	27,06	30,40	32,48	10,83	12,16	12,99
110 кВ 1Р	25,67	28,84	30,81	10,27	11,54	12,32
Летний период						
Название ПС	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Владивосток 220 кВ	95,78	107,59	114,93	38,31	43,04	45,97
Зеленый Угол 220 кВ	0,75	0,85	0,90	0,30	0,34	0,36
Зеленый Угол 110 кВ	8,81	9,90	10,58	3,53	3,96	4,23
Зеленый Угол 10 кВ	1,40	1,57	1,68	0,56	0,63	0,67

1	2	3	4	5	6	7
Волна 110 кВ	72,99	81,99	87,59	29,20	32,80	35,03
Волна 6 кВ	31,93	35,86	38,31	12,77	14,35	15,32
Котельная 110 кВ	4,84	5,43	5,80	1,93	2,17	2,32
Бурун 110 кВ	48,59	54,58	58,30	19,43	21,83	23,32
2Р 110 кВ	60,52	67,98	72,62	24,21	27,19	29,05
Стройиндустрия 110 кВ	15,16	17,03	18,19	6,06	6,81	7,28
110 кВ Мингородок	23,00	25,84	27,60	9,20	10,34	11,04
110 кВ 1Р	21,82	24,51	26,19	8,73	9,81	10,47

2.2.2 Анализ нормального режима зимнего максимума существующей сети

Анализ установившегося режима состоит из:

- анализ уровня напряжений в узлах;
- анализ пропускной способности ВЛ;
- анализ потерь электроэнергии.

Установившимся режимом считается нормальным, когда включены все элементы сети.

Результаты расчета нормального режима зимнего максимума существующей сети представлены в таблицах 6-7, схема потокораспределения показана в рисунке 4.

Математическая модель электрической сети представлена в Приложении А.

Таблица 6 – Напряжения узлов нормальном режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Напряжение контрольных замеров, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение, %
ПС 500 кВ Владивосток	500,67	500,00	0,134
ПС 220 Зеленый Угол	225,4	221,41	1,80
ПС 220 кВ Волна	225,4	220,74	2,11
ПС 110 кВ Мингородок	118,91	113,63	4,64
ПС 110 кВ 1Р	118,85	113,60	4,62
ПС 110 кВ Котельная	119	113,42	4,9
ПС 110 кВ Бурун	118,79	113,27	4,61
ПС 110 кВ 2Р	118,81	113,44	4,62
ПС 110 кВ Стройиндустрия	118,86	113,59	4,63

Таблица 7 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	Нагрузочная плотность тока, А/мм ²	Экономические токовые интервалы, А	Отклонение %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол	АСО-300	217	0,72	530	40,94
ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна	АСО-300	281	0,94	530	53,02
ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Волна	АСк-300	82	0,27	530	15,47
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – Мингородок	АСКП-300	164	0,55	510	32,16
ВЛ 110 кВ Мингородок – 1Р	АС-300	53	0,18	510	10,39
КЛ 110 кВ 1Р – Восточная ТЭЦ	АПвПу2Г- 1*800	56	0,07	540	10,37
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – Восточная ТЭЦ	АСО-300	125	0,42	510	24,51
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р	АПвПу2Г- 1*800	331	0,41	540	61,30
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	АСО-300	26	0,09	510	5,10
ВЛ 110 кВ Волна – от. к Котельная	АС-240	117	0,49	380	30,79
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Котельная	АС-120	25	0,21	195	12,82
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Бурун	АСО-300	93	0,31	510	18,24
ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р	АС-120	156	1,30	195	80,00
ВЛ 110 кВ 2Р – Стройиндустрия	АС-240	113	0,47	380	29,74
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия	АПвПнГ- 1*800	186	0,23	540	34,44

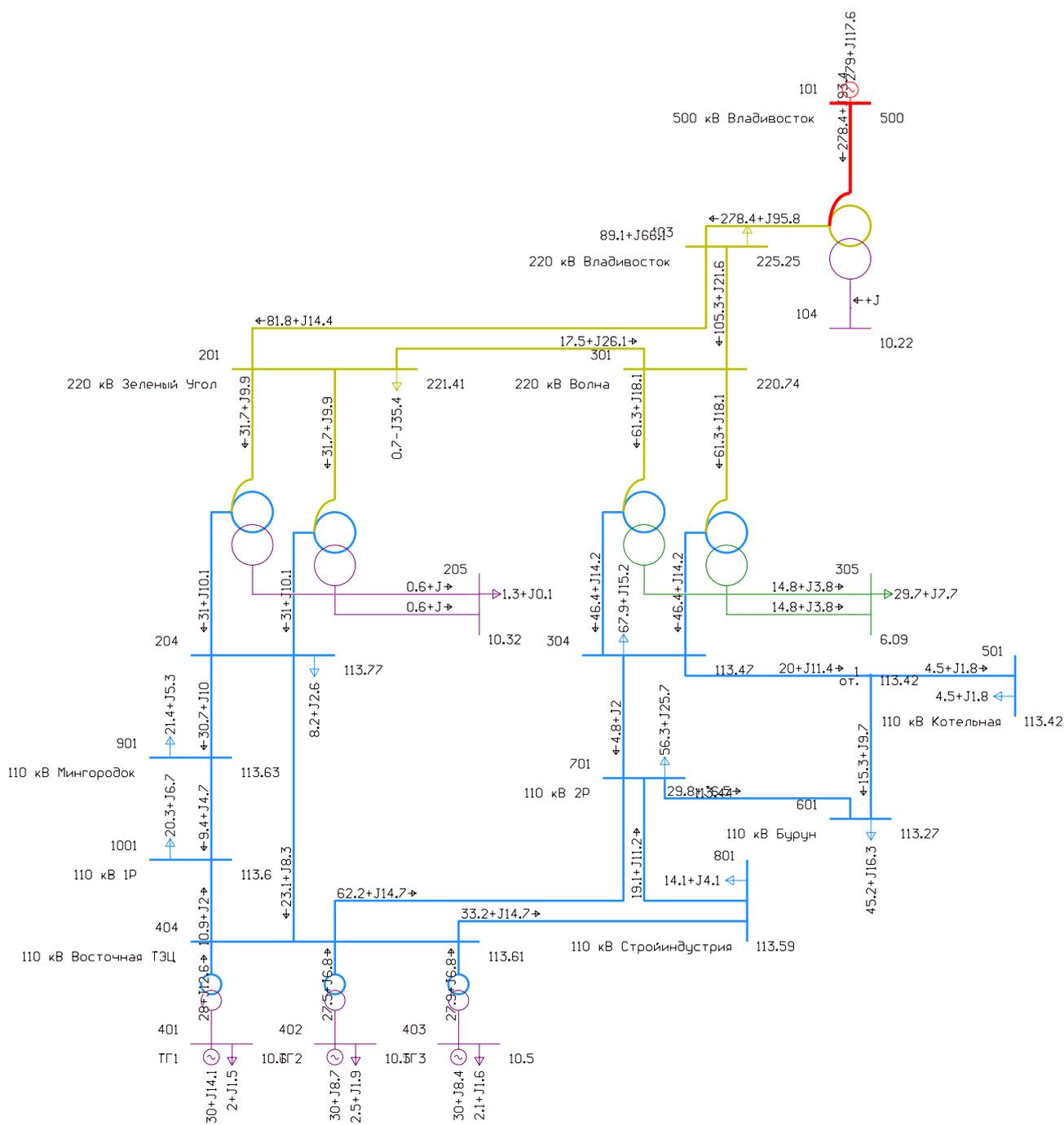


Рисунок 4 – Схема потокораспределения в нормальном режиме зимнего максимума

В соответствии с ГОСТ-32144–2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в точках передачи электроэнергии отклонения как положительные, так и отрицательные, не должны превышать 10 % от номинального или согласованного значения напряжения в течении 100 % времени интервала в одну неделю. Также согласно рекомендации

ПУЭ [8], в режиме максимальных нагрузок уровень напряжения на шинах низкого напряжения подстанций должно быть не ниже 1,05-1,1 от номинального значения, в режиме минимальных нагрузок не ниже номинального значения, в послеаварийном режиме не ниже 0,9 от номинального значения напряжения. В рассматриваемом нормальном режиме уровни напряжений соответствуют требованиям. При сравнении расчётного напряжения и напряжения контрольных замеров видно, что эквивалент соответствует реальному режиму сети.

В результате расчета нормального установившегося режима при максимуме нагрузки видно, что в сети отсутствуют перегруженные элементы. Самым загруженным элементом является ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р. Значение протекающего по проводнику маркой и сечением АС-120 равняется 156 А, что составляет 80 % от значения экономического токового интервала. Судя по нагрузочной плотности тока сеть загружена неэффективно.

Величина потерь активной мощности является показателем эффективности работы ЭЭС. Данное значения относительно общей нагрузки рассматриваемой ЭЭС не должно превышать максимального допустимого – 10 %, рекомендовано значение – 4 %. В нормальном режиме потери активной мощности составляют 3,79 МВт, это 1,04 % от общей нагрузки сети.

2.2.3 Анализ послеаварийного режима зимнего максимума существующей сети

Расчёт послеаварийных режимов выполняются для проверки соответствий рассматриваемой сети требований надежности электроснабжения. Для сети региональной энергосистемы или участка сети – отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок. [24]

В рамках послеаварийного режима рассмотрим наиболее загруженный участком сети: ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р. Результаты расчёта послеаварийного режима зимнего максимума представлены в таблицах 8-9. Схема потокораспределения показана на рисунке 5.

Таблица 8 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Напряжение контрольных замеров, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение, %
ПС 500 кВ Владивосток	501,13	500	0,23
ПС 220 Зеленый Угол	227,59	221,35	2,82
ПС 220 кВ Волна	225,64	220,67	2,25
ПС 110 кВ Мингородок	119,05	113,64	4,76
ПС 110 кВ 1Р	119,01	113,62	4,74
ПС 110 кВ Котельная	119,16	113,3	5,17
ПС 110 кВ Бурун	118,96	112,98	5,29
ПС 110 кВ 2Р	118,99	113,46	4,87
ПС 110 кВ Стройиндустрия	119,03	113,61	4,77

Таблица 9 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	Нагрузочная плотность тока, А/мм ²	Экономические токовые интервалы, А	Отклонение, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол	АСО-300	217	0,72	530	40,94
ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна	АСО-300	282	0,94	530	53,21
ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Волна	АСк-300	85	0,28	530	16,04
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – Мингородок	АСКП-300	162	0,54	510	31,76
ВЛ 110 кВ Мингородок – 1Р	АС-300	51	0,17	510	10,00
КЛ 110 кВ 1Р – Восточная ТЭЦ	АПвПу2Г-1*800	59	0,07	540	10,93
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – Восточная ТЭЦ	АСО-300	121	0,40	510	23,73
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р	АПвПу2Г-1*800	326	0,41	540	60,37
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	АСО-300	124	0,41	510	24,31
ВЛ 110 кВ Волна – от. к Котельная	АС-240	270	1,13	380	71,05

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Котельная	АС-120	25	0,21	195	12,82
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Бурун	АСО-300	245	0,82	510	48,04
ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р	АС-120	0	0,00	195	0,00
ВЛ 110 кВ 2Р – Стройиндустрия	АС-240	112	0,47	380	29,47
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия	АПвПнГ-1*800	184	0,23	540	34,07

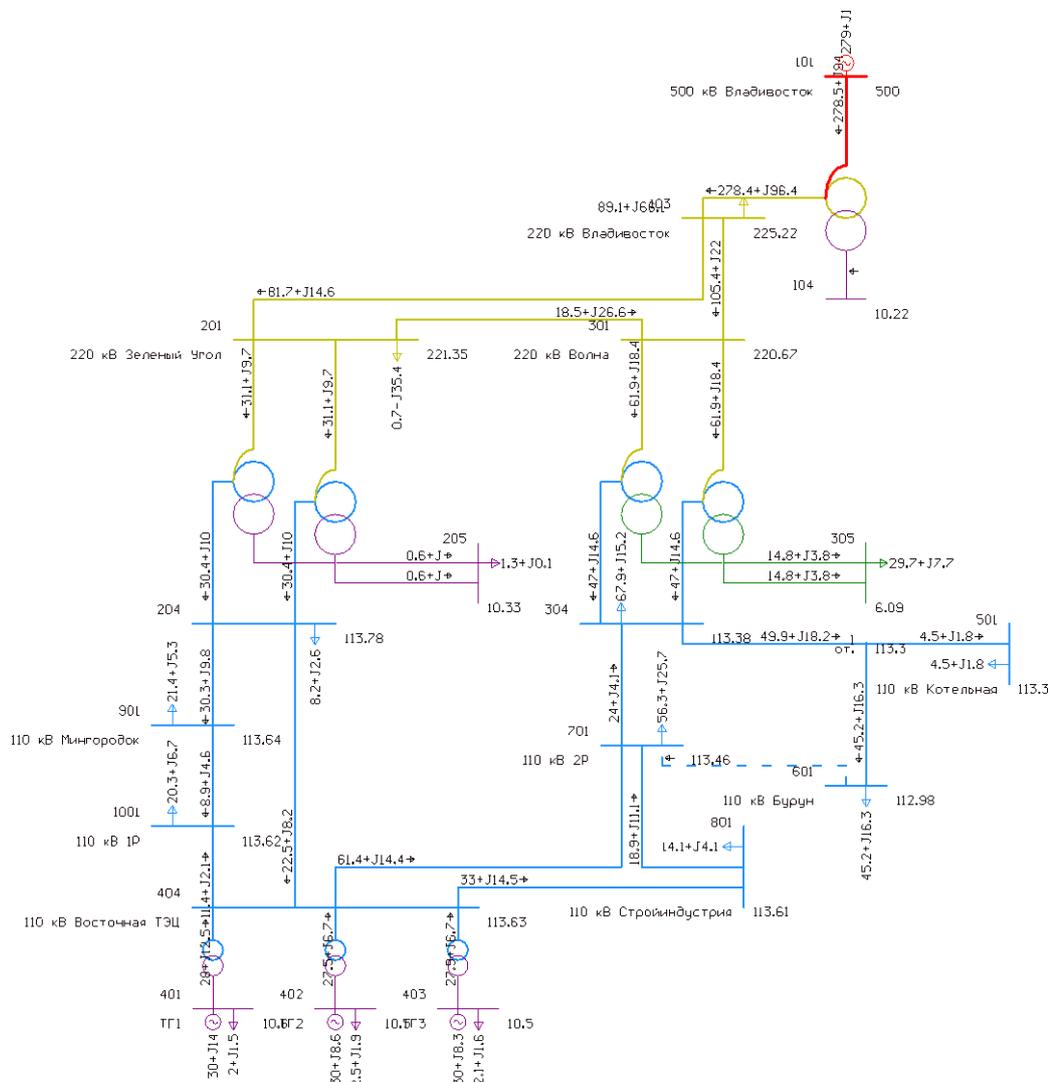


Рисунок 5 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме зимнего максимума

После отключения ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах.

Самой загруженной линией в послеаварийном режиме является ВЛ 110 кВ Волна – от. к Котельной. Значение максимального тока, протекающего по проводнику маркой и сечением АС-240, составляет 270 А, 71% от экономического токового интервала. По показателям нагрузочной плотности тока сеть загружена неэффективно.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПОДСТАНЦИИ ШОШИНА

3.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Приморского края

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей экономики Приморского края, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности промышленных предприятий, народного хозяйства и населения края.

Для генерирующих мощностей ЭС Приморского края выделяется следующая основная проблема, а именно: недостаток маневренной мощности. В ОЭС Востока наблюдается избыточный баланс, но также присутствует недостаток генерирующих мощностей на юге края, что приводит к проблемам энергоснабжения отдельных районов Приморского края, в результате электросетевые объекты распределительного комплекса испытывают сильную перегруженность.

За последние годы в электроэнергетике Приморья наблюдаются положительные тенденции к глобальным преобразованиям: началось строительство новых объектов генерации и электросетевых объектов, реконструируются и модернизируются имеющиеся объекты, регион переходит на более экономичные и экологичные виды топлива.

Цели развития энергетики Приморского края:

- надежное обеспечение энергоресурсами экономики и населения Приморского края;
- формирование энергетической инфраструктуры, позволяющей встроиться в перспективные энергетические потоки стран АТР;
- увеличение эффективности применения топливно-энергетических ресурсов Приморского края для создания развивающейся экономической системы Приморья.

Задачи развития энергетики Приморского края:

1. Ликвидация дефицита электрической мощности в южной зоне экономической плотности;
2. Проведение модернизации электросетевого хозяйства;
3. Перевод мазутных котельных и дизельных электростанция на газовое и местное (угольное) топливо.
4. Замена выбывающих мощностей Артемовской ТЭЦ, Владивостокской ТЭЦ-2, Партизанской ГРЭС.

3.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок ПС 110 кВ Шошина

Различные факторы влияют на параметры состояния электрической сети непрерывно изменяя их, например, отключение и включение электроприемников или изменение режима их работы, вызывает изменение величин нагрузки. Чаще всего наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях. Изменение этого состояния оказывается более определенным и менее резким по мере увеличения ступени напряжения, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Электрические нагрузки снимаются два раза в год во время контрольных замеров – зимой и летом.

Задача данного раздела заключается в прогнозировании электрических нагрузок и определения вероятностных характеристик ПС 110 кВ Шошина.

Прогноз нагрузки:

$$P_{ср}^{прогн.} = 9,95 \cdot (1 + 0,087)^5 = 15,10 \text{ МВт},$$

$$Q_{ср}^{прогн.} = 3,98 \cdot (1 + 0,087)^5 = 6,04 \text{ Мвар},$$

$$P_{эф}^{прогн.} = 11,49 \cdot (1 + 0,038)^5 = 17,43 \text{ МВт},$$

$$Q_{эф}^{прогн.} = 4,59 \cdot (1 + 0,087)^5 = 6,96 \text{ Мвар},$$

$$P_{max}^{прогн.} = 19,9 \cdot (1 + 0,087)^5 = 30,20 \text{ МВт},$$

$$Q_{max}^{прогн.} = 7,96 \cdot (1 + 0,038)^5 = 12,08 \text{ Мвар}.$$

Нахождение вероятностных характеристик и прогнозирования нагрузок для летнего периода проводится аналогично.

Результаты расчёта представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вероятностные характеристики							
ПС 110 кВ Шошина	Зима	9,95	11,49	19,9	3,98	4,59	7,96
	Лето	8,46	9,77	16,91	3,38	3,90	6,77
Прогнозируемые вероятностные характеристики							
ПС 110 кВ Шошина	Зима	15,1	17,44	30,2	6,04	6,96	12,08
	Лето	12,83	14,82	25,67	5,13	5,92	10,27

3.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Шошина

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей с минимальными затратами.

В дипломном проекте рассматривается развитие электрических сетей Приморского края, что включает в себя подключение ПС 110 кВ Шошина. Для этого необходимо разработать четыре варианта конфигурации электрической сети с учетом следующих принципов:

1) в замкнутых сетях должен быть один класс номинального напряжения. Кольцевые сети более надежные и удобные в обслуживании, но имеют повышенный уровень потерь. Разомкнутый вариант сетей более прост в исполнении и имеет меньший уровень потерь, но менее надежен.

2) повышение надежности питания ПС 110 кВ Шошина, которая предназначена для электроснабжения потребителя второй категории. Вторая категория электроснабжения предусматривает питание потребителей от двух независимых источников. При выборе РУ ПС необходимо учитывать число подходящих линий к ПС и класс номинального напряжения. Для этого необходимо выбрать более упрощенные схемы ПС, с наименьшим числом выключателей.

Исходя из этого, составляем четыре упрощенных вариантов развития сети, которые приведены на рисунках 6-9.

По качественному анализу из четырех имеющихся вариантов необходимо выбрать две конкурентоспособные схемы, которые должны быть простыми в своем исполнении, более экономичными, обеспечивающими наибольшую надежность электроснабжения потребителей и удобство диспетчерского управления.

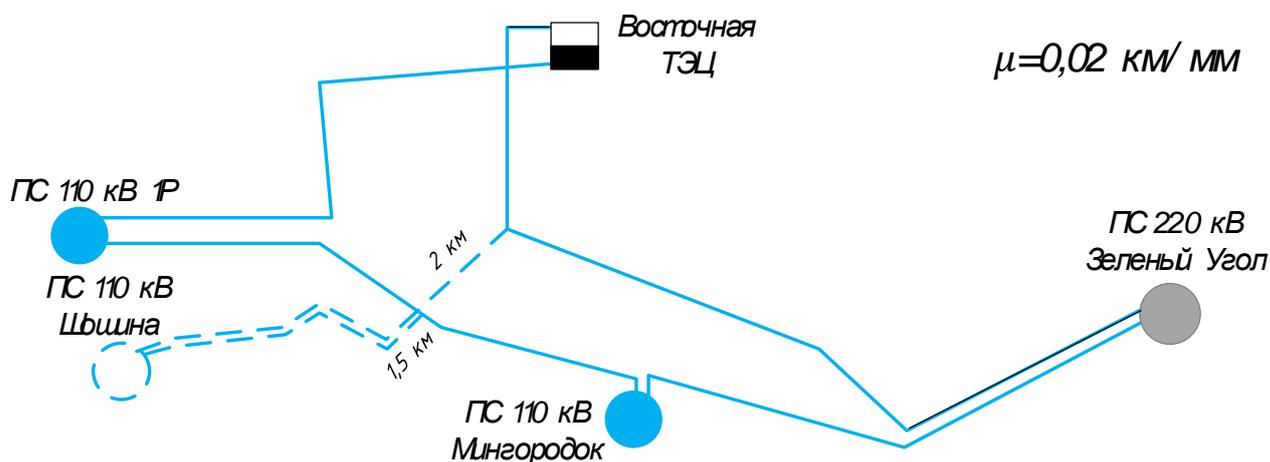


Рисунок 6 – Вариант №1

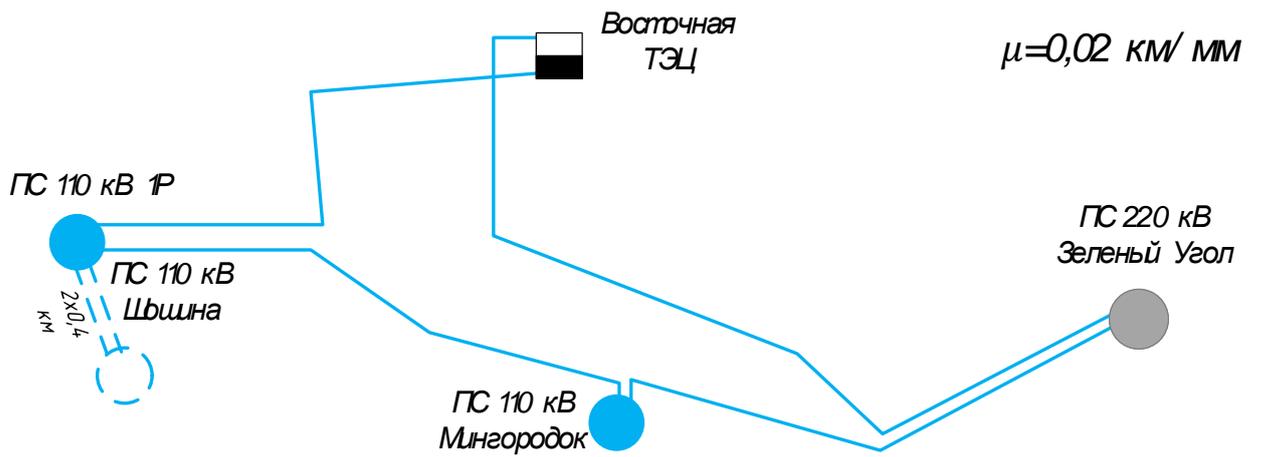


Рисунок 7 – Вариант №2

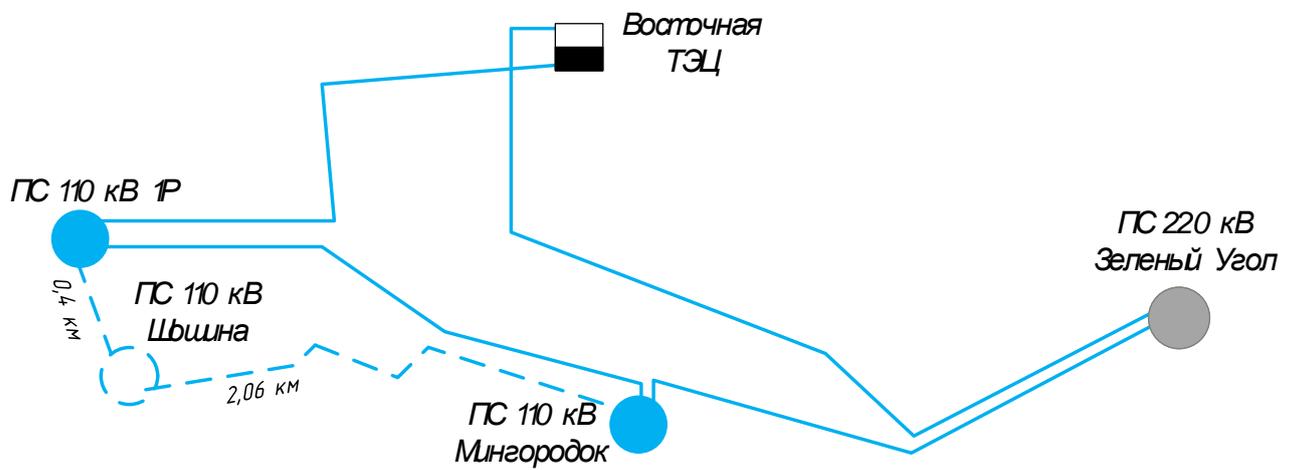


Рисунок 8 – Вариант №3

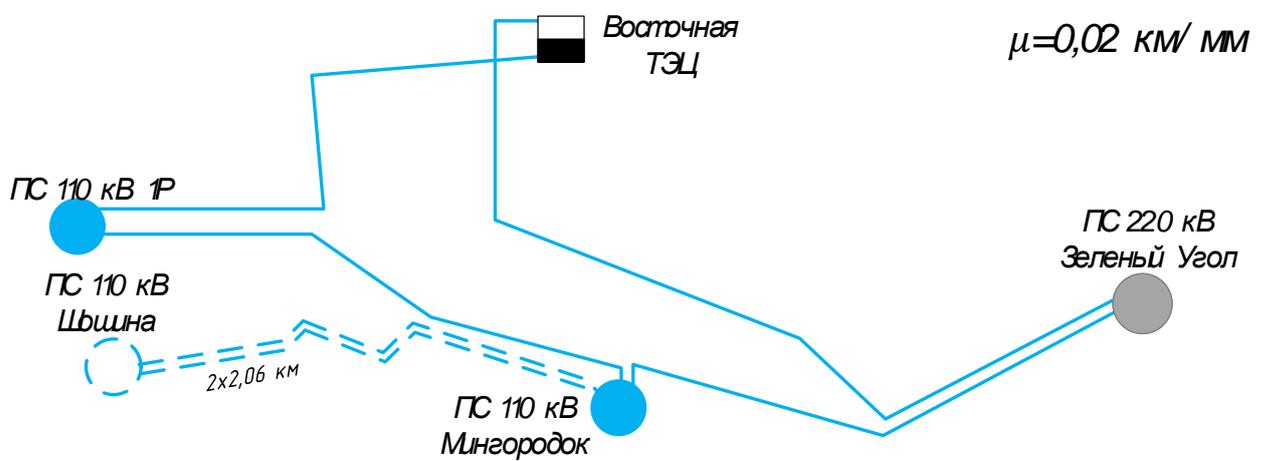


Рисунок 9 – Вариант №4

В таблице 11 представлены суммарные длины линий каждой из схем и соответствующие им число выключателей.

Таблица 11 – Результаты сравнительного анализа

№ схемы	Суммарная длина линий, км	Количество линейных выключателей
1	3,5	2
2	0,8	4
3	2,4	4
4	4,2	4

Выбор двух конкурентных вариантов из оставшихся четырех схем будет осуществляться по следующим показателям:

- меньшие суммарные длины линии в одноцепном исполнении;
- минимальное количество выключателей.

Для дальнейшего проектирования выбираем вариант №1 (наименьшее количество выключателей) и вариант №2 (наименьшая суммарная длина).

3.4 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение оказывает большое влияние 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.

Активная мощность, протекающая по линии, как и длина, являются основными показателями, определяющими величину номинального напряжения. Ориентировочно номинальное напряжение можно выбрать по эмпирическому расчетному выражению.

Для двух вариантов схем рассчитываются напряжения сети. Для этого используем формулу Илларионова, которая применима для классов напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (4)$$

где l_{ij} – длина линии, км;

P_{ij} – поток мощности на участке, МВт.

Поток мощности на головном участке:

$$P_{ij} = \frac{\sum (P_i \cdot (\sum l_{ij}))}{\sum l_{ij}}, \quad (5)$$

где P_i – мощность подстанции, МВт;

$\sum l_{ij}$ – суммарная длина линий, км.

Для варианта №1 по номограмме выбираем номинальное напряжение 110 кВ для линии при потоке мощности на линии 30 МВт и длине линии 2,3 км в двухцепном исполнении.

Для варианта №2 по номограмме выбираем номинальное напряжение 110 кВ при потоке мощности 30 МВт и при длине линий 0,5 км в одноцепном исполнении.

3.5 Компенсация реактивной мощности

Генераторы электростанции являются основными источниками реактивной мощности. В электрических сетях также применяют дополнительные источники реактивной мощности – компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ являются конденсаторные батареи, которые устанавливаются на подстанциях потребителей. Для каждого узла системы определяется реактивная мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла, основываясь на специальные расчеты распределения реактивной мощности.

Реактивная мощность генерируется не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах, таких как: статические конденсаторы или синхронные компенсаторы. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – КУ, расположенными на ПС или у потребителя.

По приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии)» расчет компенсации реактивной мощности производится по предельному значению $tg\phi_{пред.}$.

$$Q_{КУ} = \frac{(Q_{\max} - P_{\max} \cdot tg\phi_{пред.})}{n_{с.ш.}}, \quad (6)$$

где P_{\max} и Q_{\max} – максимальные зимние активная и реактивная нагрузки ПС, МВт и Мвар;

$n_{с.ш.}$ – число секций шин.

Расчетная нагрузка компенсирующей устройств:

$$Q_{КУ}^{факт.} = 2 \cdot n \cdot Q_{КУ}^{ном}, \quad (7)$$

где $Q_{КУ}^{ном}$ – номинальная мощность КУ, берется из каталога, Мвар;

n – количество БК.

Нескомпенсированная мощность определяется по формуле:

$$Q_{нескj} = Q_{\max j} - Q_{КУj}, \quad (8)$$

Так как значение предельного коэффициента реактивной мощности $tg\phi_{пред.} = 0,5$ больше, чем значение установленного коэффициента реактивной мощности $tg\phi_{уст.} = 0,4$, то компенсация реактивной мощности на всех секциях шин ПС рассматриваемой сети не требуется.

3.6 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 (ПвП2г) – для стационарной прокладки в земле (в траншеях или бетонных лотках), вне зависимости от степени коррозионной активности грунта, если кабель защищен от механических повреждений.

Необходимо учесть, что кабель прокладывается в здании проектируемой ПС 110 кВ Шошина, кабельных колодцах и по существующей опоре. Применяем кабель, не распространяющий горение при групповой прокладке – нг-НГ (оболочка, не содержащая галогенов) или нг-LS (оболочка с пониженным дымо- и газовыделением). Оболочка нг-LS имеет свойство впитывать воду, поэтому применение данной оболочки для прокладки в грунте недопустимо.

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

ПС 110 кВ Шошина 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 (40 МВА) на основании СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ».

Рассматриваются два режима перегрузки трансформатора:

Длительный режим перегрузки (сколь угодно долгий) масляных трансформаторов с $k_{пер.длит} = 1,05$ (на основании п. 5.3.14 «Правил технической эксплуатации электрических станций РФ»);

Кратковременный режим перегрузки (до 2 часа) 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 0С).

Максимальный рабочий ток в сети в режиме длительной перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,05; \quad (9)$$

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,05 = 210,86 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток в сети в режиме кратковременной перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,3; \quad (10)$$

$$I_{\text{макс.длит.сети}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,3 = 261 \text{ А.}$$

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:

$$I_{ДДТН} \geq I_{\text{макс.длит.сети}} \quad (11)$$

Аварийно-допустимая токовая нагрузка (АДТН) на кабель:

$$I_{АДТН} \geq I_{\text{макс.длит.сети}} \quad (12)$$

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

Расчет длительно-допустимых токов сведен в таблицу 12.

Учитывая условия прокладки, а также расчёт длительно допустимых токов выбран кабель марки АПвПнг2г(А)-НФ 1х185(гж)/50ов-64/110.

Таблица 12 – Расчет длительно-допустимых токов

Участки	$I_{\text{таб.}}, \text{ А}$	$I_{ДДТН} /$	$I_{\text{макс.длит.сети}} /$
		$I_{АДТН}, \text{ А}$	$I_{\text{макс.крат.сети}}, \text{ А}$
Подъем кабеля на опору ВЛ	520	468 / 561	210,86 / 261,07
Прокладка кабеля в траншее	310	279 / 327	
ГНБ	520	347,27 / 406	

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

$$S_{\text{пров}} \geq S_{\text{тер.мин}}, \quad (13)$$

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

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{t_{\text{откл}}}}{C_T}, \quad (14)$$

где C_T – температурный коэффициент для проводника.

$$W_k = I_{K3}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (15)$$

где $t_{откл}$ – 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 СПЭ 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 12,898 кА.

Время срабатывания основной защиты – 0,1 с.

$$W_k = 12,898^2 (0,155 + 0,01) = 26,62 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{26,62 \cdot 10^6}}{65} = 79 \text{ мм}^2;$$

$$180 \text{ мм}^2 \geq 79 \text{ мм}^2.$$

Исходя из расчёта, кабель с сечением алюминиевых жил 185 мм^2 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:

$$\delta U_{отк} = \frac{\Delta U}{U_{ну}} \cdot 100\% ; \quad (16)$$

где ΔU - потеря напряжения, кВ;

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

Удельное активное сопротивление кабеля АПвПнг2г(А)-НФ 1х185(гж)/50ов-64/110 составляет 0,161 Ом/км.

Удельное реактивное сопротивление кабеля АПвПнг2г(А)-НФ 1х185(гж)/50ов-64/110 составляет 0,115 Ом/км.

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

Максимальная длина линии: 2300 м.

$$\delta U_{отк} = \frac{0,280}{115} \cdot 100\% = 0,24\% .$$

Исходя из расчёта, кабель АПвПнг2г(А)-НФ 1х185(гж)/50ов-64/110 удовлетворяет требованию допустимого отклонения напряжения.

3.7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при развитии сети

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключен-

ных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40 %. В большинстве случаев такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигается при 70 % загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки.

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции, из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{\max.з.и}^2 + Q_{\text{неск.з.и}}^2}}{n \cdot K_з}, \quad (17)$$

где $P_{\text{ср.з.и}}$ – максимальное значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{\text{неск.з.и}}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_з$ – коэффициент загрузки.

$$S_P = \frac{\sqrt{30,2^2 + 12,1^2}}{2 \cdot 0,7} = 23,24 \text{ МВА};$$

Примем к установке трансформатор марки ТРДН– 25000/110/10,5/10,5.

После выбора трансформатора необходимо провести проверку по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{норм.} = \frac{\sqrt{P_{\max.з.і}^2 + Q_{неск.з.і}^2}}{n \cdot S_{Тр}^{ном}}, \quad (18)$$

где $S_{Тр}^{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$K_3^{норм.} = \frac{\sqrt{30,2^2 + 12,1^2}}{2 \cdot 25} = 0,651 .$$

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,8. Коэффициент загрузки выбранного трансформатора удовлетворяет норме.

В послеаварийном режиме предполагается, что один из трансформаторов отключен.

$$K_3^{н.авар.} = \frac{\sqrt{P_{ср.з.і}^2 + Q_{неск.з.і}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тр}^{ном}} \leq 1,5, \quad (19)$$

$$K_3^{н.авар.} = \frac{\sqrt{30,2^2 + 12,1^2}}{25} = 1,3 \leq 1,5 .$$

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 высокой, средней и низкой сторонах подстанции ПС 110 кВ Шошина для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС. [10]

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания представлена на рисунке 10.

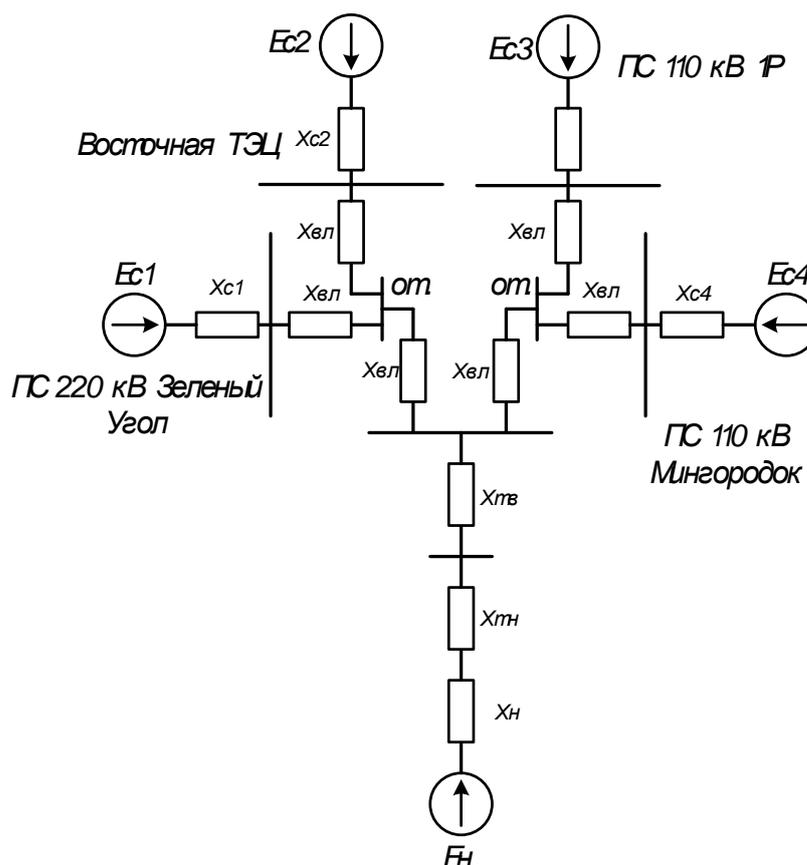


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета симметричного трехфазного КЗ

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

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}; \quad (20)$$

$$U_{\text{баз1}} = 110 \text{ кВ}. \quad (21)$$

Рассчитываем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}; \quad (22)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}.$$

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_k}, \quad (23)$$

где I_k - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы;

$$X_{\text{сВТЭЦ}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 20,24} = 0,025 \text{ о.е.};$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 21,19} = 0,024 \text{ о.е.};$$

$$X_{сМинГ} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 18,66} = 0,027 \text{ о.е.};$$

$$X_{с1P} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 19,28} = 0,026 \text{ о.е.}.$$

Сопротивление нагрузки рассчитываются по формуле:

$$X_{Н} = 0,35 \cdot \frac{S_{баз}}{S_{Н}}; \quad (24)$$

$$X_{Н} = 0,35 \cdot \frac{100}{30,2} = 1,159 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий считаем по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{баз}}{U_{баз}^2}, \quad (25)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии (для ВЛ 110 кВ $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$);

L - длина линии;

$$X_{лЗелУГ-от1} = 0,42 \cdot 1,85 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,006$$

$$X_{лВТЭЦ-от1} = 0,42 \cdot 1,85 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,006$$

$$X_{л1P-от2} = 0,42 \cdot 0,58 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,002$$

$$X_{\text{лМинГ-от2}} = 0,42 \cdot 0,58 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,002$$

$$X_{\text{лот1-Шош}} = 0,42 \cdot 2,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,007$$

$$X_{\text{лот2-Шош}} = 0,42 \cdot 2,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,007$$

Напряжение короткого замыкания Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Шошина:

$$U_k = 11\%. \quad (26)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$X_{Ti} = \frac{U_{ki}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}, \quad (27)$$

$$X_{Tb} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,44 \text{ о.е.}$$

При расчете коротких замыканий сложную схему сворачивают к простейшему виду, представляя в виде одной ветви, либо к семейству радиальных простейших ветвей, сходящихся в месте КЗ, при этом каждая из этих ветвей называется расчетной схемой замещения. [10]

Рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на высокой стороне ПС 110 кВ Шошина.

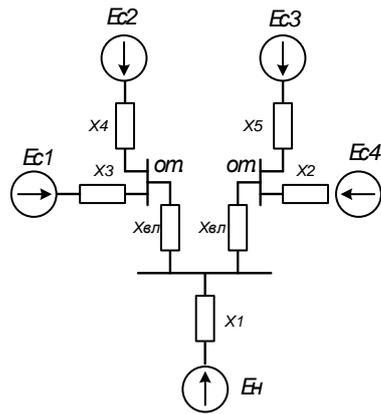


Рисунок 11 – Преобразованная схема замещения

$$X_1 = X_H + X_T ; \quad (28)$$

$$X_1 = 1,159 + \frac{0,44}{2} = 1,379 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{C4} + X_{ВЛМин-om2} ; \quad (29)$$

$$X_2 = 0,027 + 0,002 = 0,009 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{C1} + X_{ВЛЗелV-om1} ; \quad (30)$$

$$X_3 = 0,024 + 0,006 = 0,03 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = X_{C2} + X_{ВЛВТЭЦ-om1} ; \quad (31)$$

$$X_4 = 0,025 + 0,006 = 0,031 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = X_{C3} + X_{ВЛ1P-om2} . \quad (32)$$

$$X_5 = 0,026 + 0,002 = 0,028 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв}} = \left(\frac{1}{X_5 + X_{\text{вл}} + \frac{X_5 \cdot X_{\text{вл}}}{X_2}} + \frac{1}{X_2 + X_{\text{вл}} + \frac{X_2 \cdot X_{\text{вл}}}{X_5}} + \right. \\ \left. + \frac{1}{X_4 + X_{\text{вл}} + \frac{X_4 \cdot X_{\text{вл}}}{X_3}} + \frac{1}{X_3 + X_{\text{вл}} + \frac{X_3 \cdot X_{\text{вл}}}{X_4}} + X_1 \right)^{-1} ; \quad (33)$$

$$X_{\text{экв}} = \left(\frac{1}{0,028 + 0,007 + \frac{0,028 \cdot 0,007}{0,009}} + \frac{1}{0,009 + 0,007 + \frac{0,009 \cdot 0,007}{0,028}} + \right. \\ \left. + \frac{1}{0,031 + 0,007 + \frac{0,031 \cdot 0,007}{0,03}} + \frac{1}{0,03 + 0,007 + \frac{0,03 \cdot 0,007}{0,031}} \right)^{-1} = 0,039$$

Находим действующие значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\text{баз}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{П0}} = \frac{1}{0,039} \cdot 0,502 = 18,838 \text{ кА.}$$

Таблица 13 – Результаты расчета

Точка К.З.	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
Шины 110 кВ	12,898	10,879
Шины 10 кВ ($S_{\text{тр}}=25$ МВА)	6,651	-
Шины 10 кВ ($S_{\text{тр}}=40$ МВА)	10,351	-

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ШОШИНА

5.1 Общие сведения

Строительство электрической подстанции 110/10 кВ Шошина предусматривается в г. Владивосток и направлено на ликвидацию дефицита трансформаторной мощности на подстанции 110 кВ 1Р, нормализацию уровня напряжения у потребителей электроэнергии в послеаварийном режиме. Кроме того, новый центр питания в рассматриваемом энергоузле даст возможность подключения перспективной нагрузки потребителей по заявкам на технологическое присоединение.

В рамках проекта предусматривается сооружение ПС 110 кВ Шошина в виде единого здания, в котором предусматривается размещение следующего основного электротехнического оборудования:

- КРУЭ 110 кВ;
- ЗРУ 10 кВ;
- силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 (ТРДН-25000/110);
- заземлители нейтрали 110 кВ;
- ограничители перенапряжений нейтрали 110 кВ;
- ограничители перенапряжений 110 кВ;
- трансформаторы собственных нужд 10 кВ.

5.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения

Подключение ПС 110 кВ Шошина к сети 110 кВ осуществляется от двух существующих кабельно-воздушных линий КВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ - Зеленый угол и КВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ - 1Р посредством новой кабельной вставки от точки подключения.

- РУ 110 кВ выполняется по типовой схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» учитывая тип ПС по способу включения в сеть 110 кВ в соответствии п.1.5.5 СТО 56947007-29.240.30.047-2008 и п.4 таблицы 2.3 и 3.1 СТО 56947007-29.240.30.047-2010,

- РУ 10 кВ выполняется по типовой схеме №10 – 2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» учитывая применение на ПС трансформаторов с расщепленной обмоткой в соответствии с п.1.11.3 СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

Схема электрическая принципиальная ПС представлена в графической части ВКР на листе 3.

Выбор и проверка оборудования осуществляется согласно РД 153-34.0-20.527-98 и СТО 56947007- 29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ».

В рамках строительства предусматривается использование трансформаторов типа ТРДН-25000/110 (Т-1, Т-2).

Максимальные рабочие токи в цепях трансформатора определены с учетом возможности установки в перспективе трансформаторов мощностью 40 МВА и его перегрузочной способности в соответствии с п 9.4.15 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ». Двухчасовая перегрузка по току трансформатора в соответствии с п 5.3.15 ПТЭЭС составляет 130%.

$$I_{\text{раб.ВН(40)}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,3; \quad (35)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ - мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ - среднее номинальное напряжение.

$$I_{\text{раб.ВН(40)}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,3 = 261 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.НН(40)}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,3 = 1430 \text{ А}.$$

Выбор трансформаторов тока встроенных во ввода 110 кВ устанавливаемого в рамках данной ВКР осуществляется по его мощности и перегрузочной способности.

$$I_{\text{раб.НН(25)}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,3 = 163 \text{ А.}$$

Указанное оборудование проверяется на устойчивость к токам короткого замыкания, рассчитанным с учетом перспективы развития сети 110 кВ на 2028 г, а также с учетом установки следующего по шкале мощности трансформатора (40 МВА). Ниже в таблице 14 представлены значения ТКЗ.

Таблица 14 – Суммарные токи короткого замыкания

Точка К.З.	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
Шины 110 кВ	12,898	10,879
Шины 10 кВ ($S_{\text{тр}}=25$ МВА)	6,651	-
Шины 10 кВ ($S_{\text{тр}}=40$ МВА)	10,351	-

5.3 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}; \quad (36)$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}} \quad (37)$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}; \quad (38)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1) По коммутационной способности:

Наибольший пик тока включения:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}} ; \quad (39)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_{\text{уд}} ; \quad (40)$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} . \quad (41)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{п.о}} . \quad (42)$$

2) Возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов:

$$i_{\text{а.т.}} \leq i_{\text{а.ном}} , \quad (43)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$i_{\text{а.т.}}$ – расчётное значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{\text{а.т.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{\frac{0,01}{T_a}} , \quad (44)$$

где t – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов:

$$t = t_{\text{ОСН.ЗАЩ.}} + t_{\text{С.В.}}; \quad (45)$$

где $t_{\text{ОСН.ЗАЩ.}}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты;

$t_{\text{С.В.}}$ – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{a.т.ном.} = \sqrt{2} B_{\text{ном.}} \cdot I_{\text{отк}} \quad (46)$$

где $B_{\text{ном.}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей номинального тока отключения.

3) Возможность отключения полного тока короткого замыкания:

$$\sqrt{2} I_{\text{п.о.}} + i_{a.т.} \leq \sqrt{2} I_{\text{отк}} \cdot (1 + B_{\text{ном.}}). \quad (47)$$

4) Стойкость при сквозных токах КЗ:

наибольший пик тока динамической стойкости:

$$i_{\text{пр.СКВ}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (48)$$

начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости:

$$i_{\text{пр.СКВ}} \geq I_{\text{п.о.}} \cdot \quad (49)$$

5) По термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (50)$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс по расчёту;

$I_{\text{тер}}^2$ – предельный ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) \quad (51)$$

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

$T_{\text{а}}$ - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Предварительно выбираем КРУЭ изготовителя ЗАО «ЗЭТО», марки ЯТЭ-110.

Выполним проверку выключателей 110 кВ. Проверка проводится для выключателя присоединения Т-1, для выключателя присоединения Т-2 проверка выполняется аналогично.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

Номинальное напряжение выключателей составляет 110 кВ.

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

- по номинальному току:

Номинальный ток выключателей составляет 2500 А.

Максимальный рабочий ток на вводе 110 кВ составляет 261 А.

$$2500 \text{ A} \geq 261 \text{ A} .$$

- по номинальному току отключения:

Номинальный ток отключения выключателя составляет 40 кА.

В соответствии с расчетами трехфазный ток короткого замыкания составляет 12,898 кА:

$$40 \text{ кА} \geq 12,898 \text{ кА} .$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1) По коммутационной способности:

- по наибольшему пику тока включения:

Наибольший пик тока вводного выключателя составляет 102 кА.

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 12,898 \cdot 1,717 = 31,3 \text{ кА} .$$

$$102 \text{ кА} \geq 31,3 \text{ кА} .$$

- по начальному действующему значению периодической составляющей тока включения:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя составляет 40 кА.

$$40 \text{ кА} \geq 12,898 \text{ кА} .$$

2) Возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов:

Для выключателей собственное время отключения составляет 0,035 с, а время срабатывания основной защиты – 0,01 с.

$$t = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с};$$

Нормированное процентное содержание апериодической составляющей номинального тока отключения - 35%.

$$i_{a.т.} = \sqrt{2} \cdot 12,898 \cdot e^{\frac{0,01}{0,03}} = 4,07 \text{ кА};$$

$$i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,8 \text{ кА}.$$

$$4,07 \text{ кА} \leq 19,8 \text{ кА}.$$

3) Возможность отключения полного тока короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot 12,898 + 4,07 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,35);$$

$$22,3 \text{ кА} \leq 76,4 \text{ кА}.$$

4) По стойкости при сквозных токах КЗ:

- наибольший пик тока динамической стойкости для выключателей составляет 102 кА, проверяем:

$$102 \text{ кА} \geq 31,3 \text{ кА}.$$

- начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости для выключателей для выключателей составляет 40 кА, проверяем:

$$40 \text{ кА} \geq 12,898 \text{ кА.}$$

5) По термической стойкости:

Ток термической стойкости выключателей составляет 40 кА.

Для выключателей 110 кВ полное время отключения составляет 0,055 с, а время срабатывания основной защиты – 0,01 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$B_k = 12,898 \cdot (0,065 + 0,03 - e^{-\frac{2 \cdot 0,065}{0,03}}) = 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 15

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей КРУЭ 110 кВ

Расчетные данные								
U _{сети}	I _{раб.сети}	I _{п.0}	i _{уд}	i _{а.□}	$\sqrt{2} \cdot I_{n.0} + i_{a.\tau}$	t _{ср.з}	B _к	
кВ	А	кА	кА	кА	кА	с	кА ² ·с	
110	261	12,898	31,3	4,07	22,3	0,01	15,74	
Каталожные данные								
U _{ном}	I _{ном}	I _{откл}	i _{вкл}	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot B_{\text{ном}}$	$\sqrt{2} I_{\text{отк}} \cdot (1 + B_{\text{ном}})$	i _{пр.скв.}	I _{пр.скв.}	I _{трем} ² · t _{терм}
кВ	А	кА	кА	кА	кА	кА	кА	кА ² ·с
110	2500	40	102	19,8	76,4	102	40	104

Вывод: Выбранное КРУЭ-110 кВ изготовителя ЗАО «ЗЭТО», марки ЯТЭ-110 удовлетворяет требуемым критериям.

Предварительно выбираем КРУ-10 кВ изготовителя АО «Завод Электропульт», марки К-207ЭП с количеством ячеек: 4 шкафа КРУ вводного выключателя 10 кВ, 2 шкафа КРУ секционного выключателя 10 кВ, 2 шкафа КРУ секционного разъединителя 10 кВ, 4 шкафа КРУ трансформатора напряжения 10 кВ, 14 шкафов КРУ кабельной линии 10 кВ, шинный вводной токопровод 10 кВ, комплект межсекционных шинных токопроводов.

Выполним проверку выключателей ЗРУ 10 кВ. Проверка проводится для выключателя вводной ячейки Ввод 1 Т-1. Для остальных выключателей ЗРУ 10 кВ проверка выполняется аналогично.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

Номинальное напряжение выключателей составляет 10 кВ.

$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$

- по номинальному току:

Номинальный ток выключателей составляет 2000 А.

Максимальный рабочий ток на вводе 10 кВ составляет 1430 А.

$2000 \text{ А} \geq 1430 \text{ А}.$

- по номинальному току отключения:

Номинальный ток отключения выключателя составляет 31,5 кА.

В соответствии с расчетами трехфазный ток короткого замыкания составляет 10,351 кА:

$31,5 \text{ кА} \geq 10,351 \text{ кА}.$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1) По коммутационной способности:

- по наибольшему пику тока включения:

Наибольший пик тока вводного выключателя составляет 80 кА.

$$k_{yd} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,05}} = 1,82;$$

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot 10,351 \cdot 1,82 = 26,62 \text{ кА.}$$

$$80 \text{ кА} \geq 26,62 \text{ кА} .$$

- по начальному действующему значению периодической составляющей тока включения:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя составляет 31,5 кА.

$$31,5 \text{ кА} \geq 10,351 \text{ кА.}$$

2) Возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов:

Для выключателей собственное время отключения составляет 0,03 с, а время срабатывания основной защиты – 0,01 с.

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с};$$

3) Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей номинального тока отключения - 40%.

$$i_{a.т.} = \sqrt{2} \cdot 10,351 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 6,61 \text{ кА};$$

$$i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,82 \text{ кА}.$$

$$6,61 \text{ кА} \leq 17,82 \text{ кА}.$$

4) Возможность отключения полного тока короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot 10,351 + 6,61 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,4);$$

$$21,2 \text{ кА} \leq 62,37 \text{ кА}.$$

5) По стойкости при сквозных токах КЗ:

- наибольший пик тока динамической стойкости для выключателей составляет 80 кА, проверяем:

$$80 \text{ кА} \geq 26,62 \text{ кА}.$$

- начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости для выключателей для выключателей составляет 40 кА, проверяем:

$$31,5 \text{ кА} \geq 10,351 \text{ кА}.$$

б) По термической стойкости:

Ток термической стойкости выключателей составляет 31,5 кА.

Для выключателей 10 кВ полное время отключения составляет 0,04 с, а время срабатывания основной защиты – 1,8 с.

$$t_{\text{откл}} = 1,8 + 0,04 = 1,84 \text{ с};$$

$$B_{\text{к}} = 10,351^2 \cdot (1,84 + 0,05 - e^{-\frac{2 \cdot 1,84}{0,05}}) = 202,50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$1825,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 202,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателей ЗРУ 10 кВ

Расчетные данные								
U _{сети} , кВ	I _{раб.сети} , А	I _{п.0} , кА	i _{уд} , кА	i _{а.т} , кА	$\sqrt{2} \cdot I_{n.0} + i_{a.t}$, кА	t _{ср.з} , с	B _к , кА ² ·с	
10	1430	10,351	26,62	6,61	21,2	1,8	202,5	
10	1430	10,351	26,62	6,61	21,2	1,5	170,36	
Каталожные данные								
U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{вкл} , кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot B_{\text{ном}}$, кА	$\sqrt{2} I_{\text{отк}} \cdot (1 + B_{\text{ном}})$, кА	i _{пр.свв.} , кА	I _{пр.свв.} , кА	I _{трем} ² · t _{терм} , кА ² ·с
10	2000	31,5	80	17,82	62,37	80	31,5	1825,74
10	1600	31,5	80	17,82	62,37	80	31,5	1528,06

Вывод: Выбраное КРУ-10 кВ изготовителя АО «Завод Электро-пульт», марки К-207ЭП, удовлетворяет предъявляемым требованиям.

5.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}; \quad (52)$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}}; \quad (53)$$

- по конструкции;

- по роду установки.

Проверка разъединителей производится по следующим параметрам:

1) По электродинамической стойкости:

- наибольший пик тока динамической стойкости:

$$i_{\text{пр.СКВ}} \geq i_{\text{уд.}} ; \quad (54)$$

- начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости:

$$i_{\text{пр.СКВ}} \geq I_{\text{п.о.}} ; \quad (55)$$

2) По термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ; \quad (56)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) . \quad (57)$$

Выполним проверку разъединителей 110 кВ. Проверка проводится для разъединителя присоединения Т-1 для остальных разъединителей 110 кВ проверка выполняется аналогично.

Выбор разъединителей КРУЭ 110 кВ:

- по номинальному напряжению:

Номинальное напряжение разъединителей составляет 110 кВ.

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ} .$$

- по номинальному току:

Номинальный ток разъединителей составляет 2500 А.

Максимальный рабочий ток вводных ячеек 110 кВ составляет $I_{\text{раб.макс}} = 261$

А.

$$2500 \text{ А} \geq 261 \text{ А}.$$

Проверка разъединителей КРУЭ 110 кВ

1) По электродинамической стойкости:

- наибольший пик тока динамической стойкости:

Наибольший пик тока динамической стойкости для разъединителя составляет 80 кА.

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

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12,898 \cdot 1,717 = 31,3 \text{ кА}.$$

$$102 \text{ кА} \geq 31,3 \text{ кА}.$$

- по начальному действующему значению периодической составляющей тока динамической стойкости:

Начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости для разъединителей составляет 40 кА.

$$40 \text{ кА} \geq 12,898 \text{ кА}.$$

2) По термической стойкости:

Ток термической стойкости разъединителей составляет 31,5 кА.

Для выключателей 110 кВ полное время отключения составляет 0,055 с, а время срабатывания основной защиты – 0,01 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$B_k = 12,898 \cdot (0,065 + 0,03 \cdot e^{-\frac{2 \cdot 0,065}{0,03}}) = 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора и проверки разъединителей сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителей

Расчетные данные					
$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{раб.сети}}$	$I_{\text{п.0}}$	$i_{\text{уд}}$	$t_{\text{ср.з}}$	B_k
кВ	А	кА	кА	с	кА ² ·с
110	261	12,898	31,3	0,01	15,74
110	261	12,898	31,3	0,2	47,41
Каталожные данные					
$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$i_{\text{пр.скв.}}$	$I_{\text{пр.скв.}}$	$I_{\text{трем}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$	
кВ	А	кА	кА	кА ² ·с	
110	2500	102	40	104	
110	2500	102	40	408	

Вывод: Выбранное КРУЭ-110 кВ изготовителя ЗАО «ЗЭТО», марки ЯТЭ-110 удовлетворяет требуемым критериям.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет}}; \quad (58)$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}}; \quad (59)$$

- по классу точности;

- по конструктивному исполнению.

Проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

1) По термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ; \quad (60)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}). \quad (61)$$

2) По вторичной нагрузке:

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 . \quad (62)$$

Выбор и проверка трансформатора тока КРУЭ 110 кВ

Выбор и проверка проводится для трансформаторов тока 110 кВ в цепи выключателя В 110 Т-1(КРУЭ), для трансформаторов тока 110 кВ в цепи выключателя В-110 Т-2 проверка проводится аналогично.

Выбор трансформаторов тока 110 кВ:

- по номинальному напряжению:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

- по номинальному току:

Максимальный рабочий ток составляет 261 А.

Номинальный ток первичной обмотки трансформаторов тока составляет 400 А.

$$400 \text{ А} \geq 261 \text{ А}.$$

Проверка трансформаторов тока 110 кВ:

- по термической стойкости:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$W_k = 12,898 \cdot (0,065 + 0,03 - e^{-\frac{2 \cdot 0,065}{0,03}}) = 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор и проверка трансформатора тока встроенных во ввод 110 кВ силового трансформатора

Выбор и проверка проводится для трансформаторов тока 110 кВ в цепи трансформатора Т-1, для трансформаторов тока 110 кВ в цепи трансформатора Т-2 проверка проводится аналогично.

Выбор трансформаторов тока 110кВ:

- по номинальному напряжению:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

- по номинальному току:

Максимальный рабочий ток составляет 163 А.

Номинальный ток первичной обмотки трансформаторов тока составляет 200 А.

$$200 \text{ А} \geq 163 \text{ А}.$$

Проверка трансформаторов тока 110 кВ:

- по термической стойкости:

Для выключателей 110 кВ полное время отключения составляет 0,055 с, а время срабатывания основной защиты – 0,01 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$B_k = 12,898 \cdot (0,065 + 0,03 - e^{-\frac{2 \cdot 0,065}{0,03}}) = 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 15,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 18 и 19.

Таблица 18 – Выбор и проверка трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ

Расчетные данные							
Место установки	$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{раб.сети}}$	$I_{\text{п.0}}$	$i_{\text{уд}}$	$t_{\text{ср.з}}$	B_k	S_2
	кВ	А	кА	кА	с	кА ² ·с	ВА
Яч. Т-1	110	261	12,898	31,3	0,01	15,74	30
Яч. Т-2	110	261	12,898	31,3	0,01	15,74	30
Т-1	110	163	12,898	31,3	0,01	15,74	30
Т-2	110	163	12,898	31,3	0,01	15,74	30

Таблица 19 – Выбор и проверка трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные					
Место установки	$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{пр.скв.}}$	$I_{\text{трем}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$	$S_{2\text{ном}}$
	кВ	А	кА	кА ² ·с	ВА
Яч. Т-1	110	400-600-750-1000	-	75,2	30
Яч. Т-2	110	400-600-750-1000	-	75,2	30
Т-1	110	200-300-400-600	-	75,2	30
Т-2	110	200-300-400-600	-	75,2	30

Выполним проверку трансформаторов тока ЗРУ 10 кВ. Проверка проводится для трансформаторов тока вводной ячейки Ввод 1 Т-1. Для остальных трансформаторов тока ЗРУ 10 кВ проверка выполняется аналогично.

Выбор трансформаторов тока 10 кВ:

- по номинальному напряжению:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

- по номинальному току:

Номинальный ток первичной обмотки трансформаторов тока составляет 2000 А.

Максимальный рабочий ток на вводе 10 кВ составляет 1430 А:

$$2000 \text{ А} \geq 1430 \text{ А}.$$

Проверка трансформаторов тока 10кВ:

- по термической стойкости:

Для выключателей 10 кВ полное время отключения составляет 0,04 с, а максимальное время срабатывания основной защиты – 1,8 с.

$$t_{\text{откл}} = 1,8 + 0,04 = 1,84 \text{ с};$$

$$B_k = 10,351^2 \cdot (1,84 + 0,05 - e^{-\frac{21,84}{0,05}}) = 202,50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$2944 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 202,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка трансформаторов тока РУ 10 кВ

Расчетные данные							
Место установки	U _{сети} , кВ	I _{раб.сети} , А	I _{п.0} , кА	i _{уд} , кА	t _{ср.з} , с	B _к , кА ² ·с	S ₂ , ВА
ВВ	10	1430	10,351	26,62	1,8	202,5	15
СВ	10	1430	10,351	26,62	1,5	170,36	15
Каталожные данные							
Место установки	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{пр.скв.} , кА	I _{трем} ² · t _{терм} , кА ² ·с	S _{2ном} , ВА		
ВВ	10	2000	102	1825,74	15		
СВ	10	1500	102	1528,06	15		

Расчёт 10% погрешности трансформаторов тока

Проверка трансформатора тока на 10% погрешность сводится к сравнению максимальной кратности расчетного тока ($K_{РАСЧ}$) с допустимой предельной кратностью ТТ ($K_{ДОП}$).

Максимальная кратность расчётного тока по отношению к номинальному первичному току ТТ:

$$K_{расч} = \frac{I_{расч}}{I_{ном}}; \quad (6.18)$$

где $I_{расч}$ – расчётный ток - ток короткого замыкания, при котором должна быть обеспечена заданная точность ТТ, А;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток ТТ, А;

Значение $I_{расч}$ для нашего случая определяются по таблице 21.

Таблица 21 – Значение $I_{расч}$

Виды защит	$I_{расч}$
ТО, МТЗ с независимой характеристикой	$1,1 \cdot I_{уст}$
Дифференциальные защиты	$I_{кз.мах}$ при КЗ вне зоны действия защиты

Расчётная нагрузка трансформатора тока в нашем случае (при подключении ТТ в звезду) определяется по следующим выражениям (для 3х фазного и 1го фазного КЗ соответственно):

$$S_{РАСЧ} = S_{КАБ} + S_{КОНТ} + S_{ПР}; \quad (63)$$

$$S_{РАСЧ} = 2 \cdot S_{КАБ} + S_{КОНТ} + S_{ПР}, \quad (64)$$

где $S_{КАБ}$ – мощность, потребляемая кабелем, ВА;

$S_{КОНТ}$ – мощность, потребляемая контактами, ВА;

$S_{\text{пр}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА.

Примечание – В некоторых методиках вместо мощности (S) для расчёта применяется сопротивление (Z). В технических характеристиках современного оборудования (как силового, так и вторичного) используется значение мощности, приведённое к номинальному току, поэтому мы используем в расчёте мощность, а не сопротивление, что ни коем образом не нарушает технических принципов выполнения расчёта. Что бы перевести сопротивление в мощность необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$S = Z \cdot I_{2\text{ном}}^2, \quad (65)$$

где Z – сопротивление, Ом;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток, А;

Мощность, потребляемая кабелем, определяется по аналогичному выражению:

$$S_{\text{каб}} = R_{\text{каб}} \cdot I_{2\text{ном}}^2, \quad (66)$$

где $R_{\text{каб}}$ – активное сопротивление кабеля, Ом;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток, А.

Сопротивление жил кабеля определяется по выражению (реактивное сопротивление не учитываем):

$$S_{\text{каб}} = \rho \cdot \frac{L}{s}, \quad (67)$$

где $\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление жил медного кабеля, Ом·мм²/м;

L – длина кабеля, м;

s – площадь поперечного сечения кабеля, мм²;

Мощность, потребляемая контактами, определяется по выражению:

$$S_{\text{конт}} = R_{\text{конт}} \cdot I_{2\text{ном}}^2, \quad (68)$$

где $R_{\text{конт}}$ – активное сопротивление контактов, принимается равным 0,05 Ом.

Для проверки с помощью сравнения максимальной кратности расчетного тока $K_{\text{расч}}$ с допустимой предельной кратностью ТТ $K_{\text{доп}}$ определяем значение $K_{\text{доп}}$ по кривым предельной кратности исходя из значения максимально допустимой нагрузки $S_{\text{расч}}$. Расчетное значение кратности $K_{\text{расч}}$ должно быть меньше или равно допустимой предельной кратности ТТ $K_{\text{доп}}$:

$$K_{\text{расч}} \leq K_{\text{доп}}. \quad (69)$$

В нашем случае (отсутствие кривых предельной кратности) допустимая предельная кратность определяется по выражению (метод расчёта по паспортным данным ТТ):

$$K_{\text{доп}} = K_{\text{номкаб}} \cdot \frac{(S_{\text{ТТ}} + S_{\text{НОМ}})}{(S_{\text{ТТ}} + S_{\text{РАСЧ}})}, \quad (70)$$

где $K_{\text{НОМ}}$ – номинальная предельная кратность ТТ;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ, ВА;

$S_{\text{ТТ}}$ – нагрузка на трансформатор тока от собственного внутреннего сопротивления вторичной обмотки при номинальном вторичном токе, ВА.

Проверка 10% погрешности ТТ на ПС 110 кВ Шошина

Для проверки ТТ используются следующие исходные данные:

- мощность вторичной обмотки ТТ от собственного сопротивления принимаем - 15% от номинальной мощности;

- параметры ТТ ($K_{ТТ}$, $S_{НОМ}$, $K_{НОМ}$);
- ток КЗ на шинах 110 кВ – 12,898 кА (3ф), 10,879 кА (1ф);
- ток КЗ на шинах 10 кВ – 10,351 кА;
- максимальный сквозной ток по стороне 110 кВ для ДЗТ – 945 А;
- уставка МТЗ ВН – 193 А;
- уставка МТЗ МТЗ СВ 10 кВ – 1176 А;
- уставка МТЗ КЛ 10 кВ – 683 А.

Результат проверки трансформаторов тока на 10% погрешность сведён в таблицу 22

Таблица 22 – Проверка трансформаторов тока на 10% погрешность

Обознач. ТТ, тип КЗ	Тип защиты	Тип ТТ, $K_{ТТ}$, $S_{НОМ}$, ВА	$K_{НОМ}$	Соед. обм. ТТ	L , м	S , мм ²	$S_{РАСЧ}$, ВА	$I_{РАСЧ}$, А	$K_{РАСЧ}$	$K_{ДОП}$
ТА1 (1Т) 3ф	ДЗТ	обмотка 400/5, 30	30	У	20	2,5	5,25	945	2,4	106,2
ТА1 (1Т) 1ф	ДЗТ	обмотка 400/5, 30	30	У	20	2,5	8,75	945	2,4	78,1
ТА2 (1Т) 3ф	МТЗ, УЧЕТ	обмотка 400/5, 30	30	У	20	2,5	5,25	212,3	0,5	106,2
ТА2 (1Т) 1ф	МТЗ	обмотка 400/5, 30	30	У	20	2,5	8,75	212,3	0,5	78,1
ТА11 (1Т) ВВ 10 кВ	МТЗ/У,	ТТ 2000/5, 15	10	У	5	2,5	3,13	10351	5,2	37,6
ТА12 (1Т) ВВ 10 кВ	ДЗТ	ТТ 2000/5, 15	10	У	50	2,5	10,50	10351	5,2	17,0
ТА1 СВ 10 кВ	МТЗ	ТТ 1500/5, 10	10	У	3	2,5	2,28	1293,6	0,9	43,6
ТА1 КЛ 10 кВ	МТЗ	ТТ 1000/5, 10	15	У	3	2,5	2,28	751,3	0,8	45,7

Расчётная проверка ТТ по условию максимального значения токовой погрешности

При максимальном значении тока КЗ расчётная проверка связана со сравнением максимальной токовой погрешности трансформатора тока с допустимым значением, определённым для каждого типа реле или МП устройства, и обеспечивающим их надёжное функционирование. Максимальная токовая погрешность определяется по зависимости $A=\psi(f)$ (рисунок 12), где

коэффициент A является отношением максимальной кратности тока КЗ к допустимой, соответствующей 10% погрешности ТТ при соответствующей расчётной нагрузке его вторичной обмотки.

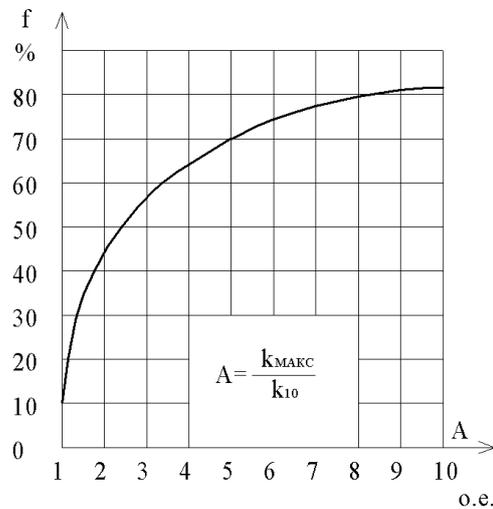


Рисунок 12 – Зависимость $A=\psi(f)$

Порядок определения максимального значения токовой погрешности f_{\max} следующий:

Вычисляется максимальная кратность тока КЗ по отношению к первичному номинальному току ТТ по выражению:

$$K_{\max} = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (71)$$

где I_{\max} – максимальный ток КЗ в месте установки ТТ, А.

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток ТТ, А.

Определяется максимальное значение коэффициента A_{\max} по выражению:

$$A_{\max} = \frac{K_{\max}}{K_{\text{доп}}}; \quad (72)$$

где $K_{\text{доп}}$ – допустимая кратность тока КЗ, соответствующая $\epsilon=10\%$ при

фактической расчётной нагрузке $S_{РАСЧ}$, определяется по КПК.

Определяется f_{\max} по зависимости $A=\psi(f)$.

Сравнивается полученное значение f_{\max} с допустимым значением $f_{\text{доп}}$ ($f_{\max} \leq f_{\text{доп}}$).

Для различных видов устройств РЗА значения $f_{\text{доп}}$ разные, в нашем случае (МП терминал) $f_{\text{доп}}=50$.

Максимальные значения токовой погрешности на ПС 110 кВ Шошина

Результаты проверки по условию максимального значения токовой погрешности на ПС 110 кВ Шошина сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Проверки по условию максимального значения погрешности

Обознач. ТТ, тип КЗ	Тип защиты	I_{\max} , А	K_{\max}	$K_{\text{доп}}$	A_{\max}	f_{\max}	$f_{\text{доп}}$	$f_{\text{доп}} > f_{\max}$
ТА1 (1Т) 3ф	ДЗТ	12898	32,25	106,15	0,30	10	50	Да
ТА1 (1Т) 1ф	ДЗТ	10879	27,20	78,11	0,35	10	50	Да
ТА2 (1Т) 3ф	МТЗ/У	12898	32,25	106,15	0,30	10	50	Да
ТА2 (1Т) 1ф	МТЗ/У	10879	27,20	78,11	0,35	10	50	Да
ТА11 (1Т) ВВ 10 кВ	МТЗ/У	10351	5,18	37,55	0,14	10	50	Да
ТА12 (1Т) ВВ 10 кВ	ДЗТ	10351	5,18	17,04	0,30	10	50	Да
ТА1 СВ 10 кВ	МТЗ	10351	6,90	43,60	0,16	10	50	Да
ТА1 КЛ 10 кВ	МТЗ	10351	10,35	45,70	0,23	10	50	Да

Проверка трансформаторов тока на отсутствие перенапряжения во вторичных цепях

Проверка трансформаторов тока сводится к сравнению максимального напряжения во вторичных цепях ($U_{2\max}$) и допустимого (испытательного) напряжения ($U_{2\text{доп}}$).

Значение $U_{2\max}$ на зажимах вторичной обмотки ТТ определяется по выражению:

$$U_{2\max} = \frac{I_{1\max} \cdot Z_{\text{расч}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (73)$$

где $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$I_{1\max}$ – максимальный ток КЗ в месте установки ТТ, А;

$Z_{\text{расч}}$ – расчётное сопротивление нагрузки, Ом.

Расчётное сопротивление нагрузки определяется по выражению:

$$Z_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{I_{2\text{ном}}^2}. \quad (74)$$

Значение $U_{2\text{доп}}$ равно испытательному напряжению 1000 В.

Расчётное значение напряжения на зажимах вторичной обмотке ТТ должно быть меньше допустимого напряжения:

$$U_{2\text{доп}} \geq U_{2\text{мах}}. \quad (75)$$

Отсутствие перенапряжения во вторичных цепях ТТ на ПС 110 кВ Шошина

Результаты проверки трансформаторов тока на отсутствие перенапряжения во вторичных цепях на ПС 110 кВ Шошина сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка трансформаторов тока на отсутствие перенапряжения

Обознач. ТТ, тип КЗ	Тип защиты	$I_{1\max}$, А	$Z_{\text{расч}}$, Ом	$U_{2\max}$, В	$U_{2\text{доп}}$, В
ТА1 (1Т) 3ф	ДЗТ	12898	0,21	33,86	1000
ТА1 (1Т) 1ф	ДЗТ	10879	0,35	47,60	1000
ТА2 (1Т) 3ф	МТЗ/У	12898	0,21	33,86	1000
ТА2 (1Т) 1ф	МТЗ/У	10879	0,35	47,60	1000
ТА11 (1Т) ВВ 10 кВ	МТЗ/У	10351	0,13	3,23	1000
ТА12 (1Т) ВВ 10 кВ	ДЗТ	10351	0,42	10,87	1000
ТА1 СВ 10 кВ	МТЗ	10351	0,09	3,14	1000
ТА1 КЛ 10 кВ	МТЗ	10351	0,09	4,71	1000

Все выбранные комплекты защит и автоматики отвечают требованиям ПУЭ (7 издание) и нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.248-2017 подробнее про релейную защиту содержится в разделе 8 настоящей ВКР.

Вывод: Выбранные ТТ проходят по условиям проверки и могут быть установлены на ПС.

5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}; \quad (76)$$

- по классу точности;
- по конструктивному исполнению;
- по схеме соединения обмоток.

Проверка измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам: по вторичной нагрузке:

$$S_{\text{ном}} \geq S_2. \quad (77)$$

Выбор и проверка проводится для трансформаторов напряжения 110 кВ ТН-1-110, для трансформаторов напряжения 110 кВ ТН-2-110 проверка проводится аналогично.

- по номинальному напряжению:

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

- по классу точности;

- по конструктивному исполнению;
- по схеме соединения обмоток.

Выбор и проверка трансформатора напряжения ЗРУ 10 кВ

Выбор и проверка проводится для трансформаторов напряжения 10 кВ ТН-1-10 ЗРУ, для трансформаторов напряжения 10 кВ ТН-2-10 ЗРУ проверка проводится аналогично. по номинальному напряжению:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ.}$$

- по классу точности;
- по конструктивному исполнению;
- по схеме соединения обмоток.

Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов напряжения представлены в таблицу 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Каталожные данные	
	$U_{\text{сети}}$	S_2	$U_{\text{ном}}$	$S_{2\text{ном}}$
	кВ	В·А	кВ	В·А
КРУЭ 110 кВ	110	30	110	30
ЗРУ 10 кВ	10	30	10	30

Расчет для схемы звезда.

Необходимо выбрать сечение кабеля и определить падение напряжения на участке от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА.

К основной обмотке трансформатора напряжения подключены следующие элементы:

Таблица 26 – Элементы и характеристика

Элементы	Кол-во	Мощность	Суммарная мощность
1	2	3	4
Фаза А			
Терминал защит тр-ра	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал основных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал резервных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал защит секционного выключателя	1	0,5 ВА	0,5 ВА

1	2	3	4
Регистратор аварийных событий	1	0,1 ВА	0,1 ВА
Фаза В			
Терминал защит тр-ра	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал основных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал резервных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал защит секционного выключателя	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Регистратор аварийных событий	1	0,1 ВА	0,1 ВА
Фаза С			
Терминал защит тр-ра	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал основных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал резервных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал защит секционного выключателя	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Регистратор аварийных событий	1	0,1 ВА	0,1 ВА

К основной обмотке трансформатора напряжения подключены элементы, суммарная нагрузка которых не превышает 4,0 ВА. Определяем ток нагрузки:

$$I_{нагр.ТН} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{сумм.нагр}}{U_{ТН}}; \quad (78)$$

где $U_{ТН}$ – номинальное линейное напряжение вторичной обмотки трансформатора напряжения;

$I_{нагр.ТН}$ - максимальный ток нагрузки;

$S_{сумм.нагр}$ - максимальная нагрузка на участке от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА.

$$I_{нагр.ТН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,0}{100} = 0,069 \text{ А,}$$

Дальнейший расчет ведется для удвоенной нагрузки, на случай вывода в ремонт одного из трансформаторов напряжения.

Сопротивление жил кабеля от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА.

$$r_{\text{каб.доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot I_{\text{нагр.ТН}}}; \quad (79)$$

$$r_{\text{каб.доп}} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0,069} = 6,276 \text{ Ом.}$$

$$S_{\text{каб.рас}} = p_{\text{Cu}} \cdot \frac{l_{\text{каб}}}{r_{\text{каб.доп}}}; \quad (80)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое падение напряжения (для цепей измерения равно 1,5В);

p_{Cu} – удельное сопротивление меди при 20 С;

$l_{\text{каб}}$ – длина кабеля от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА;

$S_{\text{каб.расч}}$ – расчетное сечение кабеля (одной жилы), мм²;

$r_{\text{макс.доп}}$ – максимально допустимое сопротивление кабеля, Ом.

$$S_{\text{каб.рас}} = 0,0172 \cdot \frac{123}{6,276} = 0,337 \text{ мм}^2,$$

От КРУЭ 110 кВ до панели РЗА, исходя из условий механической прочности принимаем кабель КВВГЭнг-LS 2,5 мм².

Теперь определяем падение напряжения на этом участке:

$$r_{\text{действ}} = p_{\text{Cu}} \cdot \frac{l_{\text{каб}}}{S_{\text{каб.прин}}}, \quad (81)$$

где $S_{\text{каб.прин}}$ – принятое сечение кабеля (одной жилы), мм²

$r_{\text{действ}}$ – действительное сопротивление кабеля.

$$r_{\text{действ}} = 0,0172 \cdot \frac{123}{2,5} = 0,846 \text{ Ом,}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр.ТН}} \cdot r_{\text{дейст}}; \quad (82)$$

где ΔU – падение напряжения на участке от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,069 \cdot 0,846 = 0,1 \text{ В};$$

Следовательно, выбранные сечения удовлетворяют требованию по допустимому падению напряжения для цепей релейной защиты равному 1,5 В.

Расчет для схемы треугольник:

Нам необходимо выбрать сечение кабеля и определить падение напряжения на участке от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА. Расчет ведется для удвоенной нагрузки, на случай вывода в ремонт одного из трансформаторов напряжения.

К дополнительной обмотке трансформатора напряжения подключены следующие элементы:

Таблица 27 – Элементы и характеристика

Элементы	Кол-во	Мощность	Суммарная мощность
Фаза А			
Терминал основных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал резервных защит	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал защит секционного выключателя	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Регистратор аварийных событий	1	0,1 ВА	0,1 ВА
Фаза В			
Терминал основных защит ВЛ	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал резервных защит	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал защит секционного выключателя	1	0,5 ВА	0,5 ВА
РАС	1	0,1 ВА	0,1 ВА
Фаза С			
Терминал основных защит	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал резервных защит	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Терминал защит секционного выключателя	1	0,5 ВА	0,5 ВА
Регистратор аварийных событий	1	0,1 ВА	0,1 ВА

К дополнительной обмотке трансформатора напряжения подключены элементы, суммарная нагрузка которых не превышает 2 ВА.

Определяем ток нагрузки:

$$I_{нагр.ТН} = \frac{S_{сумм.нагр}}{U_{ТН}}; \quad (83)$$

где $U_{ТН}$ – номинальное линейное напряжение вторичной обмотки трансформатора напряжения;

$I_{нагр.ТН}$ – максимальный ток нагрузки;

$S_{сумм.нагр}$ – максимальная нагрузка.

$$I_{нагр.ТН} = \frac{2}{100} = 0,02 \text{ А.}$$

Сопротивление жил кабеля от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА.

$$r_{каб.доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{I_{нагр.ТН}}; \quad (84)$$

$$r_{каб.доп} = \frac{3}{0,02} = 100 \text{ Ом,}$$

$$S_{каб.рас} = p_{Cu} \cdot \frac{l_{каб}}{r_{каб.доп}}; \quad (85)$$

где $\Delta U_{доп}$ – допустимое падение напряжения (для цепей измерения 3В);

$p_{Cu} = 0,0172 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное сопротивление меди при 20 °С;

$l_{каб}$ – длина кабеля от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА;

$S_{каб.расч}$ – расчетное сечение кабеля (одной жилы), мм²;

$r_{макс.доп}$ – максимально допустимое сопротивление кабеля, Ом.

$$S_{каб.рас} = 0,0172 \cdot \frac{123}{100} = 0,02 \text{ мм}^2,$$

От КРУЭ 110 кВ до панели РЗА, исходя из условий механической прочности принимаем кабель КВВГЭнг-LS 2,5 мм².

Теперь определяем падение напряжения на этом участке:

$$r_{\text{действ}} = \rho_{\text{Cu}} \cdot \frac{l_{\text{каб}}}{S_{\text{каб.прин}}} ; \quad (86)$$

где $S_{\text{каб.прин}}$ - принятое сечение кабеля (одной жилы), мм² $r_{\text{действ}}$ - действительное сопротивление кабеля.

$$r_{\text{действ}} = 0,0172 \cdot \frac{123}{2,5} = 0,846 \text{ Ом},$$

$$\Delta U = I_{\text{нагр.ТН}} \cdot r_{\text{действ}} , \quad (87)$$

где ΔU – падение напряжения на участке от КРУЭ 110 кВ до панели РЗА.

$$\Delta U = 0,02 \cdot 0,846 = 0,0169 \text{ В},$$

Следовательно, выбранные сечения удовлетворяют требованиям по допустимому падению напряжения для релейной защиты равному 3 В.

5.7 Выбор и проверка сечения проводников и шинных мостов

Выбор проводников производится по следующим параметрам:

По длительно допустимому току проводника:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}} , \quad (88)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимая токовая нагрузка проводника;

Минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ:

$$S_{\text{пров}} \geq S_{\text{тер.мин}}, \quad (89)$$

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

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}; \quad (90)$$

где $C_{\text{т}}$ – температурный коэффициент для проводника.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (91)$$

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/

Проверка жестких шин на электродинамическую стойкость производится по следующему условию:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{макс}}, \quad (92)$$

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{F_{\text{макс}}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W} \quad (93)$$

где l - длина пролета;

λ - коэффициент зависящий от условия опирания шин (для расчетной однопролетной схемы с изоляторами-опорами $\lambda = 12$);

W - момент сопротивления поперечного сечения шины, м³.

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (94)$$

где b - толщина шины, м;

h - ширина шины, м.

$$F_{\text{макс}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} I(i_{\text{уд}}^3) \cdot K_{\text{ф}} \cdot K_{\text{расп}}, \quad (95)$$

где a - расстояние между осями проводников, м;

$K_{\text{расп}}$ - коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников ($K_{\text{расп}} = 1$);

$K_{\text{ф}}$ - коэффициент формы ($K_{\text{ф}} = 1$).

Рассмотрим проверку жесткой ошиновки 10 кВ (Алюминиевые, $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$).

Максимальный рабочий ток жесткой ошиновки 10 кВ составляет:

$$I_{\text{раб.макс}} = 1430 \text{ А};$$

$$2000 \text{ А} \geq 1430 \text{ А}.$$

Для вводного выключателя 10 кВ полное время отключения составляет 0,04 с, а максимальное время срабатывания основной защиты – 1,8 с.

Значение параметра C_T для алюминиевых шин (допустимая температура нагрева 120°C) составляет $62 \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$, согласно РД по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

$$t_{\text{откл}} = 1,8 + 0,04 = 1,84 \text{ с};$$

$$B_k = 202,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{202,5 \cdot 10^6}}{62} = 229,5 \text{ мм}^2;$$

$$120 \times 10 \text{ мм}^2 \geq 229,5 \text{ мм}^2.$$

По электродинамической стойкости:

$$F_{\text{макс}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,4} \cdot 2 \cdot (26,62 \cdot 10^3) \cdot 1 \cdot 1 = 614 \text{ Н};$$

$$W = \frac{0,01 \cdot 0,12^2}{6} = 24 \cdot 10^{-6}, \text{ м}^3;$$

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{614 \cdot 2}{12 \cdot 24 \cdot 10^{-6}} = 4,26 \text{ МПа};$$

$$89 \text{ МПа} \geq 4,26 \text{ МПа}.$$

Результаты выбора и проверки проводников сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка проводников

Место установки	Расчетные данные			
	$I_{\text{раб.сети}}$, А	$S_{\text{тер.мин}}$, мм ²	$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА	$\sigma_{\text{макс}}$, МПА
ЗРУ 10 кВ (жесткая ошиновка)	1430	229,5	10,351	4,26
Марка и сечение проводника	Каталожные данные			
	$I_{\text{доп}}$, А	$S_{\text{ном}}$, мм ²	$\sigma_{\text{доп}}$, МПА	
AL 120x10	2000	1200	89	

5.8 Выбор системы собственных нужд

Определение суммарной расчетной мощности приемников собственных нужд ПС производится с учетом коэффициента спроса (к_с), учитывающего использование установленной мощности и одновременности их работы.

Расчетная максимальная нагрузка собственных нужд подстанции определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициент спроса. Расчетная мощность одного приемника определяется по формулам:

$$P_p = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_c}{n}, \quad (96)$$

где K_c - коэффициент спроса электроприемника в летний сезон;

n – коэффициент полезного действия электроприемника.

Реактивная нагрузка рассчитывается по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi. \quad (97)$$

Полная нагрузка электроприемников рассчитывается по формуле:

$$S_p = \sqrt{(\Sigma P_p)^2 + (\Sigma Q_p)^2}. \quad (98)$$

Суммарная нагрузка потребителей собственных нужд составляет 244,9 кВА. Результаты расчета сведены в таблицу 29.

В соответствии с расчетами проектом предусмотрено использование двух устанавливаемых силовых сухих трансформаторов собственных нужд мощностью 250 кВА.

Таблица 29 – Расчет выбора мощности трансформаторов собственных нужд

Наименование нагрузки	Общая мощность, кВт	cos	Расчетная нагрузка Зимой			
			Кс	P, кВт	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Охлаждение силового трансформатора Т-1	20	0,63	0,7	2,15	2,66	3,42
Питание РПНТ-1	1,1	8	0,4	0,59	0,44	0,73
Обогрев приводов КРУН	0,6	0,98	10	0,6	0,12	0,61
Питание приводов разъединителей-заземлителей КРУЭ	2,96	0,8	0,12	0,55	0,41	0,68
Питание приводов быстродействующих заземлителей	30	0,8	0,12	0,55	0,42	0,69
Питание шкафов АСУ	3,95	100	10	3,95	0	3,95
Питание шкафов сдязи	034	09	10	034	0,17	0,38
Питание АИИСКУЭ	06	10	1	0,6	0	0,6
1	2	3	4	5	6	7
Питание ОС	0042	10	1	0042	0	0042
Вентиляция здания ПС	17,8	0,8	1	27,38	20,54	71,97
Калориферы вентиляции здания КРУЭ	39	1	0,7	27,3	0	27,3
Вентиляция камер трансформаторов	29,5	0,8	0,7	63,54	47,65	79,42
Охлаждение силового трансформатора Т-2	20	0,63	0,7	2,15	2,66	3,42
Насосная станция	5,5	09	0,8	6,29	304	6,98
Электрозадвижка	20	0,8	0,1	0,27	0,2	0,33
Отопление здания ПС	729	098	0,85	61,97	12,58	63,23
Кондиционирование здания ПС	4,51	0,85	0,8	-	-	-
Освещение здания ПС	4,43	0,95	0,7	3,1	102	3,26
Розеточная нагрузка здания ПС	100	0,96	0,12	1,2	0,35	1,25
Обогрев кровли	30	100	10	30	0	30
Водонагреватель	20	0,98	0,4	0,8	0,16	0,82
Питание ЗВУ	220	0,87	0,12	5,87	3,32	674
Блок аварийного оседщения ЩПТ	157	0,95	0,7	1,1	0,36	1,16
Охранное освещение	0,56	0,95	0,12	007	002	007
Наружное освещение	0,84	09	0,35	0,29	0,14	033
Освещение ячеек 10 кВ	10	095	0,12	0,12	004	0,13
Обогрев ячеек 10 кВ	15	10	10	15	0	15
Питание придода	1,2	09	0,4	0,48	0,23	0,53
Охлаждение силового трансформатора Т-2	20	0,63	0,7	2,15	2,66	3,42

Продолжение таблицы 29

Питание РПН Т-2	11	8	0,4	0,59	0,44	0,73
Обогрев приводов КРУЭ	06	0,98	10	0,6	0,12	0,61
Питание приводов разъединителей-заземлителей КРУЭ	2,96	08	0,12	055	0,41	0,68
Питание приводов быстродействующих заземлителей КРУЭ	30	08	0,12	055	0,42	0,69
Питание шкафов АСУ	3,95	100	10	3,95	0	3,95
Питание шкафов связи	0,34	0,9	10	0,34	0,17	038
Питание ПС	0016	10	1	0016	0	0016
Питание ВН	2,112	10	1	2,112	0	2,112
Ящик сварки	120	0,35	0,1	16	4,28	4,57
Вентиляция КРУЭ	2,2	08	0,1	034	0,25	0,42
Калорифер с-мы вентиляции	42	1	0,1	4,2	0	4,2
Вентиляция камер трансформаторов	29,5	08	0,7	63,54	47,65	79,42
Вентиляция здания ПС	17,8	08	1	27,38	20,54	7197
Калориферы с-м вентиляции здания ПС	39	1	0,7	27,3	0	273
Охлаждение силового трансформатора Т-1	20	063	0,7	2,15	2,66	3.42
Насосная станция	55	0,9	10	7,86	3,81	873
Электрозадвижка	20	08	10	2,67	20	333
Отопление здания ПС	729	0,98	10	72,9	14,8	74,39
Кондиционирование здания ПС	4,51	0,85	08	-	-	-
Освещение здания ПС	4,43	0,95	08	3,54	1,16	3,73
Розеточная нагрузка здания ПС	100	0,96	0,4	40	117	4,17
Обогрев кровли	30	100	10	30	0	30
Водонагреватель	20	0,98	10	20	0,41	204
Питание ЗВУ	220	0,87	0,57	220	0,87	0,57
Охранное освещение	0,56	0,95	0,12	007	002	007
Освещение ячеек 10 кВ	10	0,95	0,12	0,12	004	033
Обогрев ячеек 10 кВ	15	10	10	15	0	15
Питание привода ДСР	12	09	0,4	0,48	0,23	053
Освещение шкафов РЗА	0,90	10	0,12	0,11	0	061
Общая нагрузка потребителей собственных нужд						244,9

Расчет выполнен для ЩСН в зимний период времени, как в наиболее загруженный; - для системы вентиляции КРУЭ коэффициент спроса принят 0,1, т.к. данная система функционирует только в аварийном режиме.

Вывод: для питания собственных нужд ПС 110/10 кВ Шошина мощность трансформаторов принята 250 кВА. К установке рекомендуются два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-250/10/0,4.

Учитывая положительный опыт эксплуатации, к установке рекомендуется вариант установки ТМГ-250кВА-10/0,4 УХЛ 1 производства ОАО «Минский электротехнический заводим В.и Козлова.

5.9 Выбор системы оперативного постоянного тока подстанции

Всех потребителей постоянного тока можно разделить на три группы:

1) Постоянно включённая нагрузка:

- Питание цепей МП РЗА: 309 Вт / 220 В=1,4 А;
- Питание цепей ЭлМ РЗА: 356 Вт / 220 В=1,62 А;
- Питание шкафов управления КРУЭ 110 кВ: 380 Вт / 220 В= 1,72А;
- Питание КРУ 10 кВ 1-4 секции: 1760 Вт / 220 В= 8А;
- Питание цепей ОБР: 1812 Вт/220 В=8,23 А;
- Резерв мощности на развитие ПС: 500 Вт /220 В = 2,27 А.

$$I_{\text{пост.}} = 1,4 + 1,62 + 1,72 + 8 + 8,23 + 2,27 = 23,23 \text{ А.}$$

2) Временно включенная нагрузка:

- Аварийное освещение здания: 1570 Вт/220 В=7,13 А;
- Резервное питание АСУ ТП: 3550 Вт/220 В=16,13 А.

$$I_{\text{врем.}} = 7,13 + 16,13 = 23,26 \text{ А.}$$

3) Кратковременная (толчковая) нагрузка

Для определения величины толчковой нагрузки рассматриваются различные аварийные режимы работы ПС, для дальнейшего расчёта выбирается режим, имеющий наибольшее значение толчковой нагрузки. Для ПС 110 кВ Шошина режимом с наибольшим значением пикового тока будем считать аварийное отключение силового трансформатора при срабатывании ДЗТ с отключением выключателя 110 кВ и 10 кВ.

Толчковый ток от э/м выключателя (количество э/м отключения в приводе выключателя – 2шт., мощность, потребляемая каждым э/м- 440 Вт):

$$I_{\text{толч.1}} = 2 \times 440 \text{ ВТ} / 220 \text{ В} = 4 \text{ А.}$$

Пусковой ток электродвигателя заводки пружин выключателя КРУЭ 110 кВ $I_{\text{п.дв}} = 15 \text{ А}$;

Ток срабатывания от панели управления ДЗТ и блока управления выключателем 10 кВ защит:

$$I_{\text{толч.2}} = 33 + 50 \text{ ВТ} / 220 \text{ В} = 0,36 \text{ А.}$$

Суммарная нагрузка (в аварийном режиме):

Постоянно включенная нагрузка в нормальном режиме: 23,23 А;

Временно включенная нагрузка: 23,26 А;

Толчковая нагрузка при срабатывании защиты трансформатора: 19,36 А.

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{пост.}} + I_{\text{врем.}} + I_{\text{толч.}};$$

$$I_{\text{макс}} = 23,23 + 23,26 + 19,36 = 65,85 \text{ А.}$$

Выбор количества элементов батареи

В нормальном режиме напряжение на устройствах РЗА, ПА, АСУ ТП и электромагнитах выключателя не должно превышать $1,05 \cdot U_{\text{н}}$ (231 В).

В нормальном режиме работы АБ – режиме постоянного подзаряда – напряжение должно автоматически поддерживаться на уровне 2,23 В на элемент. Количество элементов необходимое для обеспечения на шинах ЩПТ $1,05 \cdot U_{\text{н}}$:

$$N = \frac{1,05 \cdot U_{\text{ном}}}{U_{\text{разр}}}; \quad (99)$$

$$N = \frac{1,05 \cdot 220}{2,23} = 103,6.$$

Для питания потребителей шинок управления принимаем 104 элемента
 Определение расчетных токов разряда АБ с учетом 2-х часового разряда
 АБ по двухступенчатой диаграмме нагрузки

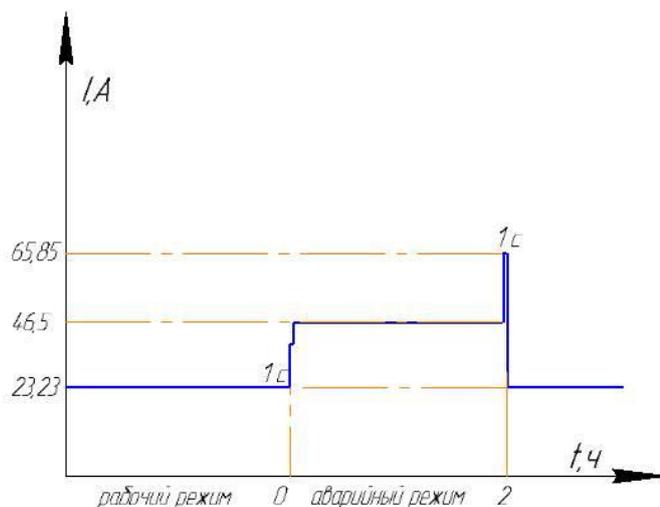


Рисунок 13 – Диаграмма нагрузок СОПТ для режима аварийного разряда

Расчет предварительной емкости аккумуляторной батареи производится с использованием разрядной характеристики аккумуляторов, соответствующей напряжению в конце разряда, номинальной емкостью, наиболее близкой значению, рассчитываемому по выражению:

$$C_1 = K_{cp} \cdot t \cdot I_{cp}, \tag{100}$$

где I_{cp} - усредненное за время разряда суммарное значение тока постоянной и временной нагрузок, А;

t - расчетная продолжительность разряда аккумуляторной батареи, ч;

K_{cp} - усредненное значение коэффициента интенсивности разряда аккумуляторной батареи, принимается 1,5 (в соответствии с СТО 56947007-29.120.40.216-2016).

$$C_1 = 1,5 \cdot 2 \cdot 46,5 = 139,5 \text{ А}\cdot\text{ч}.$$

Предварительно выбираем АБ емкостью 150 Ач.

Расчет предварительной емкости аккумуляторной батареи с учетом коэффициентов интенсивности разряда производится по выражению:

$$C_{np} = K_1 \cdot (I_{пост} \cdot I_{врем}) \cdot K_2 \cdot I_{толч}, \quad (101)$$

где K_1 , K_2 - коэффициенты интенсивности разряда при продолжительностях разряда равных расчетной продолжительности разряда аккумуляторной батареи и максимальной продолжительности кратковременной нагрузки соответственно, А·ч/А, которые определяются по разрядной характеристике аккумуляторов рассматриваемого типа для выбранного напряжения на аккумуляторе в конце разряда (принято для АБ с пластинами типа OPzS) в соответствии с СТО 34.01-21.1-001-2017 ПАО "Россети" п.9.6.4.3.4.

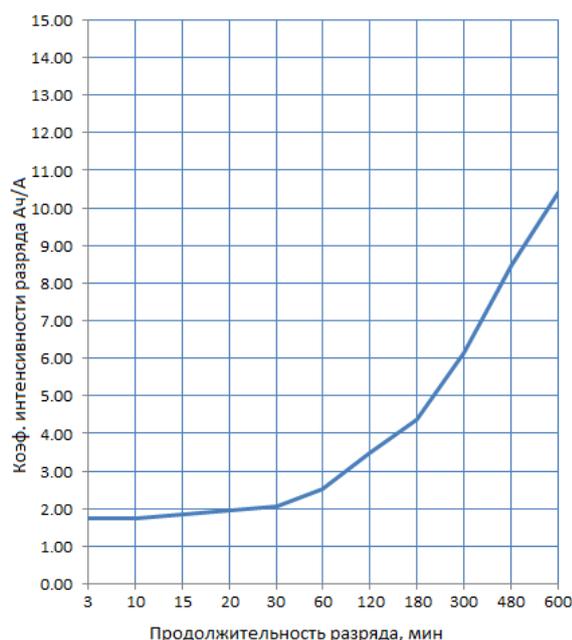


Рисунок 14 – График интенсивности разряда при 1.9 В/эл

Расчетные коэффициенты интенсивности разряда определены в соответствии с заводскими разрядными характеристиками для напряжения аккумулятора 1,9 В. Коэффициент K_1 равен 3,47, что соответствует продолжительности

разряда 120 мин. Коэффициент K_2 равен 1,76 , что соответствует минимальной продолжительности разряда на разрядной характеристике 3 мин.

Расчет емкости аккумуляторов, требуемой для покрытия заданной нагрузки:

$$C_{np} = 3,47 \cdot (46,5) + 1,76 \cdot 19,36 = 195,42 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

Для компенсации снижения емкости под влиянием рабочей температуры и старения аккумуляторов в процессе всего срока эксплуатации, расчетную емкость аккумуляторной батареи C_{np} , необходимо увеличить согласно выражению:

$$C = k_3 \cdot C_{np}, \tag{102}$$

где k_3 - коэффициент, учитывающий работу АБ при температуре 10 °С и снижение располагаемой емкости до 80 % номинальной емкости к концу срока службы; как правило, принимается равным 1,5.

$$C = 1,5 \cdot 195,42 = 293,14 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

Предварительно выбранная батарея емкостью 150 А·ч, не удовлетворяет требованиям.

Проверяем емкость аккумуляторной батареи 350 А·ч.

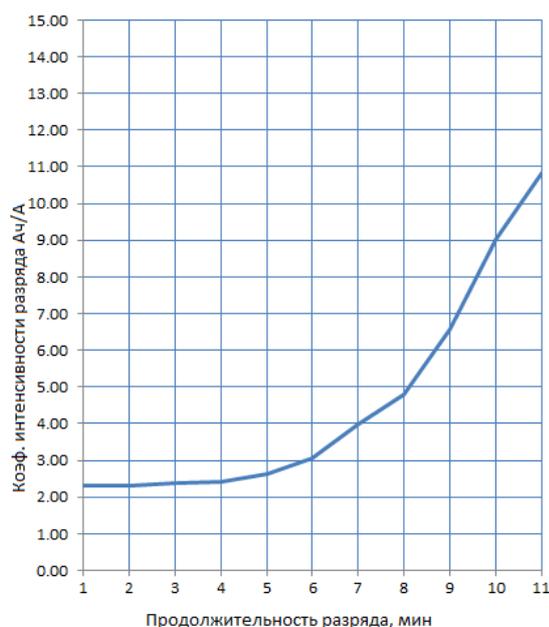


Рисунок 15 – График интенсивности разряда

Расчетные коэффициенты интенсивности разряда определены в соответствии с заводскими разрядными характеристиками для напряжения аккумулятора 1,9 В. Коэффициент k_1 равен 3,96, что соответствует продолжительности разряда 120 мин. Коэффициент k_2 равен 2,3, что соответствует минимальной продолжительности разряда на разрядной характеристике 3 мин.

Расчет емкости аккумуляторов, требуемой для покрытия заданной нагрузки:

$$C_{\text{пр}} = 3,96 \cdot (46,5) + 2,3 \cdot 19,36 = 228,7 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

$$C = 1,5 \cdot 228,7 = 343 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

Выбираем батарею емкостью 350 А·ч 5OPZs 350 LA, производителя РАЗ «Тангстоун», ПК «Электроконцепт», которая удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

5.10 Выбор и проверка ОПН

ОПН нужен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и

коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, создаваемых на основе оксида цинка с небольшими добавками других металлов. Эти колонки находятся в полимерных или фарфоровых покрышках [10].

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, принимая во внимание их амплитуды и продолжительность [10].

Выбор ОПН производится в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 110-750кВ» и [10].

Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ($U_{\text{НРО}}$) должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети ($U_{\text{НР}}$), нормируемого ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В».

$$U_{\text{НР}} = \frac{U_{\text{р}}}{\sqrt{3}} \cdot 1,05, \quad (103)$$

где $U_{\text{р}}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети.

Коэффициент 1,05 вводится для повышения надежности.

$$U_{\text{НР}} = \frac{126}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 = 76,38 \text{ кВ.}$$

Для ОПН 110 кВ устанавливаемого на стороне ВН трансформаторов Т-1 (Т-2) $U_{\text{НРО}}$ должно быть не менее 77 кВ.

С учетом разземления обоих нейтралей трансформаторов рекомендуемые значения наибольшего длительного напряжения 86-88. ВКР принимается установка ОПН 110 кВ с $U_{\text{НРО}}$ 88 кВ.

При установке в сетях с частично разземлёнными нейтралями трансформаторов ограничитель при коммутации неполнофазных режимов могут появляться феррорезонансные перенапряжения [12]. ОПН должен иметь энергоёмкость не ниже 4,0-4,5 кДж/кВ номинального напряжения с током пропускной способности не менее 850 А. ВКР принимается установка ОПН с током пропускной способности 1000 А.

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ($U_{остк}$) на ограничителе, которое должно быть при расчётном токе не менее, чем на 15-20% ниже испытательного напряжения ($U_{ки}$) коммутационным импульсом защищаемого оборудования.

Для оборудования 110-220 кВ нормируется одноминутное испытательное напряжение частоты 50Гц. $U_{исп50}=200$ кВ согласно ГОСТ 1516.3-96«Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ».

Выдерживаемый уровень коммутационных напряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 U_{исп50}, \quad (104)$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 342,63 \text{ кВ.}$$

Значение остающегося напряжения определяется следующим образом:

$$U_{ост} \leq \frac{U_{ки}}{1,2}.$$

Таким образом, значение остающегося напряжения на ограничителе при коммутационных перенапряжениях должно быть менее 285 кВ.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

С учетом интенсивной грозовой деятельности (40-60 часов в год) проектом принимается установка ОПН с разрядным током 10 кВ. Величина остающегося напряжения при грозовых перенапряжениях с амплитудой тока 10 кА должна быть меньше значения $U_{ги}=480$ кВ (по ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ»).

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Значение тока срабатывания противовзрывного устройства, должно быть на 15-20% больше максимального значения тока короткого замыкания $I_{зкз}=12,898$ кА [10]. Таким образом, ток срабатывания противовзрывного устройства должен быть не менее 15,48 кА.

Удельная длина пути утечки для ОПН выбирается не менее, чем на 20% выше, чем для остального оборудования ПС.

Для основного оборудования на ПС выбрана длина пути утечки 2,25 см/кВ согласно ГОСТ 9920 «Длина пути утечки внешней изоляции». Для ОПН 110 кВ устанавливаемого на стороне ВН трансформатора Т-1(Т-2) длина пути утечки должна быть не менее 2,7 см/кВ.

Выбор ограничителей перенапряжений 110кВ (нейтраль силового трансформатора)

Выбор ОПН производится в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 110-750кВ».

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ($U_{нро}$) должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети ($U_{нр}$), нормируемого ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В».

В нейтрали трансформатора в нормальном режиме напряжение частотой 50 Гц близко к нулю. Изоляции оборудования нейтрали трансформаторов выполняется с учетом испытательных напряжений полного грозового импульса 200 кВ и одноминутного 110 кВ. Для защиты нейтралей силовых трансформаторов за-

водами разработаны специальные ОПН для установки в нейтралью обеспечивающие необходимый уровень остающихся напряжений при испытаниях. Требуемые уровни остающихся напряжений достигаются ОПН с наибольшим рабочим напряжением 56 кВ. Проектом принимается установка ОПН 110 кВ с $U_{нро}$ 56 кВ.

При установке в сетях с частично разземлёнными нейтралью трансформаторов ограничитель при коммутации неполнофазных режимов могут появляться феррорезонансные перенапряжения. ОПН должен иметь энергоёмкость не ниже 4,0-4,5 кДж/кВ номинального напряжения с током пропускной способности не менее 850 А. Проектом принимается установка ОПН с током пропускной способности 1000 А.

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ($U_{остки}$) на ограничителе, которое должно быть при расчётном токе не менее, чем на 15-20% ниже испытательного напряжения ($U_{ки}$) коммутационным импульсом защищаемого оборудования.

Нормированное испытательное напряжение изоляции нейтрали обмотки ВН силового трансформатора класса напряжения 110кВ составляет $U_{исп50}=100кВ$ согласно ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ».

Выдерживаемый уровень коммутационных напряжений определяется следующим образом:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 100 = 171,32 \text{ кВ.}$$

Таким образом, значение остающегося напряжения на ограничителе при коммутационных перенапряжениях должно быть менее 142,76 кВ.

С учетом интенсивной грозовой деятельности (40-60 часов в год) проектом принимается установка ОПН с разрядным током 10 кВ. Величина остающегося

напряжения при грозовых перенапряжениях с амплитудой тока 10 кА должна быть меньше значения $U_{\text{ги}}=480$ кВ (по ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ»).

Удельная длина пути утечки для ОПН выбирается не менее, чем на 20% выше, чем для остального оборудования ПС.

Для основного оборудования на ПС выбрана длина пути утечки 2,25 см/кВ согласно ГОСТ 9920 «Длина пути утечки внешней изоляции». Для ОПН 110 кВ устанавливаемого в цепи нейтрали трансформатора Т-1(Т-2) длина пути утечки должна быть не менее 2,7 см/кВ.

Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН.

В сетях 6-35кВ, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией ёмкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по ГОСТ 1516.3-96.

Для класса напряжения 10 кВ наибольшее рабочее напряжение электрооборудования составляет 12 кВ:

$$U_{\text{нро}}=12\text{кВ}.$$

Для ОПН 10 кВ устанавливаемого на стороне НН трансформаторов Т-1 (Т-2) $U_{\text{нро}}$ должно быть не менее 12,5 кВ.

Проектом принимается установка ОПН 10 кВ с $U_{\text{нро}}$ 12,7 кВ.

Выбор класса энергоёмкости.

Для сетей с полной компенсацией емкостных токов установка ОПН с энергоёмкостью 4,0 кДж/кВ является достаточной. Проектом принимается установка ОПН с током пропускной способности 680 А.

Определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчётном токе коммутационных перенапряжений не более выдерживаемого напряжения изоляцией защищаемого оборудования ($U_{ки}$). Значение $U_{ки}$ для внутренней изоляции трансформатора класса напряжения 10 кВ составляет 59,8 кВ.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

С учетом интенсивной грозовой деятельности (40-60 часов в год) проектом принимается установка ОПН с разрядным током 10 кА. Величина остающегося напряжения при грозовых перенапряжениях с амплитудой тока 10 кА должна быть меньше значения $U_{ги}=90$ кВ (по ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ»).

Ток срабатывания взрывопредохранительного устройства (для сброса давления) ОПН, выбирается не менее, чем на 15-20% больше значения трехфазного $KЗI_{кз}=10,351$ кА. Таким образом, ток срабатывания противовзрывного устройства должен быть не менее 12,42 кА.

Выбор длины пути утечки внешней изоляции ограничителя

Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя выбирается в зависимости от степени загрязнения по ГОСТ9920-89, но должна быть для оборудования класса напряжения 10 кВ не менее 22 см.

Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжений сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Место установки	Расчетные данные			
	$U_{\text{сети}}$, кВ	$U_{\text{нрф}}$, кВ	$I_{\text{н}}$, кА	$I_{\text{кз}}$, кА
Т-1 (Т-2) 110 кВ	110	76,38	10	12,898
Нейтраль Т-1(Т-2)	72,8	-	10	-
Т-1 (Т-2) 10 кВ	10	12	10	10,351
Место установки	Каталожные данные			
	$U_{\text{нро}}$, кВ	$I_{\text{разряд.}}$, кА	$I_{\text{взрывобезопасности}}$, кА	$I_{\text{пропуск}}$, кА
Т-1 (Т-2) 110 кВ	88	10	40	1000
Нейтраль Т-1(Т-2)	56	10	40	1000
Т-1 (Т-2) 10 кВ	12,7	10	40	680

Вывод: Выбираем ОПН-110/88-10/ 650(II)-III УХЛ1 на стороне 110 кВ изготовителя ЗАО «Феникс-88», г. Новосибирск, т.к. он удовлетворяет предъявляемым требованиям. В нейтраль трансформатора выбираем ОПН-110/56-10/650(II)-III УХЛ1

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Заземление подстанции

В установках высокого напряжения различают три вида заземлений: рабочее, защитное и заземление молниезащиты. К рабочему заземлению относятся заземления нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных и испытательных трансформаторов, дугогасящих реакторов и т.д. Защитное заземление служит для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от защитных аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводов и других конструкций, в которые произошел удар молнии. Все указанные виды заземлений выполняются в виде одного заземляющего устройства. Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. Заземлителем называется металлический электрод или группа электродов. Заземляющими проводниками называют проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем [9].

Заземляющее устройство ПС выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ, СТО 56947007-29.130.15.114-2012 и СТО 56947007-29.240.044-2010.

Заземляющее устройство ПС предусматривается из 2-х контуров (наружного и внутреннего), соединенных между собой не менее чем в 4-х точках.

Конструктивное выполнение заземления в здании ПС выполняется в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.130.15.114-2012.

По периметру помещений с прокладывается магистральный заземляющий проводник (шина) уравнивания потенциалов образующий замкнутые контуры, к которому присоединяются все подлежащие заземлению части. Магистраль заземления выполняется из стальной полосы 40x4 мм и прокладываются по стенам с учетом удобства присоединения оборудования и соединены не менее чем в 4-х местах вертикальными спусками между этажами. Отпайки от внутреннего контура заземления к вторичному оборудованию предусмотрены стальной полосой 25x4 мм.

К внутреннему контуру заземления присоединяются все находящиеся в здании металлические конструкции, на которых установлено электрооборудования, рельсы, подкрановые балки, кабельные конструкции, оболочки и опорные конструкции токопроводов, а также корпуса распределительных шкафов, щитов управления, щитков, светильников и электрических машин (например, вентиляторов).

Для снижения импульсного сопротивления заземления и выравнивания потенциалов: - в помещении с элегазовым оборудованием предусматривается ВЧ-сетка (в качестве сетки используется арматура железобетонной конструкции пола). Сетка присоединяется к закладным металлоконструкциям здания и магистральным заземлителям равномерно по периметру;

- на полу трансформаторной камеры выполняется сетка из стальной полосы 40х4 мм с шагом не более 6х6 м. Присоединение корпуса трансформатора и нейтрали трансформатора выполняется к точке пересечения проводников сетки для обеспечения растекания тока в 4-х направлениях;

- в помещениях с вторичными шкафами (РЗА, связи и т.д.) ряды рамных конструкций соединяются между собой с шагом не более 2 м.

Соединение заземляющих проводников с металлоконструкциями выполняется сваркой, с корпусами оборудования, аппаратов и т.д. сваркой или надежным болтовым соединением (в соответствии с рекомендациями завода изготовителя оборудования).

Выводы внутреннего контура заземления из здания предусмотрены стальной полосой 40х5 мм не менее чем в 4-х точках.

Внешнее заземляющее устройство ПС выполняется таким образом, чтобы:

– величина расчетного сопротивления заземляющего устройства в любое время года не превышало 0,5 Ом (с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей);

– величина расчетного напряжения на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не превышала 5 кВ.

Для горизонтальных электродов внешнего контура применяется полосовая сталь 40x5 мм, для вертикальных электродов сталь круглая $d=18$ мм, $L=3$ м.

Элементы ЗУ выбраны с учетом коррозионной и механической стойкости и проверены на термическую стойкость к токам КЗ, протекающим по ЗУ.

Горизонтальные заземлители из полосовой стали укладываются на дно траншеи в положении на ребро. Глубина заложения горизонтального заземлителя 1 м.

Соединения заземлителей между собой оборудования осуществляются сваркой, с последующим нанесением защитных покрытий на место соединения.

Планы внутреннего и внешнего контуров заземления приведены на листе 3 графической части ВКР.

В данной ВКР пример расчета будет приведен для заземления молниезащиты.

6.1.1 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПС выполнен в соответствии с [9].

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.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_c; \quad (105)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1.4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0.5 – 0.7 м, так как 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 3 м и диаметром 18 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1.5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right), \quad (106)$$

где l – длина вертикальных электродов;

h – глубина на которую закладывается заземлитель;

d – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho_{\text{э}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)}; \quad (107)$$

$$R_{\text{В}} = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02 \cdot (4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

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

$$R_{\text{М}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{n_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{\text{В}}}; \quad (108)$$

$$R_{\text{М}} = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

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.

$$A = 74 \text{ м}; B = 74 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (109)$$

$$S = (74 + 3) \cdot (74 + 3) = 5929 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 15 \text{ м}$.

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right); \quad (110)$$

$$L_{\Gamma} = (74 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{74 + 2 \cdot 1,5}{15} \right) + (74 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{74 + 2 \cdot 1,5}{15} \right) = 790,53 \text{ м}.$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}}; \quad (111)$$

$$m = \frac{790,53}{2 \cdot \sqrt{5929}} = 5,13.$$

Принимаем $m = 6$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (112)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{5929} \cdot (6 + 1) = 1078 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (113)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{5929}}{15} = 21.$$

Принимаем $n_B = 21$.

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (114)$$

$$R_{\text{ПС}} = 140 \cdot \left(\frac{0,15}{\sqrt{5929}} + \frac{1}{1078 + 21 \cdot 3} \right) = 0,395 \text{ Ом.}$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия;

$$\frac{I_B}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A = 0.15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{станц}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}, \quad (115)$$

$$R_{\text{станц}} = \frac{6.5 \cdot 0,395}{6.5 + 0,395} = 0,373 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0.5 Ом для ОРУ – 110 кВ что соответствует требованиям.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во в грозового сезон.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}; \quad (116)$$

где $I_{\text{м}} = 55 \text{ А}$ – среднестатистическое значение тока молнии.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5929}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,585.$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} ; \quad (117)$$

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} = 1,575 \cdot 0,373 = 0,591 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении Б. Так же заземляющее устройство ПС отражено в графической части ВКР на листе 3.

6.2 Молниезащита ПС

По классификации по опасности ударов молнии для объекта и его окружения здание ПС относится к специальным объектам ограниченной опасности. Минимальный уровень надежности защиты от ПУМ устанавливается в пределах 0,9-0,999 в зависимости от степени его общественной значимости и тяжести ожидаемых последствий. По уровню надежности защиты здание отнесено к II уровню молниезащиты.

В соответствии с требованиями ПУЭ, СО-153.34.21.122-2003; РД 34.21.122-87 и СТО 56947007-29.240.01.221-2016 для защиты от прямых ударов молнии здания ПС предусматривается организация на кровле молниеприемной сетки и дополнительных стержневых вертикальных молниеотводов вблизи конструкции, выступающих над уровнем кровли. Шаг молниеприемной сетки принят не более 6х6 м. Положение элементов сетки зафиксированы в кровельных держателях. Для отвода от молниеприемной сетки тока молнии в землю предусмотрены токоотводы, которые расположены по периметру здания таким образом, что среднее расстояние между ними менее 10 м. Токоотводы прокладываются по прямым вертикальным линиям, так чтобы путь до земли был по возможности кратчайшим.

Материалы и сечения элементов внешней молниезащиты выбраны с учетом требований СО 153-34.21.122-2003. План молниезащиты здания ПС приведен на листе 4 графической части. Расчет представлен в Приложении В.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные технические решения по РЗА ПС 110 кВ Шошина

Согласно техническому заданию, проектом предусматривается установка на ПС 110 кВ Шошина современных микропроцессорных устройств РЗА с поддержкой коммуникационных протоколов МЭК 61850.

В структуру комплекса РЗА входят:

- защита и автоматика силовых трансформаторов Т-1, Т-2;
- защита и автоматика ячеек ЗРУ 10 кВ.

Для питания проектируемых шкафов РЗА оперативным током предполагается установить в ОПУ шкаф распределения оперативного тока (ШРОТ). Шкаф разделен по секциям металлической перегородкой: одна секция предназначена для питания микропроцессорных терминалов, а другая для питания цепей управления и сигнализации основного электрооборудования.

Все устройства РЗА элементов КРУЭ 110 кВ предусматриваются с поддержкой протокола связи МЭК 61850 8-1 и МЭК 61850 9-2 (за исключением дублирующих комплектов защит силового трансформатора). Передача сигналов дублирующих комплектов защит силового трансформатора осуществляется контрольными кабелями «традиционным» способом.

Для преобразования аналоговых и дискретных сигналов в цифровой вид, в помещении КРУЭ 110 кВ, устанавливаются шкафы устройства сбора и обработки сигналов (УСО).

Терминалы защиты всех присоединений 10 кВ предусматриваются с поддержкой протокола связи МЭК 61850 8-1. Подключение цепей переменного тока и напряжения, а также дублирование сигналов по МЭК 61850 осуществляется контрольными кабелями.

В проекте выполнен расчет величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, произведена проверка трансформаторов тока на 10 % погрешность, проверка устройств РЗА по условиям термической стойкости. Также в рамках данного проекта выполнен расчет уставок.

7.2 Защита и автоматика силовых трансформаторов

На ПС 110 кВ Шошина устанавливаются два силовых трансформатора мощностью 25 МВА. Для трансформаторов Т-1, Т-2 предусматривается следующий состав защит и автоматики:

- газовая защита трансформатора с использованием газового реле с двумя отключающими и двумя сигнальными контактами;
- защита устройства РПН с использованием струйного реле с двумя отключающими контактами;
- дифференциальная защита трансформатора;
- максимальная токовая защита на сторонах 110 кВ, 10 кВ с пуском по напряжению;
- защита от перегрузки на сторонах 110 кВ, 10 кВ;
- автоматика охлаждения трансформатора;
- автоматика регулирования коэффициента трансформации;
- технологические защиты;
- автоматика управления выключателем стороны 110 кВ;
- устройство резервирования при отказе выключателя.

Газовая защита трансформатора имеет две ступени:

- первая ступень срабатывает при незначительном выделении газа и действует на «сигнал»;
- вторая ступень срабатывает при интенсивном выделении газа или от потока масла из бака в расширитель трансформатора и действует на отключение трансформатора со всех сторон.

Защита устройства РПН срабатывает от потока масла из бака РПН в расширитель и действует на отключение трансформатора со всех сторон.

Дифференциальная защита действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Максимальная токовая защита на стороне 110 кВ трансформатора выполнена с пуском по напряжению от ТН 10 кВ и действует с выдержкой времени на отключение трансформатора со всех сторон.

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ трансформатора выполнена с пуском по напряжению от ТН 10 кВ и действует:

- с первой выдержкой времени – на отключение выключателя ввода 10 кВ;
- со второй выдержкой времени – на отключение трансформатора со всех сторон.

Защита от перегрузки предусматривается на сторонах 110 кВ, 10 кВ с действием с выдержкой времени на «сигнал».

Автоматика охлаждения трансформатора выполнена с пуском по току и температуре. Для пуска охлаждения по температуре на трансформаторе установлен термосигнализатор.

Защита трансформатора выполняется с поддержкой протокола связи МЭК 61850 8-1, МЭК 61850 9-2 (шкаф ЦПС). Так же устанавливается «традиционный» шкаф защиты трансформатора для выполнения дублирования с поддержкой протокола связи МЭК 61850 8-1 (для передачи сигналов в АСУ ТП).

Автоматику регулирования коэффициента трансформации Т-1, Т-2 предполагается выполнить на отдельных терминалах, расположенных в шкафах «ЦПС» защиты и автоматики трансформаторов. Управление РПН трансформатора также может осуществляться непосредственно со шкафа привода, расположенного на силовом трансформаторе.

В состав технологических защит входят:

- защита от перегрева масла с действием на «сигнал». Защита реализована с помощью датчиков температуры масла, установленных на силовых трансформаторах;

- защита от понижения/повышения уровня масла с действием на «сигнал». Защита реализована с помощью реле уровня масла (маслоуказателей), установленных в расширительных баках трансформатора и устройства РПН;

- защита от повышения давления в баке трансформатора с возможностью выбора действия на «сигнал» или на отключение. Защита реализована с помощью предохранительного клапана трансформатора.

Для выполнения связи привод РПН – защита трансформатора и выключатель 110 кВ – защита трансформатора, применяются преобразователи дискретных сигналов (ПДС).

7.3 Защита и автоматика ячеек ЗРУ 10 кВ

Комплекс РЗА элементов ЗРУ 10 кВ предполагается реализовать с использованием микропроцессорных устройств. Терминалы защиты всех присоединений размещаются непосредственно в релейных отсеках ячеек.

Для защиты вводов 10 кВ предусматриваются микропроцессорные устройства, которые так же являются контроллерами присоединения и выполняют следующие функции защиты и автоматики:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
- защита минимального напряжения;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое повторное включение;
- устройство резервирования при отказе выключателя.

Для защиты секционных выключателей 10 кВ предусматриваются микропроцессорные устройства, которые так же являются контроллерами присоединения и выполняют следующие функции защиты и автоматики:

- максимальная токовая защита;
- автоматическое включение резерва;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя.

Для защиты отходящих линий 10 кВ предусматриваются микропроцессорные устройства, которые так же являются контроллерами присоединения и выполняют следующие функции защиты и автоматики:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- автоматическая частотная разгрузка;

- частотное автоматическое повторное включение;
- сигнализация замыкания на землю.

АПВ на кабельных линиях 10 кВ, отходящих к ЦРП не применяется на основании п.12.15.4 норм технологического проектирования.

Для защиты трансформаторов собственных нужд 10 кВ предусматриваются микропроцессорные устройства, которые так же являются контроллерами присоединения и выполняют следующие функции защиты и автоматики:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузки;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- сигнализация замыкания на землю на отходящем кабеле.

Для трансформаторов напряжения 10 кВ каждой секции шин предусматриваются микропроцессорные устройства, которые так же являются контроллерами присоединения и выполняют следующие функции защиты и автоматики:

- контроль изоляции на секции шин;
- контроль исправности ТН и его цепей;

Для защиты секций шин 10 кВ предусматривается:

- защита от дуговых замыканий с контролем тока, выполненная на микропроцессорной базе;
- логическая защита шин, выполненная на терминалах присоединений, вводов и СВ 10 кВ.

Проектом предусматривается отдельное устройство ЗДЗ для каждой секции шин 10 кВ.

Устройства размещаются в настенных шкафах в непосредственной близости от ячеек ЗРУ.

Дуговая защита выполняется с контролем тока вводов 110 кВ, 10 кВ и СВ 10 кВ.

Логическая защита шин 10 кВ организуется путем обмена сигналами логического ожидания между терминалами защит вводов, СВ 10 кВ и отходящих присоединений 10 кВ:

- посредством контрольных кабелей: по последовательной схеме;
- по протоколу связи МЭК 61850: по параллельной схеме.

В соответствии с СТО 56947007-25.040.40.227-2016 «Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС)» предусматриваются способы управления коммутационными аппаратами.

Проектом предусматривается программная блокировка коммутационных аппаратов 110 кВ, 10 кВ от ошибочных действий оперативного персонала. Предлагается реализаций централизованного устройства ЭМБ на базе контроллеров АСУ ТП.

Кроме того, предусматривается заводская блокировка между коммутационными аппаратами КРУЭ 110 кВ, механическая блокировка между выкатными элементами и заземляющими ножами в пределах одной ячейки ЗРУ 10 кВ.

7.4 Сигнализация

Проектом предлагается реализация функций центральной сигнализации в составе АСУ ТП. Также предусматривается организация местной сигнализации в составе шкафов защит в ОПУ и ячеек ЗРУ 10 кВ.

Питание цепей сигнализации в составе шкафов защит в ОПУ и ячеек ЗРУ 10 кВ осуществляется от оперативных цепей питания микропроцессорных устройств РЗА.

Регистрация аварийных событий и процессов

Согласно схеме подключения ПС 110 кВ Шошина к сети 110 кВ установка автономного регистратора аварийных событий не предусматривается. Регистрация аварийных событий осуществляется функциями микропроцессорных устройств РЗА и на базе контроллера АСУ ТП.

7.5 Анализ возможности реализаций функций РЗА на разных производителях

Предложения по созданию цифровой подстанции имеют 3 завода изготовителя: ООО «НПП ЭКРА», ОАО «ЧЭАЗ», ООО «Релематика». Ко всем изготовителям были предъявлены общие требования по организации надежной архитектуры ЦПС на базе собственных МП терминалов, предусматривающих поддержку коммуникационных сервисов МЭК 61850, с помощью передачи дискретных сигналов посредством выходных контактов реле. При этом, микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, должны обеспечивать свою исправную работу при частоте сети 45,0-55,0 Гц.

Изготовителями ООО «НПП ЭКРА» и ООО «Релематика» предложена комплексная поставка всего оборудования РЗА и АСУ ТП. Изготовитель ОАО «ЧЭАЗ» на сегодняшний день не готов поставить оборудование для цифровой ПС. Данный изготовитель может выполнить поставку оборудования РЗА только на традиционном варианте.

Сравнительный анализ возможности реализации основных выбранных функций РЗА (которые применимы к сравнению) на оборудовании ООО «НПП ЭКРА» и ООО «Релематика» представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Анализ возможности реализации основных выбранных функций

Функции РЗА (в составе устройства)	ООО «НПП ЭКРА»	ООО «Релематика»
1	2	3
Основная защита трансформатора (с поддержкой МЭК 61850 8-1, 9-2)	Да (ШЭ2607 151)	Да (Ш2600 08.713 06.726 08.716)
Резервная защита трансформатора и АУВ 110 кВ (с поддержкой МЭК 61850 8-1, 9-2)	Да (ШЭ2607 151)	Да (Ш2600 08.713 06.726 08.716)
АРКТ (с поддержкой МЭК 61850 8-1, 9-2)	Да (ШЭ2607 151)	Да (Ш2600 08.713 06.726 08.716)
ПРМ/ПРД	Да (ШЭЭ 254XXX)	Да (Нетиповой)
Защита и АУ ВВ 10 кВ (с поддержкой МЭК 61850 8-1)	Да (ЭКРА 247 0306)	Да (ТОР 300 В 505)

1	2	3
Защита и АУ СВ 10 кВ (с поддержкой МЭК 61850 8-1)	Да (ЭКРА 247 0304)	Да (ТОР 300 С 505)
Защита и АУВ ячейки отходящего фидера 10 кВ (с поддержкой МЭК 61850 8-1)	Да (ЭКРА 247 0301)	Да (ТОР 300 Л 505)
Автоматика ячейки ТН 10 кВ (с поддержкой МЭК 61850 8-1)	Да (ЭКРА 247 0307)	Да (ТОР 300 Н 505)

Состав оборудования РЗА, устанавливаемый на ПС 110 кВ Шошина представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Состав оборудования РЗА

Название и тип шкафа	Кол-во	Тип терминала	Функции РЗА
1	2	3	4
Защита и автоматика трансформатора Т-1(Т-2) ЦПС/ ШЭ2607 151	2	БЭ2704 101	ДЗТ, МТЗ НН/У, ЗП, ГЗТ, ГЗ РПН, пуск охл., блок АРКТ, технол. защ.,
		БЭ2704 101	МТЗ ВН/У, ГЗТ, ГЗ РПН, АУВ 110 кВ, УРОВ
Защита и автоматика трансформатора Т-1(Т-2)/ ШЭ2607 045073	2	БЭ2704 305	ДЗТ, МТЗ НН/У, ЗП, ГЗТ, ГЗ РПН, пуск охл., технол. защ.,
		БЭ2704 204	МТЗ ВН/У, ГЗТ, ГЗ РПН, АУВ 110 кВ, УРОВ
Шкаф ШРОТ/ Нетиповой	1		Питание цепей РЗА
Шкаф питания ОБР/ Нетиповой	1	Конвертер DC/DC	Питание цепей ОБР
Защита и АУВ ВВ-10 кВ	4	ЭКРА 247 0306	МТЗ, ЗМН, АУВ, АПВ, УРОВ, ЛЗШ
Защита и АУВ СВ-10 кВ	2	ЭКРА 247 0304	МТЗ, АВР, АУВ, УРОВ, ЛЗШ
Защита и АУВ КЛ-10 кВ	8	ЭКРА 247 0301	ТО, МТЗ, АУВ, УРОВ, АЧР, ЧАПВ, СЗЗ
Защита и АУВ КЛ-10 кВ к ТСН	2	ЭКРА 247 0301	ТО, МТЗ, ЗП, АУВ, УРОВ, СЗЗ
Автоматика ТН-10 кВ	4	ЭКРА 247 0307	КЦН, КИ
Оптическая дуговая защита	4	ОВОД-МД	ЗДЗ

7.6 Расчет релейной защиты трансформатора

В качестве примера в данной ВКР будут рассмотрены расчеты уставок релейной защиты и автоматики:

- дифференциальной защиты трансформатора Т-1;
- защиты от перегрузки трансформатора Т-1;
- расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора Т-1.

Трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации:

- на стороне ВН – 100/5;
- на стороне НН – 1000/5.

Номинальные токи сторон силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (118)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение стороны.

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности, производится по выражению:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (119)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток стороны, соответствующий номинальной мощности трансформатора;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, при штатном подключении устройства к ТТ, обмотки которых собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы $K_{\text{сх}} = 1$ [14].

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на стороне ВН:

первичный ток на стороне ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,204 \text{ А};$$

первичный ток на стороне НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 549,857 \text{ А};$$

вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне ВН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{50,204}{\frac{100}{5}} = 2,51 \text{ А};$$

вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне НН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{549,85 \cdot 1}{\frac{1000}{5}} = 2,75 \text{ А}.$$

Принятые значения уставок с округлением до двух знаков после запятой приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Принятые значения уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Значения	
		ВН	НН
Принятые значения уставок	« $I_{\text{ном ВН}}$ », « $I_{\text{ном НН}}$ » диапазон уставок: (1,00—30,00) А	2.51	2,75

Базовая уставка $I_{д1}/I_{баз}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 – 0,5 [16].

Значение $I_{д1}/I_{баз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора определяется с помощью выражения:

$$I_{д1}/I_{баз} = K_{отс} \cdot I_{НБ.расч}, \quad (120)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1.2;

$I_{НБ.расч}$ – относительный ток небаланса.

$$I_{НБ.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}, \quad (121)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, следует принимать 2;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме 0,1;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимаем 1;

$\Delta U_{рпн} = 0.16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине диапазона регулирования;

$\Delta f_{добав}$ – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением $\Delta f_{выр} = 0.04$.

$$I_{НБ.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.04 = 0.4 \text{ А.}$$

Значение $I_{д1}/I_{баз}$:

$$I_{д1} / I_{баз} = 1.2 \cdot 0.4 = 0.48.$$

Принимаем $I_{д1} / I_{баз} = 0.5$.

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{НБ,расч}}}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (122)$$

где $K_{\text{сн.т}}$ – коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ,расч}}}; \quad (123)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,775.$$

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot 1,2 \cdot \frac{0,4}{0,775} = 62\%.$$

Принимаем $K_{\text{торм}} = 62\%$.

Принимаем значение уставки второй точки излома характеристики

$$I_{\text{т}} / I_{\text{ном}} = 2.$$

Принимаем значение уставки блокирования по второй гармонике

$$I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}} = 0.15.$$

При выборе уставки дифференциальной отсечки необходимо учитывать два условия:

- отстройка от броска намагничивающего тока (БНТ);
- отстройка от режима максимального тока внешнего КЗ (сквозного тока).

По условию отстройки от режима БНТ уставка должна приниматься не менее 6 ($I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6$) [16].

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты трансформатора

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{баз}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты [14].

Принимаем $I_{диф} / I_{баз} = 0.1$;

$T = 10$ с.

На рисунке 16 показана тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора.

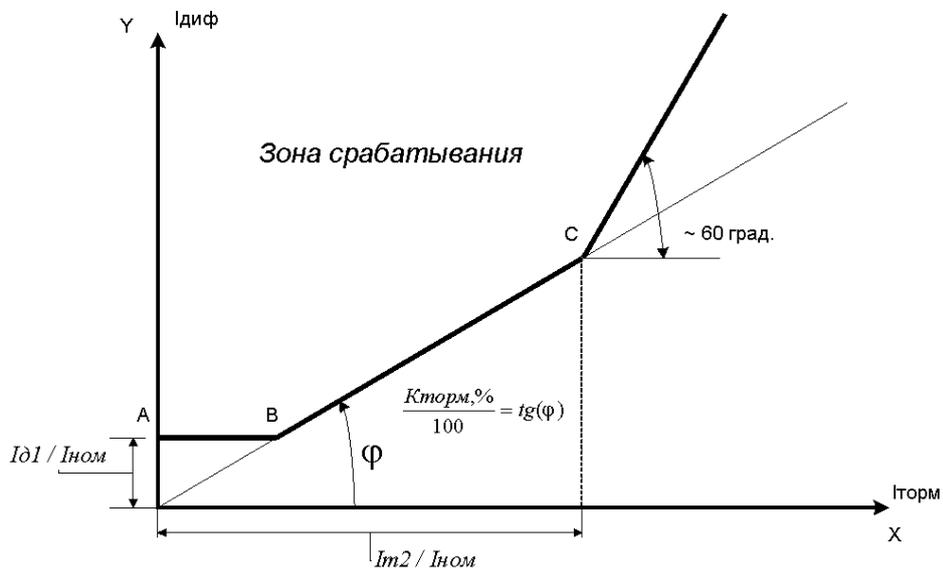


Рисунок 16 – Тормозная характеристика

Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора Т-1

Ток срабатывания защиты от перегрузки (ЗП):

$$I_{зп.тр} = I_{ном.тр} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}, \quad (124)$$

где $K_{отс} = 1.05$ – коэффициент отстройки ЗП;

$K_B = 0.95$ – коэффициент возврата реле тока ЗП;

$I_{\text{ном.ТР}}$ – номинальный первичный ток обмотки.

Для стороны ВН:

$$I_{\text{зп.ТР.ВН}} = 50,204 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 55,49 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.ВН}}}{K_{\text{тт.ВН}}}; \quad (125)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{55,49}{\frac{100}{5}} = 2,77 \text{ А.}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{зп.ТР.НН}} = 549,86 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 607,74 \text{ А.} \quad (126)$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.НН}}}{K_{\text{тт.НН}}}; \quad (127)$$

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{607,74}{\frac{1000}{5}} = 3,04 \text{ А.}$$

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА СЕТИ

8.1 Подготовка исходных данных для расчета

Исходными данными для расчета режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчета, определяются по справочникам.

В данном проекте составлялись исходные данные для расчета установившегося режима существующей сети, за исключением параметров элементов ПС 110 кВ Шошина. Параметры КЛ 110 кВ от.2 – Шошина и КЛ 110 кВ от.2 – Шошина представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Параметры ЛЭП

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
от.1 – ПС 110 кВ Шошина	0,32	1,15	-56,0
от.2– ПС 110 кВ Шошина	0,32	1,15	-56,0

Параметры двухобмоточного трансформатора ТРДН-25000/110/10/10 представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Параметры ТРДН-25000/1100/10/10

Трансформатор		R _т , Ом	X _т , Ом	B _т , мкСм	G _т , мкСм	$k_{mp} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}$	$k_{mp} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}$
		ТРДН-25000/110	ВН	1,4	104	6	0,8
НН	1,4		0	0	0		
НН	2,8		195,6	0	0		

8.2 Анализ установившихся режимов электроэнергетической сети оптимального варианта

8.2.1 Нормальный режим зимнего максимума

Результаты расчета нормального режима зимнего максимума существующей сети представлены в таблицах 36-37, схема потокораспределения показана в рисунке 17.

Таблица 36 – Напряжения узлов нормальном режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
ПС 500 кВ Владивосток	500	520	4
ПС 220 Зеленый Угол	10	9,90	-1,01
ПС 220 кВ Волна	6	5,72	-4,66
ПС 110 кВ Мингородок	110	109,04	-0,87
ПС 110 кВ 1Р	110	109,04	-0,87
ПС 110 кВ Котельная	110	108,60	-1,25
ПС 110 кВ Бурун	110	108,43	-1,42
ПС 110 кВ 2Р	110	108,75	-1,14
ПС 110 кВ Стройиндустрия	110	109,06	-0,86
ПС 110 кВ Шошина	10	10,55	5,46
	10	10,55	5,46

Таблица 37 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	Нагрузочная плотность тока, А/мм ²	Экономические токовые интервалы, А	Отклонение, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол	АСО-300	429	1,43	530	80,94
ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна	АСО-300	552	1,84	530	104,15
ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Волна	АСк-300	90	0,30	530	16,98
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – Мингородок	АСКП-300	286	0,95	510	56,08
КЛ 110 кВ 1Р – Восточная ТЭЦ	АПвПу2Г-1*800	138	0,17	540	25,56
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р	АПвПу2Г-1*800	454	0,57	540	84,07
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	АСО-300	215	0,72	510	42,16
ВЛ 110 кВ Волна – от. к Котельная	АС-240	215	0,90	380	56,58
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Котельная	АС-120	39	0,33	195	20,00
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Бурун	АСО-300	176	0,59	510	34,51
ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р	АС-120	221	1,84	195	113,33
ВЛ 110 кВ 2Р – Стройиндустрия	АС-240	153	0,64	380	40,26
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия	АПвПнГ-1*800	266	0,33	540	49,26
ВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – от.2	АСО	150	0,50	510	29,41

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – от.2	АСО	276	0,92	510	54,12
ВЛ 110 кВ 1Р – от.3	АС-300	77	0,26	510	15,10
ВЛ 110 кВ Мингородок – от.3	АС-300	106	0,35	510	20,78
КЛ 110 кВ от.2 – Шошина	АПвПнг2 г(А)-НФ 1*185	136	0,74	225	60,44
КЛ 110 кВ от.3 – Шошина	АПвПнг2 г(А)-НФ 1*185	53	0,29	225	23,56

В результате расчета нормального установившегося режима при максимуме нагрузки видно, что в сети отсутствуют перегруженные элементы. Самым загруженным элементом является ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р. Значение протекающего по проводнику маркой и сечением АС-120 равняется 221 А, что составляет 113,333 % от значения экономического токового интервала, нагрузочная плотность тока составляет 1,84 А/мм², оба значения говорят об неэффективной загрузки линии.

Величина потерь активной мощности является показателем эффективности работы ЭЭС. Данное значения относительно общей нагрузки рассматриваемой ЭЭС не должно превышать максимального допустимого – 10 %, рекомендовано значение – 4 %. В нормальном режиме потери активной мощности составляют 11,99 МВт, это 2,07 % от общей нагрузки сети.

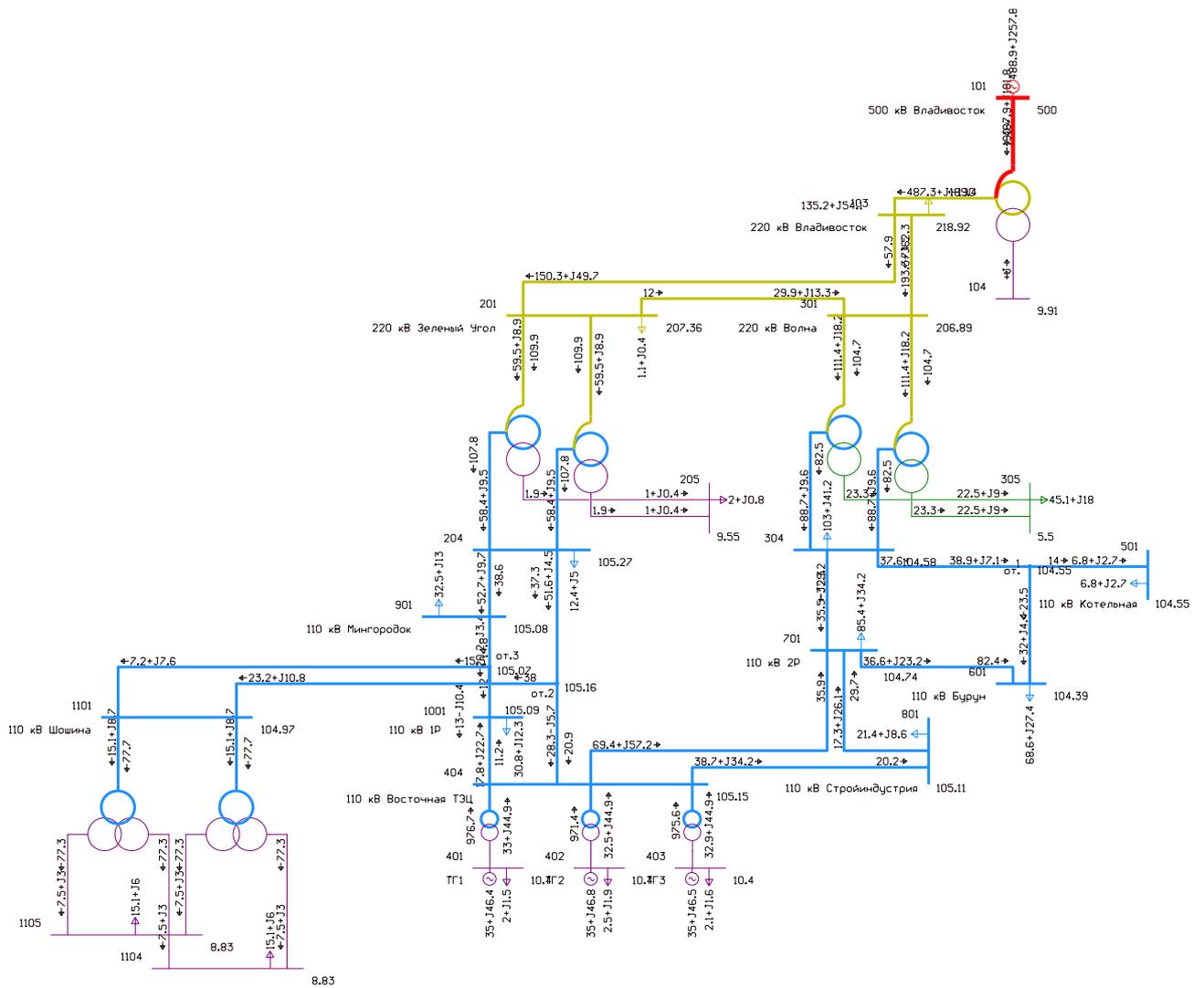


Рисунок 17 – Схема потокораспределения в нормальном режиме зимнего максимума

8.3 Анализ послеаварийного режима зимнего максимума существующей сети

В рамках послеаварийного режима рассмотрим наиболее загруженный участком сети: ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р. Результаты расчёта послеаварийного режима зимнего максимума представлены в таблицах 38-39. Схема потокораспределения показана на рисунке 18.

Таблица 38 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение, %
ПС 500 кВ Владивосток	500	520	4,00
ПС 220 Зеленый Угол	10	9,90	-0,99
ПС 220 кВ Волна	6	5,71	-4,87
ПС 110 кВ Мингородок	110	109,07	-0,85
ПС 110 кВ 1Р	110	109,07	-0,85
ПС 110 кВ Котельная	110	108,33	-1,52
ПС 110 кВ Бурун	110	107,8	-2,00
ПС 110 кВ 2Р	110	108,78	-1,11
ПС 110 кВ Стройиндустрия	110	109,08	-0,83
ПС 110 кВ Шошина	10	10,55	5,49
	10	10,55	5,49

Таблица 39 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	Нагрузочная плотность тока, А/мм ²	Экономические токовые интервалы, А	Отклонение, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол	АСО-300	430	1,43	530	81,13
ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна	АСО-300	553	1,84	530	104,34
ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Волна	АСк-300	94	0,31	530	17,74
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – Мингородок	АСКП-300	283	0,94	510	55,49
КЛ 110 кВ 1Р – Восточная ТЭЦ	АПвПу2 Г-1*800	141	0,18	540	26,11
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р	АПвПу2 Г-1*800	448	0,56	540	82,96
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	АСО-300	205	0,68	510	40,20
ВЛ 110 кВ Волна – от. к Котельная	АС-240	435	1,81	380	114,47
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Котельная	АС-120	39	0,33	195	20,00
ВЛ 110 кВ от. к Котельная – Бурун	АСО-300	396	1,32	510	77,65
ВЛ 110 кВ Бурун – 2Р	АС-120	-	-	195	-
ВЛ 110 кВ 2Р – Стройиндустрия	АС-240	151	0,63	380	39,74
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия	АПвПнГ -1*800	264	0,33	540	48,89

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – от.2	АСО 300	147	0,49	510	28,82
ВЛ 110 кВ Зеленый Угол – от.2	АСО 300	272	0,91	510	53,33
ВЛ 110 кВ 1Р – от.3	АС-300	75	0,25	510	14,71
ВЛ 110 кВ Мингородок – от.3	АС-300	104	0,35	510	20,39
КЛ 110 кВ от.2 – Шо-шина	АПвПнг 2Г(А)- НФ 1*185	136	0,74	225	60,44
КЛ 110 кВ от.3 – Шо-шина	АПвПнг 2Г(А)- НФ 1*185	43	0,23	225	19,11

В результате расчета послеаварийного установившегося режима при максимуме нагрузки видно, что в сети отсутствуют перегруженные элементы, уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Самым загруженным элементом является ВЛ 110 кВ Волна – от. к Котельная. Значение протекающего по проводнику маркой и сечением АС-240 равняется 435 А, что составляет 114,47 % от значения экономического токового интервала, нагрузочная плотность тока составляет 1,81 А/мм². Линия загружена неэффективно.

Величина потерь активной мощности является показателем эффективности работы ЭЭС. Данное значения относительно общей нагрузки рассматриваемой ЭЭС не должно превышать максимального допустимого – 10 %, рекомендовано значение – 4 %. В нормальном режиме потери активной мощности составляют 12,07 МВт, это 2,08 % от общей нагрузки сети.

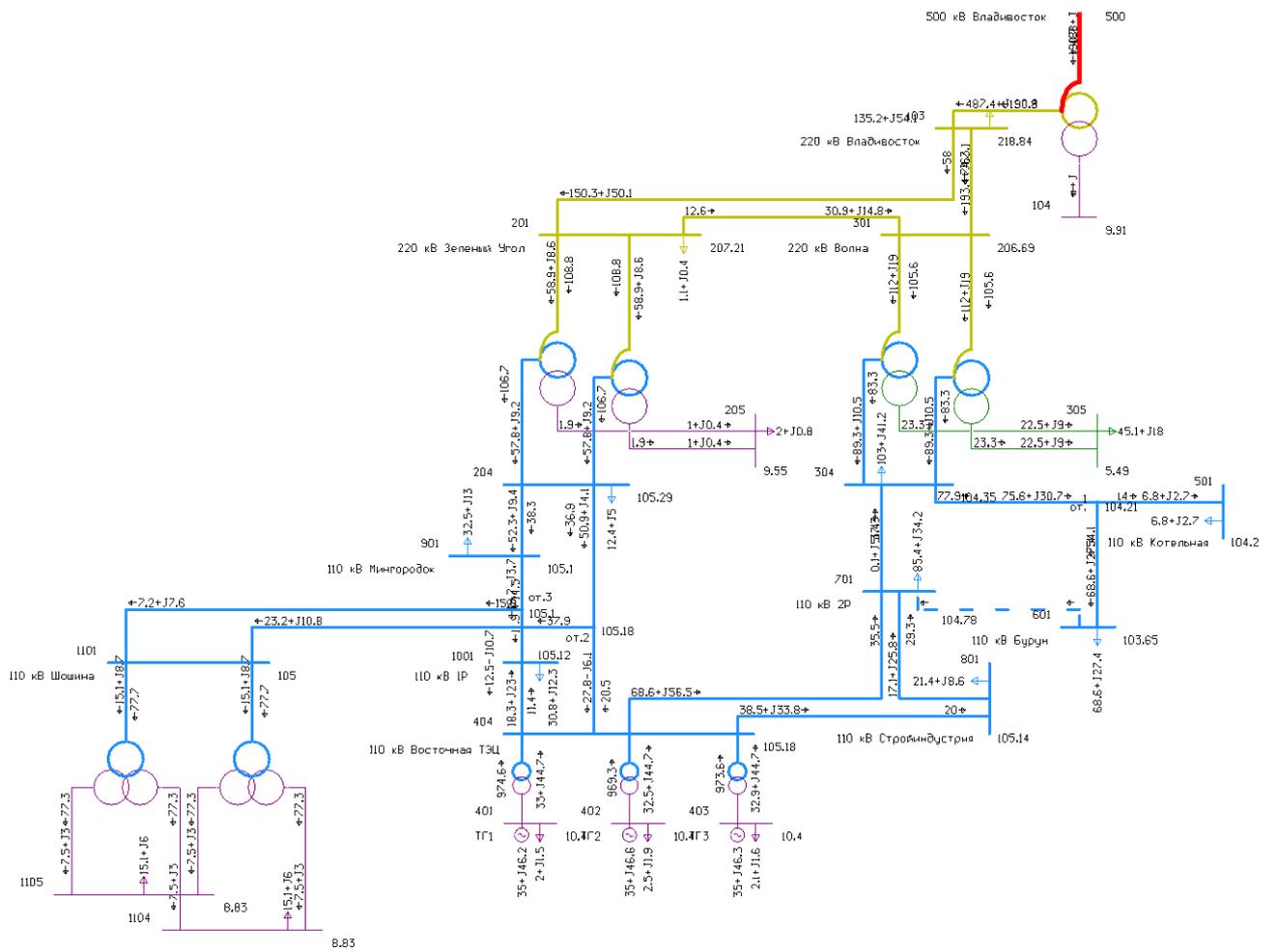


Рисунок 18 – Схема потокораспределения в послеварийном режиме зимнего максимума

9 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

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

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ПАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2022 г. рекомендуется принимать равным 9,38. [9]

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

9.1 Капитальные затраты на сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}} \quad (128)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС [18];

$K_{\text{р}}$ – районный коэффициент для Приморского края;

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции на 2022 г.

В таблице 40 представлены типы трансформаторов, выбранных для данного варианта реконструкции, и их базовая стоимость на период 2000 г. [9]

Таблица 40 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 110 кВ Шошина	ТРДН-25000/110/10	2	1050

Капитальные затраты на реконструкцию ячеек подстанции представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г.

Подстанция	Номинальное напряжение, кВ	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
РУ 10 кВ Шошина	10	10	800
РУ 110 кВ Шошина	110	2	6300

Постоянная часть затрат представлена в таблице 42.

Таблица 42 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	20500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{\text{ПС}} = 269206 + 132633,2 + 270519,2 = 672358,4 \text{ тыс.руб.}$$

Как видно, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

9.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования определяются по формуле [9]:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (129)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{672358,4}{20} = 33620 \text{ тыс.руб.}$$

9.3 Расчет эксплуатационных затрат

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [9]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (130)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 126 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 2.84 руб./кВт*ч.[21].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 19980 \cdot 2,84 = 56743,2 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} \quad (131)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{эрс}} = 0.067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 110 кВ [9].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{экс}} = 672358,4 \cdot 0,067 = 45050 \text{ тыс.руб.}$$

9.4 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений [9]:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок П}}} (O_{\text{пт}} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок П}}} (\Pi_{\text{чт}} - I_{\text{амт}}) \quad (132)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{\text{ам}_t}$ – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора

времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, обычно этим моментом выбирают дату, когда планируется начать проект или же дату начала производственной деятельности или условную дату, которая близка ко времени расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина - дисконтированной стоимостью. Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что проект сооружается на протяжении 4 лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - N_t}{(1+E)^t} ; \quad (133)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

N_t – отчисления налога на прибыль;

$E = 0.5$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении Б.

Принимаем допущения:

- строительство проекта осуществляется в течении 4 лет;
- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 1 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности

(ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 19.

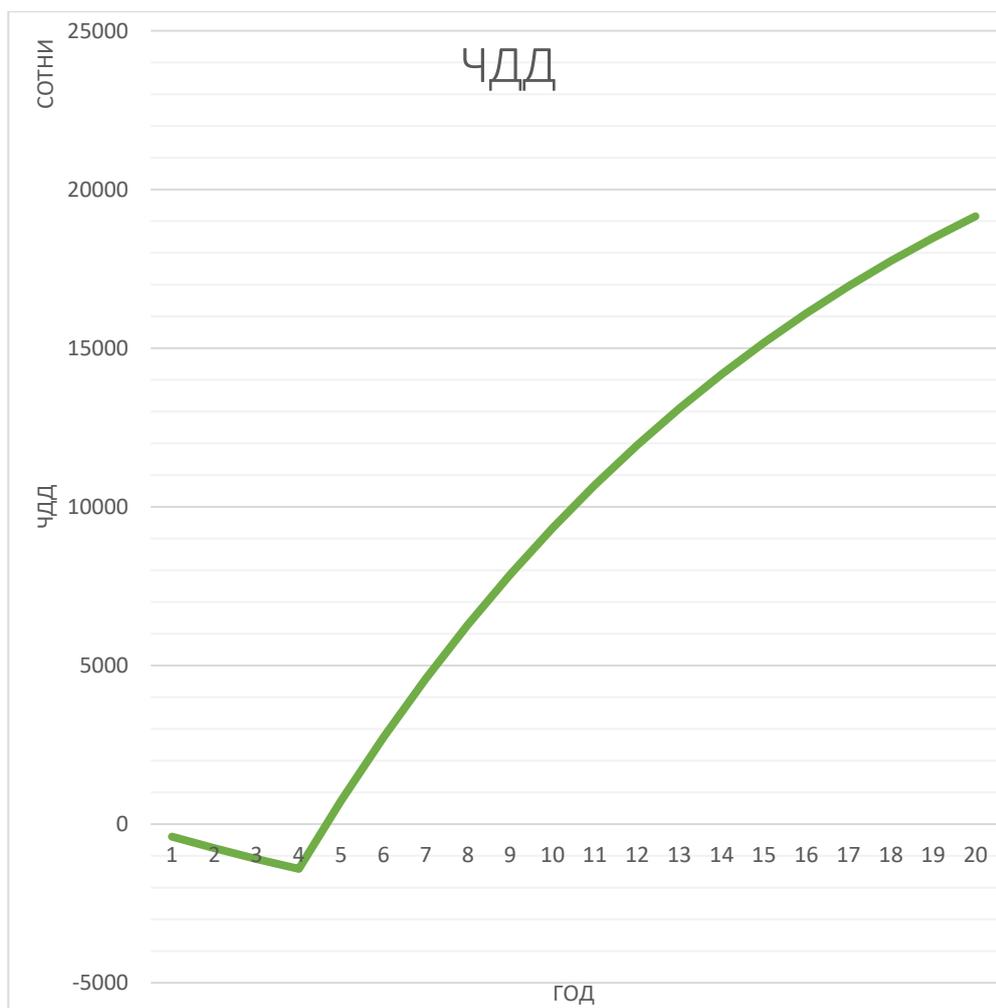


Рисунок 19 – График оценки экономической эффективности

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

10.1 Безопасность

Организация строительной площадки, участков работ и рабочих мест должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ [27].

При организации строительной площадки, размещении участков работ, рабочих мест, проездов строительных машин и транспортных средств, проходов для людей следует установить опасные для людей зоны, в пределах которых действуют или могут действовать опасные производственные факторы. Опасные зоны должны быть обозначены знаками безопасности и надписями установленной формы.

Знаки безопасности устанавливаются на участках производства работ по проколу, вблизи электроустановок, работы грузоподъемных механизмов и на производственном оборудовании, если необходимо обратить внимание работающих на выполнение определенных действий с целью обеспечения безопасных условий труда [27].

Применение сигнальных цветов и знаков безопасности не заменяет технических, санитарно-гигиенических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности труда.

Скорость автотранспорта вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах [27].

Для выполнения работ с использованием подъемника (вышки) должна быть подготовлена площадка, к которой предъявляются следующие требования:

- наличие подъездного пути;
- уклон не должен превышать 3°;
- при свеженасыпанном не утрамбованном грунте необходимо провести уплотнение;

– размеры площадки должны позволять установку подъемника (вышки) на полностью выдвинутые все опоры, а при слабом грунте на установленные под опоры прочные устойчивые подкладки, на скользком грунте – на специальных прокладках с шипами.

При выполнении строительно-монтажных работ необходимо проводить мероприятия по организации безопасной работы с применением строительных механизмов, транспортных средств и средств малой механизации работ [27].

Строительство участков электрических сетей в охранной зоне действующих ВЛ, находящихся под напряжением, должно выполняться на основании полученного от эксплуатирующей организации разрешения на производство работ и в строгом соответствии с правилами техники безопасности при производстве всего комплекса строительно-монтажных работ (СНиП 12-03-2001), «Правилами техники безопасности при производстве электромонтажных работ», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Работы производить в спецодежде, спецобуви, с применением средств защиты, соответствующих выполняемой работе. При выполнении работ в действующих электроустановках применять спецодежду и спецобувь устойчивые к воздействию электрической дуги.

При выполнении транспортных и погрузочно-разгрузочных работ в зависимости от вида транспортных средств наряду с требованиями СНиП 12-03-2001 должны соблюдаться правила по охране труда на автомобильном транспорте, межотраслевые правила по охране труда и государственные стандарты [27].

Движение автомобилей на производственной территории, погрузочно-разгрузочных площадках и подъездных путях к ним должно регулироваться общепринятыми дорожными знаками и указателями. В местах производства погрузочно-разгрузочных работ и в зоне работы грузоподъемных машин запрещается нахождение лиц, не имеющих непосредственного отношения к этим работам.

Присутствие людей и передвижение транспортных средств в зонах возможного обрушения и падения грузов запрещаются.

Мероприятия по охране труда должны обеспечиваться правильной организационно-технической подготовкой к строительству и соблюдением норм СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые инструкции по охране труда».

Необходимо соблюдать требования РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электро-монтажных работ».

Места, отведенные под штабели, должны быть очищены до грунта от травяного покрова, горючего мусора и отходов или покрыты слоем песка, земли или гравия толщиной не менее 15 см [27].

Участки производства работ в населенных пунктах или на территории организации во избежание доступа посторонних лиц должны быть ограждены. Технические условия по устройству инвентарных ограждений установлены ГОСТ 25407-78.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов, связанных с работой монтажных и грузоподъемных машин (опасные зоны работы машин), относятся места, над которыми происходит перемещение грузов грузоподъемными кранами.

10.2 Экологичность

Подстанция является «чистым» производством:

– загрязненный технологический сток исключен: проектом предусмотрены маслосборники и маслоприемники, которые изолируют разлив масла при аварийных ситуациях на 100%, исключая загрязнения почв и сброса на рельеф загрязненных стоков [28];

– постоянные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу отсутствуют. Возможными источниками загрязнения могут быть – заезжающий на территорию ПС транспорт с ремонтной бригадой, аварийное возгорание масла в трансформаторах. Выбросы от этих источников носят временный характер или возникают только во внестатной (аварийной ситуации) [28].

Основными факторами негативного воздействия от ПС являются физические факторы – электромагнитное излучение и шум.

Источником негативного физического воздействия является трансформаторное оборудование.

Принцип работы силового трансформатора

Силовой трансформатор посредством электромагнитной индукции преобразует одну величину переменного напряжения и тока в другую величину переменного напряжения и тока, той же частоты без изменения ее передаваемой мощности [30].

При подаче напряжения от внешнего источника на первичную обмотку, протекающий по первичной обмотке переменный ток намагничивания создает переменный магнитный поток в магнитопроводе. В результате электромагнитной индукции переменный магнитный поток в магнитопроводе создает электродвижущую силу индукции, во вторичной обмотке, к которой подключена нагрузка.

Электрическое оборудование трансформатора размещается внутри металлического корпуса, изготовленного в форме герметичного бака с крышкой. Корпус заполнен специальным трансформаторным маслом, которое обладает высокими диэлектрическими свойствами и, одновременно, используется для отвода тепла от деталей, подвергаемых большим токовым нагрузкам [30].

Для охлаждения в силовом трансформаторе образовано два контура циркуляции масла внешний и внутренний.

Первый контур представлен радиаторами, состоящими из верхнего и нижнего коллекторов, соединенных системой металлических трубок. Через них проходит нагретое масло, которое, находясь в магистралях охладителя, остывает и возвращается в бак.

Внутри бака циркуляция масла производится естественным путем.

Забор тепла от радиатора в атмосферу выполняется обдувом системой вентиляторов.

10.1.1 Загрязнение атмосферного воздуха

Критерием для определения размера санитарно-защитной зоны является не превышение на ее внешней границе и за ее пределами ПДК (предельно допустимых концентраций) загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест [29].

Определяющим размером СЗЗ по фактору химического загрязнения окружающей среды является расчет рассеивания загрязняющих веществ, приземная концентрация которых превышает 1,0 ПДК.

На основании проведения инвентаризации можно сделать вывод, что постоянных источников воздействия на атмосферный воздух в период эксплуатации проектируемой подстанции нет.

В штатном режиме работы силовых трансформаторов выделение масла на поверхность защитного кожуха не предусмотрено, вследствие чего выбросы паров масла в настоящем проекте не учитываются. Силовые трансформаторы герметичны. Утечка масла возможна только в аварийной ситуации, при которой оборудование останавливается до полной ликвидации аварии и наладки рабочего режима [29].

Согласно ПУЭ (п. 4.2.200) сооружение маслохозяйства и маслоскладов на подстанции не требуется. Доставка масла осуществляется в передвижных емкостях или автоцистернах с централизованных масляных хозяйств [8].

Слитое отработанное трансформаторное масло передается по договору на утилизацию специализированной организации.

Перспектива развития предприятия.

Изменение технологии или режима работы, а также другие мероприятия, которые могут повлечь увеличение выбросов вредных веществ в атмосферу на территории ПС на ближайшие пять лет не планируется.

Выводы и предложения:

ПС Шошина не является источником воздействия по фактору химического воздействия на атмосферный воздух.

10.1.2 Акустическое воздействие

Учитывая, что определяющим фактором воздействия при эксплуатации электроподстанции является фактор шума, санитарно-защитная зона устанавливается по фактору шумового загрязнения [31].

Настоящим разделом определяется воздействие на прилегающую территорию физических факторов (шумовое загрязнение) и включает:

- выявление основных источников шума, их мест расположения, шумовых характеристик;
- выбор расчетных точек на прилегающей территории;
- определение ожидаемых уровней шума в расчетных точках на прилегающей территории;
- определение необходимости проведения мероприятий по предупреждению негативного воздействия физических факторов на среду обитания и близлежащую жилую застройку.

Допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот, эквивалентных и максимальных уровней звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных зданий и шума на территории жилой застройки приняты в соответствии с требованиями СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

В период эксплуатации ПС основными источниками возможного шумового воздействия являются: силовые трансформаторы.

На подстанции предусматривается установка двух силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой типа ТРДН 25000/110 мощностью 25 МВА каждый с номинальными напряжениями $115 \pm 9 \times 1,78\% / 10,5 / 10,5$ кВ.

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведен в таблице 43 [32].

Таблица 43 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	L_{PA} , дБА
Трансформатор силовой масляный ТРДН 25000/110	2	ИШ №1-2	89,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$) [32]:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

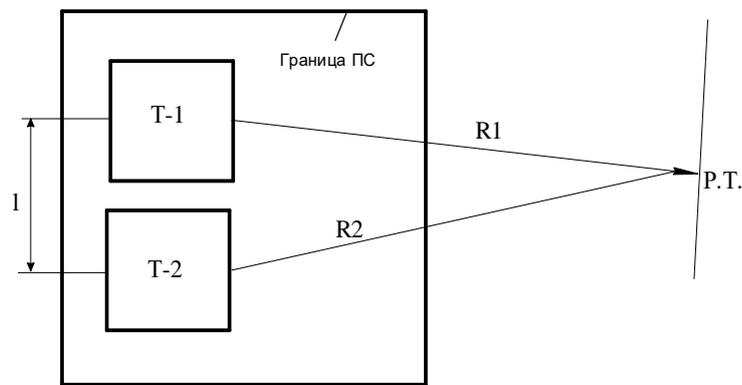


Рисунок 20 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{WAi}}; \quad (136)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot 89} = 92,01 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$ / Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{w\Delta\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (137)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(92,01 - 50)}}{2\pi}} = 50,28 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сзз}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 50,28 м.

10.1.3 Фактор вибрации

В процессе эксплуатации подстанции негативным фактором физического воздействия на окружающую среду также является вибрация. Источниками данного воздействия на территории подстанции служат силовые трансформаторы.

Нормируемыми параметрами вибрации являются уровни виброускорения L_a (виброскорости L_v , дБ, или виброперемещения s , м, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 2; 4; 8; 16; 31,5; 63 Гц).

На ПС 110 кВ Шошина оборудованием, создающим вибрацию являются силовые трансформаторы. Силовые трансформаторы изготавливаются в соответствии с ГОСТ 17516.1-90 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам». Уровень вибрационных воздействий трансформатора согласно ГОСТ 17516.1 незначительный, специальные конструктивные требования к оборудованию не предъявляются.

Вводы и предложения

1. ПС не является источником негативного воздействия по фактору вибрации на прилегающую территорию.

2. Организация санитарно-защитной зоны для предприятия по данному виду воздействия не требуется.

10.1.4 Образование производственных отходов

В соответствии с СанПиН 2.1.3684-21 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления», при проектировании, строительстве, реконструкции, консервации и ликвидации предприятий, зданий, строений, сооружений и иных объектов, в процессе эксплуатации которых образуются отходы, индивидуальные предприниматели и юридические лица обязаны складировать отходы (на срок не более чем шесть месяцев) в местах (на площадках), обустроенных в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и законодательства в области обеспечения санитарно - эпидемиологического благополучия населения.

Способы временного хранения отходов определяются классом опасности отходов.

Требования к условиям временного складирования отходов регламентированы СанПиН 2.1.3684-21.

Места временного складирования отходов (площадки) должны иметь водонепроницаемое покрытие и быть оборудованы в соответствии с п. 3.7 СанПиН 2.1.3684-21 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления».

По истечении срока накопления (временного хранения отходов), Заказчик, собственник отходов обязан передать эти отходы по договору организации, имеющей лицензию на осуществление деятельности по использованию, обезвреживанию, транспортированию и размещению отходов.

Для складирования ТКО в период эксплуатации предусматривается установка контейнера. Вывоз отходов осуществляется по мере накопления на основании договора со специализированной организацией.

10.1.5 Мероприятия по снижению негативного воздействия на среду обитания

По принципу своей деятельности ПС 110 кВ не является источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, следовательно, разработка специальных мероприятий по снижению негативного воздействия на воздушную среду не требуется.

Источник хозяйственно-питьевого водоснабжения подстанции – существующий хозяйственно-питьевой водопровод.

Бытовые стоки от здания закрытой ПС в самотечном режиме поступают в наружные внутривозрадные канализационные сети, потом в существующий городской канализационный коллектор, проходящий по ул. Блюхера.

Отвод поверхностных сточных вод с территории площадки ПС осуществляется в дождеприемники, подключаемые к проектируемой сети ливневой канализации.

Стоки в самотечном режиме поступают в колодец, в котором располагается погружной насос с поплавковым выключателем.

Далее по мере наполнения поверхностные стоки с помощью погружного насоса в напорном режиме направляются в существующую городскую сеть ливневой канализации.

Дополнительных мероприятий по снижению негативного воздействия предприятия ПС на водную среду не требуется.

Для складирования ТБО в период эксплуатации предусматривается установка контейнера объемом 8 м³. Вывоз отходов осуществляется по мере накопления на основании договора со специализированной организацией.

Дополнительных мероприятий по снижению негативного воздействия предприятия ПС не требуется.

10.1.6 Мероприятия по защите населения от физического воздействия

На основании анализа, проведенного в рамках настоящего проекта, предельно допустимые уровни негативного воздействия физических факторов на население не превышаются за пределами расчетной СЗЗ [28].

Таким образом, разработка дополнительных мероприятий по защите населения от негативного физического воздействия ПС 110 кВ Шошина не требуется.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Наличие на объектах системы обеспечения пожарной безопасности устанавливается требованиями ст.5 ФЗ №123 от 22.07.2008. Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты предназначена для предотвращения пожара, обеспечения безопасности людей и защиты имущества при пожаре.

Пожарная безопасность обеспечивается:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- организационно-техническими мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности.

Предотвращение пожара достигается исключением условий образования горючей среды и исключением условий образования в горючей среде источников зажигания. На трассе КЛ 110 кВ это реализуется следующими способами [33]:

- применение оборудования, средств и материалов, отвечающим пожарным требованиям;
- установка системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающей обесточивание оборудования при нарушениях режимов работы и внутренних повреждениях (в том числе при коротких замыканиях);
- устройство заземления.

Противопожарная защита объекта достигается [33]:

- применением объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающими ограничение распространения пожара за пределы очага;
- объемно-планировочными и техническими решениями, направленными на обеспечение деятельности пожарных подразделений, в том числе и возможность подъезда пожарной техники;

- применением средств защиты обслуживаемого персонала от опасных факторов пожара;
- плановыми осмотрами и ремонтами.

В процессе строительства должно быть обеспечено [33]:

- приоритетное выполнение противопожарных мероприятий, предусмотренных проектом и утвержденных в установленном порядке;
- соблюдение требований и норм пожарной безопасности;
- пожаробезопасное проведение строительных и монтажных работ;
- наличие и исправное содержание средств борьбы с пожаром;
- возможность безопасной эвакуации и спасения людей.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности должны выполняться в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. №390 «О противопожарном режиме» и ВПП 27-14.

10.3.1 Характеристика технологического процесса передачи электроэнергии с точки зрения пожарной опасности

Пожары на ЛЭП обычно возникают в основном из-за короткого замыкания (КЗ), электрического пробоя изоляции или ее перегрева. Развитию пожаров способствует применение кабелей, распространяющих горение с горючими защитными покровами, наличие механических повреждений, дефектов монтажа, старения изоляции, недопустимых перегревов при эксплуатации из-за размещения вблизи горючих поверхностей, несоблюдение плотности кабельных сооружений, попадания молний, пожаров ближайших объектов и т.д. Проектируемые КЛ 110 кВ предназначены для питания ПС 110 кВ Шошина.

Прокладка кабелей на различных участках трассы осуществляется следующими способами [33]:

- прокладка кабеля в траншее (с защитой ж/б лотками и засыпкой грунтом);
- прокладка кабеля безтраншейная, методом ГНБ (пакет труб).

Для защиты проектируемых КЛ 110 кВ с точки зрения пожарной опасности проектом предусмотрено:

- прокладка кабелей, в том числе и при пересечении с инженерными коммуникациями, ведется в соответствии с требованиями ПУЭ.

Прокладка кабельных линий 110 кВ производится параллельно друг другу на одинаковой глубине от поверхности земли. Расстояние в свету между кабелями 110 кВ при параллельной прокладке в соответствии с п. 2.3.86 ПУЭ 7 издание принимается не менее 500 мм, при этом кабельные линии отделяются одна от другой ж/б плитами (в нашем случае это ж/б стенки лотков).

- в соответствии с требованиями ПУЭ кабельная линия защищена от токов КЗ. Короткие замыкания устраняются отключением КЛ с обеих сторон быстродействующими устройствами релейной защиты и автоматики за время не более 0,1 с, при этом электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успевая вызвать существенных разрушений [33].

- выбранный способ заземления кабельных экранов позволяет улучшить температурный режим эксплуатации кабельной конструкции в целом;

- прокладка в электротехнических трубах служит дополнительным слоем изоляции для кабеля, обеспечивает пожароустойчивость и защиту кабеля от механических повреждений.

Раздельная прокладка кабельных линий электропередач в трубах под землей исключает взаимодействие с кислородом и тем самым возможность возгорания;

- установка охранной зоны вдоль кабельной линии;

- в соответствии с требованиями СТО 34.01-27.3-002-2014 «Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ПАО «Россети» [33]:

- 1) при прокладке кабелей в траншее открытым способом предусматриваются противопожарные перегородки через каждые 150 м;

2) в местах захода кабелей в кабельные колодцы предусматривается герметизация труб несгораемым материалом с пределом огнестойкости не менее EI45;

3) при открытой прокладке кабелей в ж/б лотках, а также при прокладке кабелей по конструкциям в кабельных колодцах, кабели обрабатываются огнезащитным составом.

Используемое оборудование при строительстве КЛ 110 кВ сертифицировано, испытано в установленном порядке, выполнено согласно действующим техническим регламентам и находится в зоне обслуживания линейных служб соответствующих сетей.

Таким образом, технологический процесс передачи электроэнергии, безопасность которого осуществляется системой защит и соблюдением охранной зоны, не является пожароопасным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был разработан оптимальный вариант подключения подстанции 110 кВ Шошина в Приморском крае.

Рассмотрена характеристика эквивалента рассматриваемой сети проектирования, включающая в себя климато-географическую характеристику г. Владивостока, структурный анализ электрической сети и анализ установившихся режимов. Выявлена возможность включения подстанции для электроснабжения потребителей.

Подключение подстанции к существующей сети рассматриваемого района подразумевает разработка нескольких вариантов развития сети, в результате которой является выбор самой малозатратного варианта.

Для защиты трансформаторов на ПС 110 кВ Шошина выбрана микропроцессорная защита на базе терминала Экра.

Рассмотрены вопросы безопасного ведения монтажных работ на подстанции, мероприятия по предотвращению поражения электрическим током, требования пожарной безопасности и эксплуатации и требования безопасности в аварийных ситуациях. Были выполнены расчеты габаритов маслоприемника и расчет санитарно-защитной зоны по шуму для вводимой ПС 110 кВ Шошина.

Произведен расчет капиталовложения и издержки проекта.

Таким образом, в выпускной квалификационной работе был разработан вариант развития электрических сетей 110 кВ с связи с подключением многоквартирных жилых домов в районе улицы Верхняя в городе Владивосток.

БИБЛОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;
- 2 Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах /В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев.– М.: Энергоатомиздат, 2009. – 243 с.
- 3 Гельфанд А. М. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС / А. М. Гельфанд, П. А. Горо-жанкин, В.Г. Наровлянский, Л. И. Фридман // Электрические станции – 2012.– № 5.– С. 55-58.
- 4 Горелик Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии “цифровая подстанция”. Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012.– № 1(05).– С. 86–89.
- 5 ГОСТ 17544-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия (С Изменением N 1) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200006952> – 29.04.2022 г.
- 6 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.
- 7 Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 2011.-288 с.
- 8 Идельчик, В. И. Разработка и применение геоинформационных систем в распределительных электрических сетях /В.И. Идельчик. – М. : СевКавГТУ, 2007. – 443 с.
- 9 Индексы изменения сметной стоимости. Письмо Министерства регионального развития РФ от 12.02.2013 г. № 1951-ВТ/10.

10 Козлов В.А., Билик Н.И., Д.Л. Файбисович Справочник по проектированию электроснабжения. – 2-ое изд., перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат.2008. – 256 с.

11 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интернет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

12 Моржин Ю. И. Цифровая подстанция ЕНЭС / Ю. И. Моржин, С. Г. Попов, П. А. Горожанкин В.Г. Наровлянский, М. А. Власов, А. А. Сердцев // ЭнергоЭксперт – 2011.– № 4 (27).– С. 27–32.

13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

14 Официальный сайт АО «Электронмаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electronmash.ru> – 10.05.2022 г.

15 Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://souzelectro.spb.ru> – 08.05.2022 г.

16 Официальный сайт ООО «ЮгЭнергоПром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ugenergoprom.ru> – 19.05.2022 г.

17 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети /Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. - Минск: Издательство «Высшая школа»,2008. – 285 с.

18 Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 385 с.

19 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> – 15.04.2022 г.

20 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию /Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.

21 СО 34.35.310 (РД 34.35.310-97). Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.

22 СО 34.35-125-99 (РД 153-34.3.45.125-99) «Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений» (утв. РАО «ЕЭС России» от 12.07.1999 г.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.elec.ru/viewer?url=/library/direction/rd_153-34_3-35_125-99.pdf – 05.05.2022 г.

23 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро .-3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2005. – 185 с.

24 Степановских А.С. Охрана окружающей среды / А.С. Степановских. – Курган: ГИПП "Зауралье", 1998. – 512 с.

25 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период: отчёт о НИР (промежуточ.) / АО «Научно-технический центр единой энергетической системы (Московское отделение)»; рук. С. А. Портянков ; исполн. : М. С. Волков – М., 2019. – 244 с.

26 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376с.

27 Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране атмосферного воздуха» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/12115550/> – 19.04.2022 г.

28 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> – 20.04.2022 г.

29 Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/420272982> – 17.05.2022 г.

30 Филатов А.А. Обслуживание электроподстанций оперативным персоналом. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011.-368 с., ил.

31 Эксплуатация электрооборудования / Г.П. Ерошенко, А.П., А.П. Коломиец, Н.П. Кондратьева, Ю.А. Медведько, М.А. Таранов. – М.: КолосС, 2005. – 344 с.: ил

32 Электрические аппараты. Справочник / И.И. Алиев, М.Б. Абрамов. – М.: Издательское предприятие РадиоСофт, 2007. – 256 с., ил.

33 Электротехнический справочник (том 3)/ Под ред. И.П. Березиной, М.П. Соколовой, Н.Б. Фомичевой. – М.: Издательство «МЭИ», 2002. – 327 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Вкладка «Узлы»

Тип	№	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	U
База	101	500 кВ Владивосток	500	0	0	278,9	114,1	500	0	0	500
Нагр	102	н-ль	500	0	0	0	0	0	0	0	486,0
Нагр	103	220 кВ Владивосток	220	89,1	66,1	0	0	0	0	0	224,0
Нагр	201	220 кВ Зеленый Угол	220	0,7	- 35,4	0	0	0	0	0	220,4
Нагр	202	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	215,3
Нагр	203	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	215,3
Нагр	204	110 кВ Зеленый Угол	110	8,2	2,6	0	0	0	0	0	113,4
Нагр	205	10 кВ Зеленый Угол	10	1,3	0,1	0	0	0	0	0	10,3
Нагр	301	220 кВ Волна	220	0	0	0	0	0	0	0	219,8
Нагр	302	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	214,4
Нагр	303	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	214,4
Нагр	304	110 кВ Волна	110	67,9	15,2	0	0	0	0	0	113,1
Нагр	305	6 кВ Волна	6	29,7	7,7	0	0	0	0	0	6,1
Ген	401	ТГ1 Восточная ТЭЦ	10	2	1,5	30	15,8	10,6	-50	50	10,6
Ген	402	ТГ2 Восточная ТЭЦ	10	2,5	1,9	30	10,3	10,5	-50	50	10,5
Ген	403	ТГ3 Восточная ТЭЦ	10	2,1	1,6	30	10,0	10,5	-50	50	10,5
Нагр	404	110 кВ Восточная ТЭЦ	110	0	0	0	0	0	0	0	113,3
Нагр	501	110 кВ Котельная	110	4,5	1,8	0	0	0	0	0	113,1
Нагр	601	110 кВ Бурун	110	45,2	16,3	0	0	0	0	0	112,9
Нагр	701	110 кВ 2Р	110	56,3	25,7	0	0	0	0	0	113,1
Нагр	801	110 кВ Стройиндустрия	110	14,1	4,1	0	0	0	0	0	113,3
Нагр	901	110 кВ Мингородок	110	21,4	5,3	0	0	0	0	0	113,3
Нагр	1001	110 кВ 1Р	110	20,3	6,7	0	0	0	0	0	113,3
Нагр	1	от.	110	0	0	0	0	0	0	0	113,1

Продолжение Приложения А

Таблица А.2 – Вкладка «Ветви»

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	R	X	B	КГ/г	P _{нач}	Q _{нач}	I _{max}	I _{загр}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тр-р	101	102	500 кВ Владивосток-н-ль	0,53	67,50	5,94	1,00	-278,86	-	347,92	60,19
Тр-р	102	103	н-ль - 220 кВ Владивосток	0,53	-7,48	0,00	0,46	-278,51	-88,38	347,15	27,63
Тр-р	201	202	220 кВ Зеленый Угол - н-ль1	1,43	104,11	5,89	1,00	-31,77	-11,72	88,70	56,02
Тр-р	201	203	220 кВ Зеленый Угол - н-ль2	1,43	104,11	5,89	1,00	-31,77	-11,72	88,70	56,02
Тр-р	202	204	н-ль1 - 110 кВ Зеленый Угол	1,43	-11,67	0,00	0,53	-31,02	-8,96	86,57	28,77
Тр-р	203	204	н-ль2 - 110 кВ Зеленый Угол	1,43	-11,67	0,00	0,53	-31,02	-8,96	86,57	28,77
Тр-р	301	302	220 кВ Волна - н-ль1	0,52	59,25	11,75	1,00	-61,38	-22,30	171,57	54,61
Тр-р	301	303	220 кВ Волна - н-ль2	0,52	59,25	11,75	1,00	-61,38	-22,30	171,57	54,61
Тр-р	302	304	н-ль1 - 110 кВ Волна	0,52	-12,69	0,00	0,53	-46,45	-12,07	129,22	21,64
Тр-р	303	304	н-ль2 - 110 кВ Волна	0,52	-12,69	0,00	0,53	-46,45	-12,07	129,22	21,64
Тр-р	404	401	110 кВ Восточная ТЭЦ - ТГ1	0,87	22,02	28,23	0,09	27,88	12,31	155,30	49,04
Тр-р	404	402	110 кВ Восточная ТЭЦ - ТГ2	0,87	22,02	28,23	0,09	27,39	6,70	143,68	45,37
Тр-р	404	403	110 кВ Восточная ТЭЦ - ТГ3	0,87	22,02	28,23	0,09	27,79	6,67	145,62	45,98
ЛЭП	103	201	220 кВ Владивосток - 220 кВ Зеленый Угол	6,34	27,76	-	0,00	-82,69	-7,68	216,66	36,72
ЛЭП	103	301	220 кВ Владивосток - 220 кВ Волна	5,10	22,34	-	0,00	-106,50	-17,31	281,02	47,63
ЛЭП	201	301	220 кВ Зеленый Угол - 220 кВ Волна	1,15	5,01	-30,86	0,00	-17,49	-24,27	81,56	13,82

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	304	1	110 кВ Волна - от.	0,01	0,46	-3,18	0,00	-19,91	-10,63	115,31	25,62
ЛЭП	1	501	от. - 110 кВ Котельная	0,02	0,04	-0,24	0,00	-4,50	-1,80	24,73	10,99
ЛЭП	1	601	от. - 110 кВ Бурун	0,34	1,25	-9,63	0,00	-15,32	-8,88	90,75	15,38
ЛЭП	601	701	110 кВ Бу- рун - 110 кВ 2Р	0,49	0,82	-5,27	0,00	29,84	7,31	157,07	69,81
ЛЭП	304	701	110 кВ Волна - 110 кВ 2Р	0,24	0,87	-6,70	0,00	-4,80	0,40	24,59	4,17
ЛЭП	701	801	110 кВ 2Р - 110 кВ Стройинду- стрия	0,04	1,45	-10,03	0,00	18,96	12,11	114,85	25,52
ЛЭП	801	404	110 кВ Стройинду- стрия - 110 кВ Восточ- ная ТЭЦ	0,03	0,08	-48,60	0,00	33,07	16,12	187,52	17,13
ЛЭП	701	404	110 кВ 2Р - 110 кВ Во- сточная ТЭЦ	0,17	0,52	-	0,00	62,34	21,15	336,01	30,69
ЛЭП	404	1001	110 кВ Во- сточная ТЭЦ - 110 кВ 1Р	0,07	0,22	-	0,00	-10,89	-0,93	57,22	5,23
ЛЭП	1001	901	110 кВ 1Р - 110 кВ Мин- городок	0,11	0,46	-3,25	0,00	9,37	3,94	51,80	8,78
ЛЭП	901	204	110 кВ Мин- городок - 110 кВ Зеле- ный Угол	0,22	0,88	-6,16	0,00	30,74	9,21	163,50	27,71
ЛЭП	204	404	110 кВ Зеле- ный Угол - 110 кВ Во- сточная ТЭЦ	0,33	1,25	-62,20	0,00	-23,09	-6,65	123,46	20,93
Тр-р	202	205	н-ль1 - 10 кВ Зеленый Угол	1,43	195,64	0,00	0,05	-0,65	-0,05	1,75	0,05
Тр-р	203	205	н-ль2 - 10 кВ Зеленый Угол	1,43	195,64	0,00	0,05	-0,65	-0,05	1,75	0,05
Тр-р	302	305	н-ль1 - 6 кВ Волна	0,52	131,19	0,00	0,03	-14,84	-4,54	41,78	0,38
Тр-р	303	305	н-ль2 - 6 кВ Волна	0,52	131,19	0,00	0,03	-14,84	-4,54	41,78	0,38

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет заземляющего устройства ПС 110 кВ Шошино

Размеры ОРУ:

$$A := 74$$

$$B := 74$$

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 5.929 \times 10^3$$

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 15$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 790.533$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S}

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 5.133$$

$$m := 6$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot S \cdot (m + 1) = 1.078 \times 10^3$$

Число вертикальных электродов:

$$n_{\text{В}} := \text{round} \left(\frac{4 \sqrt{S}}{a} \right) = 21$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$l_{\text{В}} := 3 - \text{длина вертикальных электродов}$$

$$R_{\text{ПС}} := 140 \cdot \left(\frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.395 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.039$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 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.

Стационарное сопротивление заземления ПС:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.373$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{МОЛН}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{ИМП}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.585$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{ИМП}} := \alpha_{\text{ИМП}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.591$$

Расчет шума трансформатора

$$L_{\text{wa}} := 89 \quad n := 2 \quad \text{ДУ}_{\text{LA1}} := 50$$

$$L_{\text{wa.сумм}} := \log \left(10^{0.1 \cdot L_{\text{wa}}} 10^{0.1 \cdot L} \right) = 92.01$$

$$R_{\text{min}} := \sqrt{\frac{1}{2\pi} \cdot 10^{0.1(L_{\text{wa.сумм}} - \text{ДУ}_{\text{LA1}})}} = 50.283$$

Продолжение Приложения Б

Экономический анализ

$$\begin{aligned}
 k_{\text{зон.ПР}} &:= 1.4 & K_{\text{постМ110}} &:= 20500 & K_{\text{ру110}} &:= 6300 & n_{\text{ру110}} &:= 2 \\
 k_{\text{инф.ПР}} &:= 9.38 & & & & & & \\
 K_{\text{тр.110}} &:= 5050 & n_{\text{тр110}} &:= 2 & K_{\text{ру10}} &:= 800 & n_{\text{ру10}} &:= 10
 \end{aligned}$$

Капитальные вложения

Распределительные устройства

$$K_{\text{ру.сумм}} := K_{\text{ру110}} \cdot n_{\text{ру110}} + K_{\text{ру10}} \cdot n_{\text{ру10}} = 2.06 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру.сумм.инф}} := k_{\text{зон.ПР}} \cdot k_{\text{инф.ПР}} \cdot K_{\text{ру.сумм}} = 2.705192 \times 10^5$$

Трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм}} := K_{\text{тр.110}} \cdot n_{\text{тр110}} = 1.01 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр.сумм.инф}} := k_{\text{зон.ПР}} \cdot k_{\text{инф.ПР}} \cdot (K_{\text{тр.сумм}}) = 1.32633 \times 10^5$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{постМ110}} = 2.05 \times 10^4$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон.ПР}} \cdot k_{\text{инф.ПР}} \cdot K_{\text{постМ110}} = 2.6921 \times 10^5$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.}} + K_{\text{тр.сумм.инф}} + K_{\text{ру.сумм.инф}} = 6723 \text{ тысруб}$$

$$K_{\text{пс.млн}} := \frac{K_{\text{пс}}}{1000} = 672.358 \text{ млнруб} \qquad \frac{K_{\text{пс.млн}}}{3} = 224.119$$

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{пс}}}{20} = 33617.92 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{ам.пс.млн}} := \frac{I_{\text{ам.пс}}}{1000} = 33.61 \text{ млнруб}$$

Продолжение Приложения Б

Стоимость потерь электрорезергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 126 \quad C_W := 2.84$$
$$I_W := \frac{I_W}{1000} = 0.358 \quad \begin{matrix} 4 \text{ тысруб} \\ \text{млнруб} \end{matrix}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{ПС}} := 0.067$$

$$I_{\text{ЭКСП}} := K_{\text{ПС}} \cdot a_{\text{ПС}} = 4.505 \times 10^4 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{\text{ЭКСП.МЛН}} := \frac{I_{\text{ЭКСП}}}{1000} = 45.048 \quad \text{млнруб}$$

$$P_{\text{ЭФЕКТИВНАЯ}} := 19980 \quad \text{кВт} \quad C_W := 2.84 \quad \text{руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \quad \text{часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{ЭФЕКТИВНАЯ}} \cdot T = 1.726 \times 10^8 \quad \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

$$W_{\text{МЛН}} := \frac{W}{1000} = 1.726 \times 10^5 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$O_{\text{рт}} := W \cdot C_W = 4.903 \times 10^8 \quad \text{руб (за год)}$$

$$O_{\text{рт.МЛН}} := \frac{O_{\text{рт}}}{1000000} = 490.261 \quad \text{млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{\text{ОКУП}} := \frac{K_{\text{ПС.МЛН}}}{O_{\text{рт.МЛН}}} = 1.371 \quad \text{года}$$

Продолжение Приложения Б

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$P_{ct} := O_{pt.млн} - I_{эксп.млн} - I_{ам.пс.млн} = 411.595 \quad \text{млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_t := 0.24P_{ct} = 98.783 \quad \text{млнруб}$$

Прибыль от реализации

$$P_{чт} := P_{ct} - H_t = 312.812 \quad \text{млнруб}$$

Простой срок окупаемости

$$T_{ок.п} := \frac{K_{пс.млн}}{P_{чт}} = 2.149 \quad \text{лет}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет молниезащиты ПС 110 кВ Шошина

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 6.5 \quad h_2 := 5.5$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 13.675$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}1} := 0.85 \cdot h_1 = 5.525$$

$$h_{\text{эф}2} := 0.85 \cdot h_2 = 4.675$$

Радиусы зон защиты на уровне крыши:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1) h_1 = 7.066$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2) h_2 = 5.99$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 1.4$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}} \right) = 5.275$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}} \right) = 4.196$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{\text{cx}12'} := h_{\text{эф}1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1) = 4.291$$

$$h_{\text{cx}12''} := h_{\text{эф}2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2) = 3.272$$

$$h_{\text{cx}12} := \frac{h_{\text{cx}12'} + h_{\text{cx}12''}}{2} = 3.782$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

Продолжение Приложения В

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 4.76$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 3.427$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 4.093$$